

I. DISPOSICIONES XERAIS

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO E COMERCIO

3158 *Real decreto 134/2010, do 12 de febreiro, polo que se establece o procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración e se modifica o Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.*

A Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico, dispón no seu artigo 25 que o Goberno poderá establecer os procedementos, compatibles co mercado de libre competencia en produción, para conseguir o funcionamento daquelas unidades de produción de enerxía eléctrica que utilicen fontes de combustión de enerxía primaria autóctonas, ata un límite do 15 por cento da cantidade total de enerxía primaria necesaria para producir a electricidade demandada polo mercado nacional, considerada en períodos anuais, e adoptará as medidas necesarias dirixidas a evitar a alteración do prezo de mercado.

Por outra parte, o mercado de produción de enerxía eléctrica regulado no Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica, constitúe unha peza básica no esquema regulador do sector eléctrico introducido pola citada Lei 54/1997, do 27 de novembro, que ten como unha das súas metas conseguir unha mellora na eficiencia mediante a introdución de mecanismos de mercado naquelas actividades que se poden realizar en condicións competitivas.

A garantía da subministración aos consumidores eléctricos pon de manifesto a importancia de manter aberta a opción dos combustibles de orixe autóctona. A este respecto, a xeración térmica con centrais que utilizan carbón como combustible achega normalmente ademais, salvo indispoñibilidades puntuais sobrevidas, un grao de fiabilidade adecuado para garantir a correcta operación do sistema e a subministración eléctrica, ao se tratar dunha produción xestionable e provedora de servizos de axuste do sistema.

A iso hai que engadir o carácter estratéxico da produción con carbón autóctono. Neste sentido, dado que as centrais que utilizan carbón autóctono provén este servizo e que o carbón autóctono pode ser utilizado ata un máximo do 15 por cento da cantidade total de enerxía primaria necesaria para producir a electricidade demandada en cómputo anual, faise necesario o uso deste carbón nunhas cantidades non maiores ás previstas no Plan Nacional de Reserva Estratéxica de Carbón 2006-2012 e Novo Modelo de Desenvolvemento Integral e Sustentable das Comarcas Mineiras, para evitar que o parque xerador das centrais de carbón desapareza nun prazo curto e se perda así un soporte estratéxico importante para levar a cabo os compromisos adquiridos.

Para acadar os obxectivos sinalados, no artigo único do real decreto apróbase o procedemento de resolución das restricións por garantía de subministración que se identifican no programa diario base de funcionamento e previamente ao proceso de modificación de programas para a resolución das restricións técnicas do sistema.

O proceso de resolución de restricións por garantía de subministración, que figura no anexo I deste real decreto, consiste en realizar sobre o programa diario base de funcionamento aquelas modificacións necesarias para cumprir os referidos criterios de seguranza de subministración, co menor impacto económico e ambiental posible, e respectando as limitacións que sexa preciso establecer por seguranza do sistema.

Establécese tamén a posterior aplicación dun mecanismo para a redución dos valores programados que resulte precisa, co obxecto de obter un programa equilibrado en xeración e demanda, tras a realización das modificacións necesarias para resolver as restricións por garantía de subministración, e unha vez tidas xa en conta as modificacións de programa por solución de restricións técnicas cuxo saldo neto horario represente unha redución do

programa base de funcionamento. Este mecanismo de redución dos programas de produción aplicarase sobre as instalacións térmicas de produción emisoras de CO₂, seguindo unha orde de mérito descendente dos niveis de emisión de CO₂ das distintas instalacións e respectando as limitacións de programa que sexa preciso establecer por seguranza do sistema eléctrico.

Para a aplicación deste mecanismo preveuse que a Comisión Nacional de Enerxía supervise os valores de emisión de cada unha das instalacións térmicas de produción, comunicados polos suxeitos titulares destas, como paso previo á utilización destes valores por parte do operador do sistema. Os ditos valores de emisión deberán ser coherentes co contido dos informes verificados de emisión notificados polo titular no marco da Lei 1/2005, do 9 de marzo, pola que se regula o réxime do comercio de dereitos de emisión de gases de efecto invernadoiro.

Preveuse igualmente que a Comisión Nacional de Enerxía poida solicitar información sobre as ofertas presentadas no mercado diario polas centrais que utilizan carbón autóctono como combustible, así como por aquelas outras instalacións térmicas de produción emisoras de CO₂ que poden participar no proceso de redución de programas posterior á resolución de restricións por garantía de subministración, co fin de detectar a existencia de indicios de prácticas restritivas da competencia.

Inclúense, así mesmo, por unha banda, un anexo II onde se definen as centrais que quedan adscritas a este proceso como unidades vendedoras, a metodoloxía de cálculo para establecer a retribución da enerxía entregada e os volumes máximos anuais de produción que poden ser programadas no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración e, por outra, un anexo III onde se regulan os dereitos de cobramento das unidades cuxo programa resulte reducido no proceso para a compensación das modificacións por solución de restricións por garantía de subministración.

O anterior determina a necesidade de introducir no Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica, as modificacións precisas para distinguir dentro dos servizos de axuste do sistema o servizo da resolución de restricións por garantía de subministración.

O mecanismo regulado neste real decreto ten carácter transitorio e a súa posta en marcha queda vinculada ao desenvolvemento e aprobación dos procedementos de operación e, se é o caso, ao contido no artigo 108.3 do Tratado de Lisboa, que permitan a súa implantación.

Este real decreto foi obxecto do informe 29/2009 da Comisión Nacional de Enerxía, aprobado polo seu Consello de Administración na súa reunión do 16 de novembro de 2009, para cuxa elaboración se tiveron en conta as alegacións formuladas no trámite de audiencia efectuado a través do Consello Consultivo de Electricidade; así como do informe da Comisión Nacional da Competencia, aprobado polo seu Consello na súa reunión do 25 de novembro de 2009.

A Comisión Delegada do Goberno para Asuntos Económicos examinou este real decreto na súa reunión do 22 de outubro de 2009.

Este real decreto dítase ao abeiro do establecido no artigo 149.1.13.^a e 25.^a da Constitución española, que lle atribúe ao Estado a competencia exclusiva para determinar as bases e coordinación da planificación xeral da actividade económica e as bases do réxime mineiro e enerxético, respectivamente. A este respecto cabe sinalar que, polo contido das súas disposicións, a lei non resulta un instrumento idóneo para o seu establecemento e se encontra xustificada a súa aprobación mediante real decreto.

Na súa virtude, por proposta do ministro de Industria, Turismo e Comercio, de acordo co Consello de Estado e logo de deliberación do Consello de Ministros na súa reunión do día 12 de febreiro de 2010,

DISPOÑO:

Artigo único. *Aprobación do procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración.*

1. Apróbase o procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración, nos termos que establece o anexo I deste real decreto.

2. No anexo II defínense as centrais que quedan obrigadas a participar neste proceso como unidades vendedoras, así como a metodoloxía de cálculo do prezo de retribución da enerxía e a maneira de fixar os volumes máximos de produción anuais que poden ser programados no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración.

Estas centrais presentarán á Comisión Nacional de Enerxía unha carta de compromiso de adquisición de carbón autóctono ata 2012 por cada un dos subministradores, incluído o xestor do almacenamento estratéxico temporal de carbón, segundo se define no anexo II. A dita carta deberase presentar no prazo de dous meses contado desde o día da entrada en vigor deste real decreto.

3. No anexo III defínense os dereitos de cobramento daquelas centrais termoeléctricas de xeración que vexan reducidos os seus programas na resolución das restricións por garantía de subministración.

Disposición adicional única. *Informes sobre os efectos da aplicación do procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración.*

1. O ministro de Industria, Turismo e Comercio, no prazo de dous anos desde a entrada en vigor deste real decreto, presentará un informe á Comisión Delegada do Goberno para Asuntos Económicos, no cal se analizará o impacto no mercado da aplicación do procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración, para os diferentes axentes do mercado eléctrico en España afectados, poñendo especial énfase nos efectos que afecten a competencia.

2. O ministro de Industria, Turismo e Comercio, no prazo de dous anos desde a entrada en vigor deste real decreto, presentará un informe á Comisión Delegada do Goberno para o Cambio Climático, no cal se analizará o impacto en relación coas emisións de CO₂ como consecuencia da aplicación do procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración.

Disposición transitoria única. *Aplicación do procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración.*

O procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración que se regula no artigo 1 será de aplicación ata o 2014 ou en data anterior que sexa fixada polo ministro de Industria, Turismo e Comercio se cesan as circunstancias excepcionais que motivaron este real decreto.

Disposición derradeira primeira. *Título competencial.*

Este real decreto dítase ao abeiro do establecido no artigo 149.1.13.^a e 25.^a da Constitución española, que atribúe ao Estado a competencia exclusiva para determinar as bases e coordinación da planificación xeral da actividade económica e as bases do réxime mineiro e enerxético, respectivamente.

Disposición derradeira segunda. *Modificación do Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica.*

Modifícase o Real decreto 2019/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o mercado de produción de enerxía eléctrica, nos seguintes termos:

Un. O artigo 2 queda redactado do seguinte xeito:

«Artigo 2. *Definición.*

O mercado de produción de enerxía eléctrica é o integrado polo conxunto de transaccións comerciais de compra e venda de enerxía e doutros servizos relacionados coa subministración de enerxía eléctrica.

O mercado de produción de enerxía eléctrica estrutúrase en mercados a prazo, mercado diario, mercado intradiario, mercados non organizados e mercados de servizos de axuste do sistema, e enténdense por tales a resolución de restricións por garantía de subministración e por restricións técnicas do sistema, os servizos complementarios e a xestión de desvíos.»

Dous. O artigo 12 queda redactado como segue:

«Artigo 12. *Restricións por garantía de subministración e técnicas.*

1. A partir do programa diario base de funcionamento o operador do sistema determinará, primeiro, as restricións por garantía de subministración que se regulen e, despois, as restricións técnicas que puideren afectar a execución do programa previsto, así como as necesidades de servizos complementarios a que der lugar.

Para os efectos deste real decreto, entenderase como restrición por garantía de subministración a produción que se determine como necesaria daquelas unidades térmicas de produción de enerxía eléctrica que utilicen fontes de combustión de enerxía primaria autóctonas para aseguraren a garantía da subministración ata o límite máximo establecido no artigo 25 da Lei 54/1997, do 27 de novembro, e tidas en conta as posibles limitacións de programa por seguranza que, de acordo co establecido nos procedementos de operación, puideren ser requiridas.

Para os efectos deste real decreto, entenderase por restrición técnica calquera circunstancia ou incidencia derivada da situación da rede de transporte ou do sistema que, por afectar as condicións de seguranza, calidade e fiabilidade da subministración establecidas regulamentariamente e a través dos correspondentes procedementos de operación, requira, por criterio técnico do operador do sistema, a modificación dos programas.

2. Os procedementos de resolución de restricións por garantía de subministración e técnicas poderán comportar a retirada de ofertas recollidas nos programas, así como a modificación dos programas, nos termos que se establezan sobre a base doutras ofertas por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía.

3. A resolución das restricións por garantía de subministración, a resolución das restricións técnicas e o resultado do mercado de servizos complementarios a que se refire o artigo 14 denominarase programa diario viable e será comunicado polo operador do sistema aos suxeitos na forma e prazos establecidos nos procedementos de operación.»

Tres. O artigo 23 bis queda redactado como a continuación se transcribe:

«Artigo 23 bis. *Liquidación que realizará o operador do sistema.*

O operador do sistema liquidará as contías que teñen que satisfacer ou recibir os suxeitos do mercado de produción correspondentes a:

a) Os cobramentos e pagamentos derivados da xestión dos servizos de axuste do sistema, que incluírá:

A resolución de restricións por garantía de subministración.

A resolución de restricións técnicas.

Os servizos complementarios.

A xestión dos desvíos.

b) Os cobramentos ou pagamentos polo servizo de pagamento por capacidade.»

Disposición derradeira terceira. *Desenvolvemento normativo.*

1. Nun prazo máximo de dous meses a partir da publicación deste real decreto, o operador do sistema deberá presentar ao Ministerio de Industria, Turismo e Comercio unha proposta de revisión dos procedementos de operación afectados polo establecido neste real decreto.

2. Autorízase o ministro de Industria, Turismo e Comercio para ditar, no ámbito das súas competencias, as disposicións de desenvolvemento que resulten indispensables para asegurar a adecuada aplicación deste real decreto, así como para a modificación dos seus anexos en función das necesidades de garantía de subministración do sistema eléctrico.

Disposición derradeira cuarta. *Entrada en vigor.*

Este real decreto entrará en vigor o día seguinte ao da súa publicación no «Boletín Oficial del Estado» e será de aplicación a partir da data de entrada en vigor dos procedementos de operación a que se refire o punto terceiro do número 1 do anexo I.

Dado en Madrid o 12 de febreiro de 2010.

JUAN CARLOS R.

O ministro de Industria, Turismo e Comercio
MIGUEL SEBASTIÁN GASCÓN

ANEXO I

Procedemento de resolución de restricións por garantía de subministración

Primeiro. *Resolución das restricións por garantía de subministración ao programa diario base de funcionamento.*—Antes das 14:00 horas de cada xoves, o operador do sistema establecerá un plan de funcionamento para a semana eléctrica inmediata seguinte, para as centrais que utilizan carbón autóctono como combustible, e comunicará a cada titular das ditas centrais o seu plan de funcionamento. Entenderase por semana eléctrica o período comprendido entre as 0:00 horas de cada sábado e as 24:00 horas do venres inmediato seguinte. Estes plans semanais elaboraranse de forma que o consumo de carbón autóctono anual non supere as cantidades previstas no Plan Nacional de Reserva Estratéxica de Carbón 2006-2012 e Novo Modelo de Desenvolvemento Integral e Sustentable das Comarcas Mineiras.

Diariamente, e nos mesmos prazos establecidos para a comunicación de información previa ao mercado diario, o operador do sistema poñerá á disposición de cada suxeito do mercado as posibles actualizacións do seu plan de funcionamento semanal que sexa necesario considerar en razón da evolución das previsións da demanda ou das entregas de produción de orixe renovable, ou por indispoñibilidades sobrevidas de instalacións de produción e/ou elementos da rede de transporte.

O proceso de resolución das restricións por garantía de subministración ao programa diario base de funcionamento realizarase previamente á modificación dos programas para a resolución das restricións técnicas, pero tendo xa en conta, no entanto, as limitacións de programa que poidan ser requiridas por razóns de seguranza do sistema eléctrico.

No proceso de resolución de restricións por garantía de subministración, o operador do sistema realizará as modificacións de programa necesarias para incluír, de acordo co plan de funcionamento semanal, de ser o caso, actualizado e comunicado aos suxeitos do mercado, a xeración térmica con centrais que utilizan carbón autóctono como combustible que fosen determinadas polo ministro de Industria, Turismo e Comercio ata o límite máximo establecido no artigo 25 da Lei 54/1997, do 27 novembro, sempre que este límite máximo implique, no período anual correspondente, o consumo dunhas cantidades de carbón autóctono non maiores ás previstas no mencionado Plan Nacional de Reserva Estratéxica de Carbón 2006-2012 e Novo Modelo de Desenvolvemento Integral e Sustentable das Comarcas Mineiras para ese ano.

Tras a resolución das restricións por garantía de subministración e a posterior resolución das restricións técnicas, o operador do sistema, co obxecto de obter un programa equilibrado en xeración e demanda, procederá a aplicar unha redución dos valores programados para compensar aquela enerxía incorporada para a resolución das restricións por garantía de subministración e que non fose xa directamente compensada polas modificacións de programa por solución de restricións técnicas cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento.

Segundo. Unidades que participan no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración no programa diario base de funcionamento.—Para a resolución de restricións por garantía de subministración modificaranse os programas para incluír a xeración térmica con centrais que utilizan carbón autóctono como combustible, e participarán as centrais habilitadas polo ministro de Industria, Turismo e Comercio, segundo o disposto no anexo II.

Terceiro. Modificación de programas para a resolución de restricións por garantía de subministración.

1. O operador do sistema determinará, de acordo co plan semanal de funcionamento para as centrais que utilizan carbón autóctono como combustible, actualizado, se é o caso, ata o día anterior ao de subministración, as modificacións que, cumprindo cos criterios de seguranza establecidos nos procedementos de operación do sistema, se deban realizar sobre o programa diario base de funcionamento para a resolución das restricións por garantía de subministración.

2. Os aumentos de enerxía así programados e efectivamente realizados sobre o programa diario base de funcionamento serán retribuídos segundo a metodoloxía de cálculo establecida no anexo II para a correspondente instalación.

Cuarto. *Solución dos desequilibrios entre produción e demanda derivados da resolución de restricións por garantía de subministración.*

1. Os incrementos dos programas de xeración térmica con centrais que utilizan carbón autóctono como combustible que se realicen de acordo co establecido no punto terceiro deste anexo I, que non sexan directamente compensados polas modificacións de programa que sexa preciso aplicar para a resolución das restricións técnicas identificadas e cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento, serán compensados mediante a aplicación do mecanismo específico descrito nos puntos seguintes.

2. Neste mecanismo específico de redución de programas participarán todas as instalacións térmicas de produción de réxime ordinario emisoras de CO₂, con excepción daquelas instalacións de réxime ordinario que realicen actividades de coxeración ou ás cales aplique a prima que se establece nos artigos 45 e 46 e na disposición adicional sexta do Real decreto 661/2007, do 25 de maio, polo que se regula a actividade de produción de enerxía eléctrica en réxime especial, que non estean incluídas no anexo II e teñan un programa de venda de enerxía no programa diario base de funcionamento correspondente ao día seguinte.

3. A redución dos programas destas instalacións de produción efectuarase tendo en conta a orde de mérito descendente dos niveis de emisión de CO₂ das distintas instalacións de produción, con respecto das limitacións de programa que sexa preciso establecer sobre as ditas instalacións por razóns de seguranza do sistema eléctrico.

A Comisión Nacional de Enerxía supervisará e fará públicos os valores de emisión de CO₂ de cada unha das instalacións térmicas de produción, comunicados polos suxeitos titulares destas instalacións, como paso previo á utilización destes valores neste proceso. Os valores de emisión comunicados para estes efectos deberán ser coherentes co contido dos informes verificados de emisións que o titular notificase no marco da Lei 1/2005, do 9 de marzo, pola que se regula o réxime de comercio de dereitos de emisión de gases de efecto invernadoiro.

En caso de que os valores de emisión de CO₂ das instalacións para unha tecnoloxía estean nun rango inferior ao 5 por cento de desviación con respecto á media por tecnoloxía terase en conta o criterio de minimización do impacto económico no sistema na priorización da redución dos programas, para o cal se establecerá un proceso de poxa con carácter mensual que garanta a minimización do dito impacto económico. Este proceso de poxa será realizado pola Comisión Nacional de Enerxía.

4. As unidades cuxo programa resulte reducido neste proceso para a compensación das modificacións por solución de restricións por garantía de subministración, tras a incorporación tamén daquelas modificacións de programa para a resolución de restricións técnicas cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento, terán asociada unha obriga de pagamento ao prezo do mercado diario e, sempre que a redución de programa aplicada no programa base de funcionamento se manteña de forma efectiva, xerarán un dereito de cobramento que se define no anexo III.

Posteriormente, estas unidades non poderán ofertar a subir nos mercados intradiarios salvo para manter os seus mínimos técnicos de funcionamento. O incumprimento deste requisito será sancionado nos termos que resultan da Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico.

Quinto. *Asignación e liquidación dos custos derivados do proceso.*

1. A liquidación dos custos derivados do proceso será realizada polo operador do sistema de acordo co establecido nos puntos terceiro e cuarto.

2. O saldo dos dereitos de cobramento establecidos nos puntos terceiro e cuarto e das obrigas de pagamento do punto cuarto será sufragado con cargo ao saldo resultante

da diferenza entre os ingresos derivados do financiamento dos pagamentos por capacidade e os custos correspondentes á súa retribución antes da súa liquidación á Comisión Nacional de Enerxía. O saldo restante terá a consideración de ingreso ou custo liquidable do sistema para os efectos previstos no Real decreto 2017/1997, do 26 de decembro, polo que se organiza e regula o procedemento de liquidación dos custos de transporte, distribución e comercialización a tarifa, dos custos permanentes do sistema e dos custos de diversificación e seguranza de abastecemento.

Sexto. *Supervisión.*—Sen prexuízo do establecido na disposición adicional décimo primeira, punto terceiro 1, función décimo primeira, da Lei 34/1998, do 7 de outubro, do sector de hidrocarburos, en relación co título X da Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico, a Comisión Nacional de Enerxía, no exercicio da función décimo segunda da disposición adicional décimo primeira, poderá solicitar a información que considere necesaria.

Cando detecte a existencia de indicios de prácticas restritivas da competencia poñerá en coñecemento da Comisión Nacional da Competencia e achegará todos os elementos de feito ao seu alcance e, se é o caso, un ditame non vinculante da cualificación que lle merecen os feitos.

ANEXO II

Centrais que participan no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración como unidades vendedoras, prezo de retribución da enerxía e volumes máximos de produción anuais programados

1. As centrais obrigadas a participaren como unidades vendedoras no proceso de modificacións de programa para a resolución de restricións por garantía de subministración son as que se citan a continuación:

Soto de Ribera 3
Narcea 3
Anllares
La Robla 2
Compostilla
Teruel
Guardo 2
Puentenuevo 3
Escucha
Elcogás

Os prezos de retribución da enerxía e o volume máximo de produción para cada ano que pode ser programado no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración serán fixados para cada central anualmente por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía. Igualmente, a Secretaría de Estado de Enerxía poderá autorizar transvasamentos de carbón entre centrais para unha mellor xestión do *stock* acumulado e fixará a nova retribución e volume máximo das centrais afectadas.

O incumprimento da produción programada no plan de funcionamento comunicado polo operador do sistema no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración, conforme establece o anexo I, será sancionado nos termos que resultan da Lei 54/1997, do 27 de novembro, do sector eléctrico, salvo que derive de indispoñibilidades sobrevidas debidamente xustificadas de acordo coa normativa vixente.

Se, como consecuencia de indispoñibilidades sobrevidas debidamente xustificadas, conforme se establece no punto anterior, a diferenza entre as cantidades correspondentes ao volume máximo de produción do ano e as realmente producidas terase en conta para a fixación do volume máximo de produción durante o período de vixencia do mecanismo.

2. As cantidades de carbón autóctono que teñan que adquirir os titulares das centrais a que se refire o punto anterior para cumprir os volumes máximos de produción que poden ser

programados no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración serán as que sexan fixadas para cada ano por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía.

A Comisión Nacional de Enerxía supervisará e inspeccionará a correcta utilización do carbón autóctono asociada ás producións programada no plan de funcionamento comunicado polo operador do sistema no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración.

3. Metodoloxía de cálculo dos prezos de retribución da enerxía.

3.1 Os prezos de retribución da enerxía das centrais obrigadas a participaren no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración corresponderán co custo unitario de xeración do grupo para unha produción anual correspondente ao volume máximo de produción programable por garantía de subministración.

Cando algunha destas centrais resulte programada no programa base de funcionamento e o volume máximo de produción programado non fose acadado, a diferenza entre o prezo horario resultante no mercado diario e o custo unitario de xeración que se define no punto seguinte xerará unha obriga de pagamento do titular da central no proceso de liquidación das restricións por garantía de subministración. A enerxía producida terase en conta á hora de determinar a enerxía pendente para alcanzar o volume máximo de produción para cada ano que pode ser programada no proceso de resolución de restricións por garantía de subministración.

3.2 O custo unitario de xeración dos grupos para unha produción anual correspondente ao volume máximo de produción programable por garantía de subministración incluírá o custo de combustible posto en central, o custo financeiro do carbón autóctono almacenado, o custo variable de operación e mantemento, os custos fixos e o custo de emisión de CO₂. Estes custos calcularanse para cada central *i* de acordo coa seguinte fórmula:

$$CG(i) = CC_i + Cf_i + CVOM_i + CF_i + CO_{2i}$$

Onde:

CC_{*i*}: custo de combustible expresado en euros/MWh, que se calculará de acordo coa seguinte fórmula:

$$1.000 \times FCA_i \times \left[PRCA_i \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i} \right] + 1.000 \times (1 - FCA_i) \times \left(\frac{P_p}{C_{se}} + PRL_i \right) \times \frac{ConsEsp_i}{PCS_i}$$

Onde:

FCA_{*i*}: é o tanto por un de carbón autóctono en enerxía, que será acreditado ante a Comisión Nacional de Enerxía polos titulares das instalacións.

PRCA_{*i*} son os prezos de adquisición do carbón autóctono para cada central, expresados en €/t que incorporan as correccións por motivos de calidade. Estes prezos serán calculados a partir dos prezos de 2009, que se incrementarán un 2% anual ata o ano 2012. No caso do almacenamento estratéxico temporal de carbón (AETC) consideraranse ademais os custos loxísticos e de xestión. Ao finalizar cada exercicio, as centrais que fixasen un prezo de adquisición inferior ao considerado liquidarán ao operador do sistema o exceso de retribución por este concepto segundo se estableza por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía.

ConsEsp_{*i*} é o consumo específico da central expresado en te PCS/kWh en barras de central. Para cada unha das centrais tomaranse os seguintes:

Central Térmica	Consumo Específico (te de PCS / kWh bc)
Soto de Ribera 3	2,597
Narcea 3	2,636
Anllares	2,748
La Robla 2	2,741

Central Térmica	Consumo Específico (te de PCS / kWh bc)
Compostilla	2,568
Teruel	2,670
Guardo 2.	2,548
Puentenuevo 3	2,668
Escucha	3,078
Elcogás.	2,527

Anualmente, estes parámetros serán actualizados por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía.

PCS_i e PCS'_i son os poderes caloríficos superiores do carbón autóctono e do combustible de referencia da central i expresados en te PCS/t, onde o primeiro deberá ser acreditado ante a Comisión Nacional de Enerxía pola empresa propietaria de cada central.

$C_{\$/\text{€}}$: cambio do dólar fronte ao euro (en $\$/\text{€}$). Para a conversión de dólares USA a euros tomarase a media dos tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada polo Banco Central Europeo e correspondente ao período de cálculo do prezo do combustible. Se nalgún dos días do período de aplicación de prezo a ratio de conversión do USD/EUR non estivese dispoñible, entón utilizaríase a taxa de conversión USD/EUR do último día laborable.

P_p é o prezo de referencia da hulla importada, tal como figura no anexo III, onde se especifica o procedemento de cálculo e que será revisado con carácter anual. No caso de que se utilicen outros combustibles, ponderarase o seu prezo en función dos prezos internacionais destes combustibles.

PRL_i é o prezo de referencia dos custos de loxística dos combustibles postos na central i en $\text{€}/t$. Este termo será determinado pola Secretaría de Estado de Enerxía para cada central baseado en prezos de mercado.

C_f : custo financeiro unitario, expresado en euros/MWh. É o custo do carbón autóctono almacenado superior ao *stock* de seguranza (equivalente a un consumo de 720 horas). Calcularase aplicando o tipo de xuro do EURIBOR máis 150 puntos básicos á cantidade de carbón autóctono almacenado superior ao *stock* de seguranza valorado ao prezo de adquisición do *stock* existente. Ademais, considéranse como custo unhas minguas do 1% para as hullas e antracitas e do 2% para o lignito negro. A suma das cantidades dividida polo volume máximo de produción programable por garantía de subministración para o ano que se calcula dará como resultado o custo financeiro unitario.

Ao finalizar cada exercicio, as centrais que funcionaron maior número de horas que as consideradas, correspondente ao volume máximo de produción programable por garantía de subministración que se fixase para este exercicio, liquidarán ao operador do sistema o exceso de retribución en concepto de custo financeiro por ese exceso.

$CVOM_i$: custo variable de operación e mantemento unitario, expresado en euros/MWh. Este custo tomará un valor de 2 $\text{€}/\text{MWh}$ para as centrais de lignito negro e de 1,5 $\text{€}/\text{MWh}$ para as hullas e antracitas. No caso de que o grupo de xeración conte con planta de desulfuración estes custos incrementaranse en 0,5 $\text{€}/\text{MWh}$.

CF_i : o custo fixo unitario, expresado en euros/MWh, incluírá o custo de operación e mantemento fixo e, se é o caso, a anualidade do custo de investimento calculado de acordo coa seguinte fórmula:

$$CF_i = (CFOM_i \times P_i + CIT_i) / E_{pi}$$

Onde:

$CFOM_i$: custo fixo de operación e mantemento unitario, expresado en euros/MW. O custo fixo de operación e mantemento para cada central será de 33.000 $\text{€}/\text{MW}$ de custo

por grupo xerador ou, para a central de gasificación integrada, 140.000 €/MW a prezos de 2010. Ademais, consideraranse 5.000 €/MW, se conta con planta de desulfuración, a prezos de 2010.

Os valores do custo fixo de operación e mantemento definidos no parágrafo anterior actualizaranse cada ano coa variación anual do índice de prezos de consumo e serán publicados por resolución da Secretaría de Estado de Enerxía. Para o cálculo da variación dos índices de prezos no ano n tomarase como valor dos ditos índices a media móbil dos últimos doce meses en novembro do ano anterior.

CIT_i : anualidade do custo do investimento por desulfuración ou para amortización de plantas de gasificación integradas para cada grupo, expresada en euros. Compórase como suma de dous termos, a retribución por amortización e a retribución do capital, e descontarase o pagamento por capacidade. Calculárase de acordo coa seguinte fórmula:

$$CIT_i = A_i + R_i - CP_i$$

Onde:

A_i : retribución por amortización anual do investimento do grupo i, expresada en euros. A amortización do investimento será lineal considerando unha vida útil de 10 anos para os investimentos en desulfuración e de 6 anos para a amortización da planta de gasificación integrada.

R_i : retribución financeira no ano n do investimento do grupo i, expresada en euros.

Calculárase cada ano aplicando a taxa de retribución (Tr_n) ao investimento neto (VNI_{in}), conforme a seguinte fórmula:

$$R_{in} = VNI_{in} \times Tr_n$$

Sendo:

VNI_i : valor neto do investimento do grupo i expresado en euros. Para o seu cálculo tomaranse como valores iniciais en 31 de decembro de 2009 un investimento de 60.000 miles de euros para os grupos que contan con planta de desulfuración. No caso da planta de gasificación integrada tomarase o valor do investimento non amortizado en 31 de decembro do ano 2009.

(Tr_n): taxa financeira de retribución que se aplicará no ano n. Corresponderase co valor do EURIBOR a tres meses máis 150 puntos básicos. O dito valor revisarase anualmente co valor do EURIBOR da media das cotizacións do mes de novembro do ano anterior á data da actualización.

CP_i : pagamento anual por capacidade do grupo i, expresada en euros para cada central.

P_i : potencia neta do grupo xerador, en MW.

Ep_i : enerxía programada para o ano, en MWh.

Ao finalizar cada exercicio, as centrais que producen un volume de enerxía eléctrica superior ao volume máximo de produción programable por garantía de subministración que se fixase, liquidarán ao operador do sistema o exceso de retribución en concepto de custo fixo pola dita diferenza, logo de resolución da Secretaría de Estado de Enerxía.

CO_{2i} : o custo unitario de emisión do CO_2 en euros/MWh, para o cal se aplican os últimos factores de emisión dispoñibles de cada grupo xerador (en ton CO_2 por MWh xerado). Para o cálculo do valor do dereito de emisión, para cada exercicio tomarase a cotización media do EUA Futures Contracts do mes de novembro no mercado ECX para o ano seguinte.

4. Para o ano 2010 os volumes máximos para cada central fixaranse rateando en función do número máximo de horas en que este mecanismo é de aplicación.

ANEXO III

Dereitos de cobramento das unidades cuxo programa resulte reducido no proceso para a compensación das modificacións por solución de restricións por garantía de subministración

1. *Dereitos de cobramento das unidades que utilicen como combustible carbón de importación e fuel*

1.1 As unidades que utilicen como combustible carbón de importación ou fuel cuxo programa resulte reducido neste proceso para a compensación das modificacións por solución de restricións por garantía de subministración, tras a incorporación tamén daquelas modificacións de programa para a resolución de restricións técnicas cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento, e a redución de programa aplicado no programa base de funcionamento se manteña de forma efectiva, xerarán un dereito de cobramento que se determinará a partir do prezo resultante do mercado diario, da cotización do combustible utilizado e dos prezos dos dereitos de emisión de CO₂ nos mercados internacionais, que serán revisados semestralmente pola Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas e, excepcionalmente, serán revisados os prezos resultantes se os seus valores experimentan variacións superiores a un 20%. O cálculo realizarase como segue:

$$RS^i = \sum_j [ED_j^i \cdot (\text{MAX} (PMD_j - PR_{ic}^i; 0) + m_i)]$$

Onde:

RSⁱ: dereito de cobramento polo servizo prestado pola central i, en €.

ED_jⁱ: enerxía programada no programa diario base de funcionamento de todos os grupos da central i na hora j que resultou reducida polo operador do sistema na resolución do mecanismo por restricións de garantía de subministración.

PMD_j: prezo resultante da casación do mercado diario na hora j.

PR_{ic}ⁱ: prezo de referencia do combustible c utilizado pola central i, baseado na cotización internacional CIF no mercado *spot* do prezo do combustible utilizado e do prezo dos dereitos de emisión de CO₂, segundo se define no punto 2 deste anexo.

m_i: marxe comercial unitaria que se recoñecerá á central i. Esta marxe aplicarase ás centrais i que, no momento da entrada en vigor deste real decreto, teñan subscritos contratos a longo prazo de subministración de combustible nas condicións establecidas no punto 1.3 deste anexo.

1.2. O prezo de referencia do combustible c utilizado polo grupo xerador i, PR_{ic}ⁱ, componse dos seguintes termos:

$$PR_{ic}^i = a_i \times PR_{ip} + b_i + PR_{icO_2}$$

Onde:

a_i e b_i: son os parámetros fixados nos contratos de compra de combustibles da central i, onde a_i é o desconto sobre o prezo do combustible de referencia internacional e b_i representa os custos fixos de combustible independentes da cotización do combustible de referencia internacional. As empresas titulares destas centrais presentarán á Comisión Nacional de Enerxía, no prazo de 10 días, os valores destes parámetros de cada unha das súas centrais e esta elaborará un informe e proposta de aplicación do parámetro para cada central e remitirao á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas, quen resolverá autorizando as centrais que teñen dereito a un coeficiente a_i distinto da unidade ou de b_i distinto de 0.

PR_{ip}: é o prezo de referencia do produto aplicable á central i, que utiliza o combustible p expresado en euros/MWh.

PR_{iCO_2} : prezo de referencia dos dereitos de emisión de CO_2 aplicable á central i , expresado en euros/MWh.

PR_{ip} e PR_{iCO_2} : serán fixados semestralmente pola Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas, nos meses de xaneiro e xullo, e serán calculados como se indica a continuación:

1.2.1 PR_{ip} : o prezo de referencia do produto p aplicable á central i calcularase de acordo coa seguinte fórmula:

$$PR_{ip} = \frac{P_p}{C_{\$/\epsilon} \times P_{ci} \times F_c \times Re}$$

Onde:

P_p : os prezos do produto por tipo de combustible serán fixados semestralmente pola Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas, nos meses de xaneiro e xullo, baixo a consideración dos seguintes índices e cotizacións, expresados en \$/tn dependendo do tipo de combustible:

Para a hulla importada, será igual ao prezo medio forward do API#2 publicado polo Coal Daily de Energy Argus e calcularase como a media aritmética das cotizacións diarias dos últimos vinte días dispoñibles previos á súa fixación para o semestre inmediatamente posterior.

Para o fuel óleo 1 por cento, será igual á media aritmética das cotizacións altas de fuel óleo 1 por cento no mercado CIF Mediterráneo (Xénova/Lavera) publicada no Platts European Marketscan e calcularase como a media das cotizacións mensuais correspondentes ao semestre inmediatamente anterior.

$C_{\$/\epsilon}$: cambio do dólar fronte ao euro (en \$/€). Para a conversión de dólares USA a euros tomarase a media dos tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada polo Banco Central Europeo e correspondente ao período de cálculo do prezo do combustible. Se nalgún dos días do período de aplicación de prezo a ratio de conversión do USD/EUR non estivese dispoñible, entón utilizaríase a taxa de conversión USD/EUR do último día laborable.

P_{ci} : poder calorífico inferior do combustible utilizado valorado en te/t. Os valores do poder calorífico inferior do combustible utilizado por un grupo i serán os seguintes:

	Pci (te/t)
Carbón	6.000
Fuel óleo	9.750

Re_i : rendemento do grupo, expresado en tanto por un. Os valores do rendemento en función do combustible utilizado por cada grupo i serán os seguintes:

	Re _i (%)
Carbón	37,5
Fuel óleo	33

F_c : $1,163 \times 10^{-3}$ MWh/te.

1.2.2 PR_{iCO_2} : o prezo de referencia dos dereitos de emisión de CO_2 aplicable á central i calcularase de acordo coa seguinte fórmula:

$$PR_{iCO_2} = P_{CO_2} \times FE_i$$

Onde:

P_{CO_2} : son os prezos medios da tonelada equivalente de CO_2 nos períodos comprendidos en cada semestre do ano para os que se determina o prezo PR_{iCO_2} . Calcularanse como a

media do prezo ao contado de cada un dos días do período correspondente da tonelada equivalente de CO₂ no mercado de ECX (European Climate Exchange) (en €/tCO₂). Os días de negociación considerárase o prezo de peche do mercado e o resto dos días considerárase o prezo de peche do último día de negociación anterior.

FE_i: é o factor de emisión dunha instalación expresado en toneladas equivalentes de CO₂ por megawatt hora.

Os factores de emisión de cada instalación serán determinados utilizando os datos de emisións notificados por elas no ámbito da Lei 1/2005, do 9 de marzo, pola que se regula o réxime de comercio de dereitos de emisión de gases de efecto invernadoiro.

1.3 Para que unha central *i* que, no momento da entrada en vigor deste real decreto, teña subscrito contratos a longo prazo de subministración de combustible que inclúan cláusulas do tipo «take or pay», teña dereito ao recoñecemento da marxe unitaria *mi* a que se refire o punto 1, deberá presentar os contratos de subministración de combustible correspondentes á Comisión Nacional de Enerxía antes do 1 de xuño de 2010. A Comisión Nacional de Enerxía, no prazo de 10 días, á vista dos contratos elaborará un informe e proposta de aplicación da marxe para cada central e remitirao á Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas, quen resolverá autorizando as centrais que teñen dereito á aplicación dunha marxe, a contía desta e o prazo máximo de aplicación.

No caso de que os contratos non inclúan cláusulas do tipo «take or pay» pero constitúan compromiso de compra firme, a Dirección Xeral de Política Enerxética e Minas terá en conta, se existiren, os custos resultantes da renegociación ou cancelación destes contratos co provedor.

Igualmente se incorporarán os posibles custos do dano emerxente nas centrais, nos cales se considerarán, entre outros, os maiores custos unitarios de transporte e de operación e mantemento como consecuencia da redución de actividade na central.

2. Dereitos de cobramento das unidades que utilicen como combustible gas natural

As unidades que utilicen como combustible gas natural cuxo programa resulte reducido neste proceso para a compensación das modificacións por solución de restricións por garantía de subministración, tras a incorporación tamén daquelas modificacións de programa para a resolución de restricións técnicas cuxo saldo neto horario represente unha redución do programa base de funcionamento, e a redución de programa aplicado no programa base de funcionamento se manteña de forma efectiva, xerarán un dereito de cobramento igual ao prezo resultante do proceso da poxa de resolución de restricións por garantía de subministración definida no último parágrafo do número 3 do punto cuarto do anexo I.

Estas poxas terán carácter mensual e terán lugar con dous meses de antelación. O ministro de Industria, Turismo e Comercio fixará as condicións e o procedemento de funcionamento e participación nas ditas poxas.