



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 034 DE 2019

(01 ABR. 2019)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de consulta, *“Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones*

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y Decreto 1260 de 2013

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso administrativo, así como lo establecido en el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, compilado en el artículo 2.2.13.3.2. del Decreto 1078 de 2015 y el artículo 33 de la Resolución CREG 039 de 2017, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 910 del 1 de abril de 2019, aprobó hacer público el proyecto de resolución *“Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones”*

RESUELVE:

Artículo 1. Hágase público el siguiente proyecto de resolución de consulta *“Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones”*. Los análisis se presentan en el Documento CREG 22 de 2019.

Artículo 2. Se invita a los agentes, a los usuarios, a las autoridades competentes, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio, para que remitan sus observaciones

ep
157

JE
may

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

o sugerencias sobre la propuesta, dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la publicación del proyecto en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 3. Infórmese en la página web la identificación de la dependencia administrativa y de las personas a quienes se podrá solicitar información sobre el proyecto y hacer llegar las observaciones, reparos o sugerencias, y los demás aspectos previstos en el artículo 2.2.13.3.3 del Decreto 1078 de 2015.

Artículo 4. La presente resolución no deroga disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá DC, a 01 ABR. 2019



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

RD

AM

JCH
MAD

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

La Constitución Política, en su artículo 333, señala que el Estado, por mandato de la ley, impedirá que se restrinja la libertad económica y evitará o controlará cualquier abuso que personas o empresas hagan de su posición dominante en el mercado nacional.

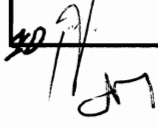
De igual forma, el artículo 334 de la Constitución Política, dispone que el Estado intervendrá, también por mandato de la ley, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía con el fin de conseguir el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

El citado artículo 333 de la Constitución Política, prevé que la libre competencia económica es un derecho de todos, que supone responsabilidades.

La Ley 142 de 1994, artículo 2, señaló la intervención del Estado en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata dicha ley, en el marco de lo dispuesto por los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para lograr entre otros fines, la libertad de competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

Según lo dispuesto por la Ley 143 de 1994, en relación con el servicio público de electricidad al Estado le corresponde, entre otros aspectos, promover la libre competencia en las actividades del sector, e impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado.

El artículo 4o. de la Ley 143 de 1994, dispone que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tiene dentro de sus objetivos abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.



Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

Igualmente, el citado artículo 4o. de la Ley 143 de 1994, define como objetivo del Estado asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector y, mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

La Ley 143 de 1994, artículo 6, dispuso que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán, entre otros principios, por el de eficiencia, el cual *"obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico"*.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994, definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico, asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

La Resolución CREG 025 de 1995 estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación.

Mediante la Resolución CREG 121 de 1998 se reglamentó la generación de plantas o unidades en pruebas, como parte del Reglamento de Operación.

La Resolución CREG 062 de 2000 definió las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

La Resolución CREG 034 de 2001 reglamentó la metodología de remuneración de las plantas de generación que generan por reconciliación positiva y reconciliación negativa.

La Resolución CREG 051 de 2009 modificó el esquema de oferta de precios, los costos de arranque-parada, el despacho ideal, el despacho económico y las reglas para determinar el precio de la bolsa.

La Resolución CREG 076 de 2009 modificó y aclaró las reglas contenidas en la Resolución CREG 051 de 2009.

La Comisión, a partir del marco legal expuesto, y teniendo en cuenta que los costos unitarios de las restricciones se han duplicado en los últimos tres (3) años, considera pertinente hacer una revisión general de las reglas que son de su competencia y que puedan afectar dicha componente.

Por complejidad de la problemática del tema de restricciones, se identificaron acciones para el corto, mediano y largo plazo. En la presente resolución se desarrollan las acciones de corto plazo en lo que respecta a operación, remuneración de costos de combustibles, predicciones de demanda, publicidad de información y pruebas de generación solicitadas y su efecto en la programación de la generación de seguridad.

2011
JF

JF
mas

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

RESUELVE:

Artículo 1. Modificación del aparte "Oferta de Precios y Precios de Arranque-Parada" del numeral 3.1 del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 10 de la Resolución CREG 051 de 2009. El aparte "Oferta de Precios y Precios de Arranque-Parada" del numeral 3.1 del anexo denominado Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

"3.1 Oferta de Precios y Precios de Arranque-Parada:

Para el envío de información de ofertas al CND, se usará la transmisión electrónica de datos que haya establecido el CND, como medio principal. El CND y el ASIC aplicarán la confidencialidad para el manejo de la información de ofertas suministradas por este medio por las empresas generadoras.

Como medio alternativo, ante fallas o indisponibilidades en los sistemas de comunicaciones o de información, se empleará el envío de información de ofertas por el mecanismo que establezca el CND.

Oferta de Precios

Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio a la Bolsa de Energía para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, exceptuando las cadenas hidráulicas: Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá; que harán ofertas de precio en forma integral por cadena. También se exceptúan los enlaces Internacionales que participen en el Mercado de Energía Mayorista, los cuales podrán hacer ofertas horarias de precio.

En el caso de las plantas térmicas que tienen ciclos combinados, ofertarán un precio para las 24 horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada configuración factible para la operación.

Cuando un generador incumpla con lo establecido anteriormente, el CND supondrá como precio de oferta, el menor precio ofertado para cada una de las plantas, unidades y configuraciones factibles, según el caso.

Si a las 08:00 horas el CND no ha recibido ofertas de precio a la Bolsa de Energía de uno o más generadores, o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las ofertas de precios a la Bolsa de Energía que se presentaron para cada unidad, planta de generación o configuración factible, el día anterior, o la última oferta de precios a la Bolsa de Energía válida, aplicando los criterios establecidos en el presente Numeral.

Precios de Arranque-Parada.

[Firma]

[Firma]

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

Las empresas generadoras con plantas y/o unidades térmicas ofertarán en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año el precio de arranque-parada al CND, antes de las 8:00 horas, expresados en valores enteros de dólares de los Estados Unidos de Norteamérica (US\$) por cada recurso de generación. Para pasar a pesos (Col\$) el CND y el ASIC tomarán la TRM del día anterior a la realización del despacho, tomando los valores enteros en esta moneda.

Los precios de arranque-parada se podrán ofertar por tipo de combustible y configuración, con sujeción a los Acuerdos No. 270 y 414 del Consejo Nacional de Operaciones y las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan. Además, diariamente al mismo tiempo que hacen la oferta de precios a la Bolsa de energía deberán informar el combustible y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.

En el caso de las plantas térmicas de ciclo combinado se deberá informar el combustible de cada configuración factible declarada que se debe considerar en el despacho.

Cuando un generador no oferte los precios de arranque-parada en las condiciones aquí establecidas, el CND asumirá lo siguiente:

- i. Si no declaran la configuración para la primera vez, se tomará la primera configuración declarada según acuerdos del CNO. Para las siguientes veces se tomará la última declarada.*
- ii. De acuerdo con el combustible declarado, según el punto anterior, si no ofertan precios de arranque-parada para la primera vez, se tomará el 80% de los costos reconocidos en la Resolución CREG-034 de 2001. Para las siguientes veces se tomará el último valor ofertado.*

Cuando una planta nueva entre en operación comercial o una planta adicione otro combustible principal o sustituto, se podrán ofertar los precios de arranque-parada una vez inicie su operación comercial y continuarán ofertando los precios de arranque-parada en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año.

Parágrafo 1. *La primera oferta de precios de arranque-parada se hará el día anterior al primer despacho a realizar aplicando la presente resolución y posteriormente se seguirá ofertando en el último día de los meses diciembre, marzo, junio y septiembre de cada año.*

Parágrafo 2. *El CNO expedirá el acuerdo para definir los parámetros técnicos de las transiciones entre configuraciones de las plantas térmicas de ciclo combinado, en un plazo de un (1) mes contado a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.*

Parágrafo 3. *La CREG definirá en resolución independiente el esquema de auditoría de las configuraciones de las plantas térmicas de ciclo combinado para verificar las características técnicas declaradas.*

Artículo 2. Modificación del Numeral 1 ("Cálculo de las Generaciones de Seguridad") del Anexo 2 de la Resolución CREG-062 de 2000, modificado por

17/2/11

FE
mas

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

el artículo 11 de la Resolución CREG 051 de 2009. El numeral 1 del Anexo 2 de la Resolución CREG-062 del 2000 quedará así:

1. Cálculo de las Generaciones de Seguridad

Diariamente el CND realizará el siguiente proceso, para determinar las Generaciones de Seguridad y los límites de intercambio que definen el Despacho Programado.

a) Información Requerida

Demanda

Pérdidas

Base de Datos de Evaluación de Restricciones Eléctricas

Base de Datos de Características Técnicas de Unidades y Plantas

Precios de Ofertas a la Bolsa de Energía

Precios de Arranque-Parada

Disponibilidades Declaradas

Configuraciones factibles de plantas térmicas de ciclo combinado

Generación de Menores

Regulación Primaria

Generación de Seguridad solicitada por Operadores de Red (Ver Literales a) y b) del siguiente Numeral)

Mantenimientos de Activos de Uso del STN, Conexión al STN y Activos de STR's a Nivel IV

b) Predespacho Ideal.

El CND encontrará, para las veinticuatro (24) horas del Despacho, sin tener en cuenta las inflexibilidades de las unidades y/o plantas de generación y sin considerar las Restricciones del SIN, un Predespacho Ideal tal que:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (P_{of_{it}} \times Q_{it}) + Par_{it}$$

Se deben buscar la configuración de cada planta térmica de ciclo combinado que permiten minimizar los costos del despacho.

Sujeto a:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

P_{of} Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

Par Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal.

Q Generación

D Demanda

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

c) Análisis de Restricciones Eléctricas y Requerimientos de Soporte de Tensión

El CND establecerá las Restricciones Eléctricas y Requerimientos de Soporte de Tensión, teniendo en cuenta la Generación de Seguridad solicitada por los OR's, por seguridad, calidad y para soporte de tensión en sus Sistemas a niveles de voltaje inferiores al nivel IV (Ver Literales a y b del siguiente Numeral) y la información disponible en la Base de Datos de Evaluación de Restricciones Eléctricas y Operativas.

d) Análisis de Restricciones Operativas

El CND establecerá las Restricciones Operativas para garantizar la seguridad, confiabilidad y calidad del SIN, teniendo en cuenta los criterios de seguridad, confiabilidad y calidad, las restricciones y requerimientos de seguridad identificados en el literal c) anterior y la información disponible en la Base de Datos de Evaluación de Restricciones Eléctrica y Operativas.

e) Despacho Programado.

El CND encontrará para las veinticuatro (24) horas del Despacho, un Despacho Programado considerando las características técnicas de las plantas y/o unidades de generación, las Restricciones del SIN identificadas en los literales anteriores y con los requerimientos de AGC según la reglamentación vigente, tal que:

$$\text{Min} \sum_t \sum_i (P_{ofit} \times Q_{it}) + P_{arit}$$

Se deben buscar la configuración de cada planta térmica de ciclo combinado que permiten minimizar los costos del despacho.

Sujeto a:

$$D_t \leq \sum_i Q_{it}$$

Características Técnicas

Restricciones Eléctricas y soporte de tensión

Restricciones Operativas

donde:

i Indexa a los Generadores

t Indexa las Horas del Día

Pof Oferta de Precio en la Bolsa de Energía

Par Oferta de Precio de arranque-parada de plantas térmicas que arrancan según el Despacho Ideal.

Q Generación

D demanda

epf
AM

JZ
MD

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

Artículo 3. Modificación del subtítulo -Demanda- del numeral 3.1 “Información Básica” del Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995. El subtítulo “Demanda” del numeral 3.1 “Información Básica” del anexo denominado Código de Operación de la Resolución CREG 025 de 1995 quedará así:

Demanda:

La predicción horaria de la demanda para el Despacho Económico se efectúa por áreas operativas y para cada una de las 24 horas de cada día de la semana. Esta predicción de demanda de potencia la efectúa el CND, la envía a los operadores de red semanalmente el día miércoles, y recibe comentarios o modificaciones hasta el día viernes a las 13:00 horas.

La predicción para el día de operación se ajustará el día anterior al despacho económico, para lo cual el CND remitirá a los operadores de red, antes de las 12:00 horas, la nueva predicción, y los operadores de red deberán remitir sus comentarios o modificaciones antes de las 17:00 horas. En caso de que el operador de red no remita comentarios se asume la predicción del CND.

Los comercializadores de cada mercado de comercialización que atiende el operador de red, tienen que reportar los cambios en los consumos que programen los usuarios no regulados representados por dicho comercializador, cada vez que lo reporten los usuarios.

La predicción de la demanda se obtiene al calcular el promedio móvil de las últimas 15 semanas, suavizado exponencialmente, de los datos de potencia horaria. El promedio de la carga se actualiza con el último valor y el día correspondiente de la semana.

Las empresas generadoras y distribuidoras deben suministrar diariamente al CND la curva de carga diaria con resolución horaria y cada 15 minutos en los periodos de punta.

Artículo 4. Pagos por desviaciones en las predicciones horaria de demanda.

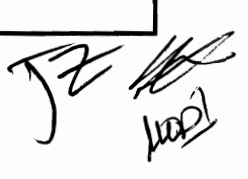
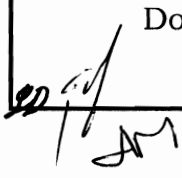
El ASIC determinará diariamente las desviaciones a la predicción horaria de demanda que adelantan las empresas y estimará el pago por desviaciones a cargo de cada empresa.

Para lo anterior, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento:

- i. Determinar la desviación de la predicción por el operador de red (OR) i para el día d, aplicando la siguiente ecuación:

$$\text{Desviación}_{i,d} = \frac{|D_{i,p,d} - D_{i,c,d}|}{D_{i,c,d}} \times 100 - 1\%$$

Donde:



Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

$D_{i,p,d}$ Predicción de demanda kWh del OR i para el día d

$D_{i,c,d}$ Demanda real kWh del OR i para el día d

- ii. Determinar la cantidad desviada diaria en kWh del OR i como el producto entre la desviación y la demanda real.
- iii. Valorar la energía desviada diaria del OR i como el producto entre la cantidad desviada diaria y el 50% del costo unitario de las restricciones en \$/kWh. Dicho costo unitario se determinará como la relación entre el costo de las restricciones (COP) y la demanda diaria SIN (kWh).

El valor de la energía desviada diaria es a cargo del OR i y no se puede trasladar a los usuarios como parte del CU.

En caso de que la desviación se cause por falta de información del comercializador del área al OR, sobre cambios en la demanda, el costo de la desviación la podrá trasladar al comercializador en proporción al valor de la cantidad sin reportar por el comercializador.

El recaudo que haga el ASIC por los valores desviados por las empresas en los días d del mes m, se aplican como alivio a las restricciones del mes m.

Parágrafo. En el caso de las cargas conectadas directamente al STN cuya información es reportada por el representante de la frontera (RF), será a dicho representante de la frontera al que se le aplique el procedimiento señalado en el presente artículo.

Artículo 5. Adicionar el literal k al artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998. Adiciónese al artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998 el siguiente literal:

k) Una planta de generación que tenga en prueba una unidad de las que la componen, se considera que solo se encuentra en prueba la unidad o el conjunto de unidades que se afecten con la unidad en prueba. El resto de la planta, que corresponde a la Capacidad Efectiva Neta menos la capacidad de la unidad en pruebas o el conjunto de unidades que se afecten con la unidad en prueba, se considera que no se encuentra en pruebas, y es la capacidad que se debe declarar en el momento de hacer la oferta de precios.

Artículo 6. Modificar los literales b y c del artículo 2 de la Resolución CREG 121 de 1998. Los literales b y c de la Resolución CREG 121 de 1998 quedarán así:

b) La generación de las unidades en prueba o el conjunto de unidades que se afecten por la unidad en prueba, no serán objeto del pago por desviaciones al programa de despacho, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas. Al resto de la planta, que corresponde a la Capacidad Efectiva Neta menos la capacidad de la unidad en pruebas o el conjunto de unidades que se afecten por la unidad en prueba, le aplica la franja de tolerancia de desviación



Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

horaria de que trata el numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995.

c) En el despacho ideal, la disponibilidad comercial y la generación de las unidades en prueba o el conjunto de unidades que se afecten por la unidad en prueba, se considerarán iguales a la generación real de dichas unidades, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas.

Artículo 7. Modificar los conceptos “Costo de Suministro de Combustible (CSC)” y “Costo de Transporte de Combustible (CTC)” del artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001. Los conceptos “Costo de Suministro de Combustible (CSC)” y “Costo de Transporte de Combustible (CTC)” del artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 quedarán así:

Costo de Suministro de Combustible (CSC). *Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en \$/MBTU, que es posible sustentar.*

Costo de Transporte de Combustible (CTC). *Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en \$/MWh, que es posible sustentar.*

Para establecer el CSC y el CTC para gas natural que se considerarán en la fórmula para determinar el Precio de Reconciliación Positiva, se aplicará el siguiente procedimiento:

- i. El generador térmico declara ante el ASIC, a las 9:30 horas del día siguiente de la operación, según formato que defina el ASIC, para la planta o unidad de generación en \$/MBTU lo siguiente:*
 - a. Contratos de suministro, identificando tipo de contratos (gas natural importado, mercado primario o mercado secundario), punto de recibo del gas, precio en \$/MBTU, costo efectivamente incurrido, y cantidad en MBTU. Dichos contratos deben estar debidamente registrados ante el gestor de gas, en el caso de gas natural.*
 - b. Contratos de transporte identificando tipo de contratos (mercado primario o mercado secundario), punto de entrada, punto de salida, precio en \$/MBTU, costo efectivamente incurrido, y cantidad en MBTU. Dichos contratos deben estar debidamente registrados ante el gestor de gas, en el caso de gas natural.*
 - c. Para el caso de los generadores que tienen contratos de suministro con gas natural importado, y que consigan contratos del mercado primario y secundario de menor costo, se les incrementará el valor de estos últimos en un 10%, siempre y cuando el valor final no exceda el precio del contrato del gas natural importado.*
 - d. Para el caso de los generadores que tiene contratos de suministro del mercado primario, y que consigan contratos del mercado secundario*

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

de menor costo, se les incrementará el valor en un 10%, siempre y cuando el valor final no exceda el precio del contrato del mercado primario.

- e. Para el caso de los generadores que tiene contratos de transporte del mercado primario, y que consigan contratos del mercado secundario de menor costo, se les incrementará el valor en un 10%, siempre y cuando el valor final no exceda el precio del contrato en el mercado primario.*
- f. Con la información anterior, se conforman todas las parejas posibles de contratos de suministro y transporte que permiten entregar el gas en la planta.*
- g. Se ordenan las parejas de contratos de suministro y transporte de menor a mayor costo.*
- h. Teniendo en cuenta el consumo de gas para el día de operación, se establecen los contratos que fueron utilizados como el valor en el cual se igualan el consumo y los contratos.*
- i. El valor de CSC y CTC se establecen como el costo promedio ponderado de los contratos utilizados para el día de operación a liquidar.*

El Costo de Suministro de Combustible (CSC) podrá incluir los impuestos legalmente establecidos para los contratos de suministro y las pérdidas de gas natural conforme a lo establecido en la Resolución CREG-071 de 1999 o en aquellas disposiciones que la complementen, modifiquen o sustituyan.

En el caso de carbón y otros combustibles diferentes al gas natural, el CSC incluye el costo variable de transporte. El procedimiento para determinar el valor CSC a considerar en la determinación de Precio de Reconciliación Positiva será igual al señalado anteriormente para el gas, considerando que el tipo de contratos son del mercado primario.

Artículo 8. Modificar el parágrafo 2 del artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001. El parágrafo 2 del artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 quedará así:

Parágrafo 2. *De no existir declaración antes de las 9:30 horas del día correspondiente, el ASIC mantendrá los últimos valores declarados por el agente.*

De no haber declaración previa de las variables CSC y CTC (en \$/MBTU) para el combustible principal, el ASIC asumirá como valores declarados cero (0) \$/MBTU.

Artículo 9. Auditoría de contratos y cantidades declaradas. La CREG, mediante resolución independiente, definirá el esquema para adelantar auditoría a la información reportada sobre: costos de los contratos de suministro, costos

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 121 de 1998, CREG 062 de 2000 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

de los contratos de transporte y las cantidades consumidas en la operación para la determinación del Precio de Reconciliación Positiva. Para esto, se tendrá en cuenta, entre otras, la siguiente información:

- i) La información registrada ante el gestor del mercado, cuando aplique,
- ii) El valor facturado del combustible y
- iii) Las cantidades facturadas.

Artículo 10. Publicidad de información de pagos por reconciliaciones positiva. El ASIC publicará mensualmente, en su página web con acceso abierto y de fácil identificación por los terceros interesados, un informe de los precios de reconciliación positiva, cuya oportunidad y contenido son:

- i. **Oportunidad.** El informe se debe publicar en los primeros quince (15) días de mes m con la información del mes m-1.
- ii. **Contenido.** El informe debe contener por lo menos la siguiente información:
 - a. Listado de las plantas por sub-áreas eléctricas, que se despacharon por reconciliación positiva.
 - b. Precios en COP/kWh que se liquidó horariamente a cada planta despachada por reconciliación positiva.
 - c. Valor promedio mensual de las componentes CSC y CTC en COP/MBTU de cada planta.
 - d. Análisis de la evolución de los precios y cantidades de la energía que se presentaron por sub-área eléctrica, por lo menos para los dos últimos años.

Artículo 11. Vigencia. Esta resolución rige a partir del segundo mes de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firmas del proyecto,



MARIA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
Presidente



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director Ejecutivo

HT

JZ
MAD