



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 044 DE 2020

(04 ABR. 2020)

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 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, prevé que la libre competencia económica es un derecho de todos, que supone responsabilidades.

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 artículo 367 de la Constitución Política señala que la Ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, así como el régimen tarifario.

El Estado, como director general de la economía, al desarrollar la regulación, en un mercado en donde se permite la participación de particulares, debe tener en cuenta los fines y objetivos constitucionales establecidos.

ARL

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

La Ley 142 de 1994, en armonía con lo dispuesto en la Constitución, en particular, en sus artículos 334, 336 y 365 a 370, señala que el Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia que contiene esa ley, para los siguientes fines: i) calidad, ii) cobertura, iii) prestación continua e ininterrumpida, iv) prestación eficiente, v) libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante, vi) obtención de economías de escala comprobables, vii) acceso y viii) régimen tarifario proporcional.

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.

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.

A través de la Resolución CREG 024 de 1995 se reglamentaron los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

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.

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

La Resolución CREG 063 de 2000 establece los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las generaciones de seguridad y otras disposiciones en materia de reconciliaciones, 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 Resolución CREG 080 de 2019 definió las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

A partir de los análisis realizados a los costos de las restricciones en la tarifa al usuario final, se identificó la necesidad de establecer medidas de corto plazo, en cada uno de los aspectos que inciden en dichos costos, a saber: disponibilidad de activos de transporte, reglas operativas, cambios en la demanda, pruebas de generación, características de las plantas de generación y reglas de comportamiento de agentes que participan en restricciones, contrarios a los fines regulatorios.

Las medidas de mediano plazo, tales como el cambio estructural del mercado, se vienen trabajando por la Comisión a través de los análisis de despacho vinculantes, mercado intradiario y servicios complementarios de acuerdo con la agenda regulatoria.

A través de las resoluciones CREG 034, "*Por la cual se proponen 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*" y CREG 100 de 2019, "*Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 063 de 2000 y se establecen otras disposiciones*", la Comisión publicó para comentarios las medidas de corto plazo.

En los plazos establecidos para la consulta se recibieron comentarios de agentes y terceros interesados sobre las propuestas publicadas en las Resoluciones CREG 034 y CREG 100 de 2019.

De las reglas propuestas, la Comisión ha considerado conveniente iniciar con las normas referentes a la declaración de los costos de combustibles, Resolución CREG 034 de 2001, y lo referente a pruebas, Resolución CREG 121 de 1998. Las otras reglas propuestas continúan en análisis, y la Comisión se pronunciará sobre estas oportunamente en resolución independiente.

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

El listado de las empresas que remitieron comentarios, el análisis de las observaciones y sugerencias recibidas en la consulta se encuentra en el documento soporte CREG 025 de 2020.

Como resultado del diligenciamiento del formulario sobre prácticas restrictivas a la competencia, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 1074 de 2015, se concluyó que esta normativa no es restrictiva de la competencia. Por lo anterior, no se informó a la Superintendencia de Industria y Comercio, SIC, sobre la presente resolución.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión No. 991 del 4 de abril de 2020, acordó expedir esta resolución.

R E S U E L V E:

CAPÍTULO I. AJUSTES Y ADICIONES A LA REGLAMENTACIÓN DE LA GENERACIÓN DE PLANTAS EN PRUEBAS

Artículo 1. Modificar los literales d), e), g) y h) del artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998. Los literales d), e), g) y h) del artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998 quedarán así:

d) Los agentes deberán reportar, de la misma forma y dentro de los mismos plazos establecidos para las ofertas, la declaratoria de disponibilidad y la oferta horaria por la generación que esperan tener durante las pruebas para cada una de las horas del día siguiente; las unidades que no estén en operación comercial no ofertarán precio. Estas ofertas de precio se tendrán en cuenta cuando, por razones de seguridad, el Centro Nacional de Despacho determine que una planta o unidad termine anticipadamente una prueba, o cuando se trate de una prueba no autorizada para desviarse. Esta misma oferta de precio será la que se considere para el resto de la planta que no se encuentra en pruebas, según lo indicado en el literal k) del presente artículo.

Durante los períodos en prueba, los agentes generadores deberán reflejar en la declaración de disponibilidad de las unidades, las características técnicas del recurso de generación.

Las plantas de generación térmicas de ciclo combinado deberán enviar la declaración de la configuración diaria que se realiza conforme a lo definido en el aparte "Precios de Arranque-Parada" del Numeral 3.1. del Código de Operación, Resolución CREG-025 de 1995, que sea consistente con las unidades declaradas en pruebas, de tal modo que las unidades declaradas en pruebas sean exclusivamente las que reflejen el mínimo técnico de la configuración declarada.

e) Si el Centro Nacional de Despacho determina que, por las condiciones eléctricas y/o energéticas del sistema, no es posible llevar a cabo el

M

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

programa de pruebas reportado por los agentes, éstos deberán reprogramar sus pruebas y/o tomar las medidas que defina el Centro Nacional de Despacho.

Para lo anterior, se aplicarán los mismos criterios establecidos en la regulación vigente para la coordinación de mantenimientos de los equipos del Sistema Interconectado Nacional, establecidos en la Resolución CREG 065 de 2000 o en aquellas que la modifiquen o adicionen.

g) Para el proceso de despacho y redespacho, deberá programarse la disponibilidad declarada para la prueba sin tener en cuenta el precio ofertado y, para la porción de la planta que no se encuentra en pruebas, el CND considerará en el Despacho Económico el valor de la oferta de precio, por lo tanto, éste último podrá definir el Costo Marginal del Sistema.

h) La generación de unidades en pruebas autorizadas para desviarse no serán consideradas para cubrir generaciones de seguridad o el AGC del sistema. La generación de unidades en pruebas que cubran total o parcialmente generación de seguridad, serán tratadas comercialmente como generación en pruebas.

Artículo 2. Adicionar los literales k) y l) al artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998. Adiciónese al artículo 1 de la Resolución CREG 121 de 1998 los siguientes literales:

k) Una planta de generación que tenga en prueba alguna unidad de las que la componen, sin que toda la planta se encuentre en pruebas, se considera que solo se encuentra en prueba la unidad o el conjunto de unidades que se afecten, por acoplamiento hidráulico o térmico con la unidad o unidades en prueba, las cuales deberán ser declaradas por el agente generador. El resto de la planta se considera que no se encuentra en pruebas.

l) Las plantas o unidades en operación comercial deberán informar al CND, a más tardar a las 8:00 horas del martes de la semana s, mediante el formato que este disponga para tal fin, la programación de las pruebas que pretendan realizar durante la semana s+1 que inicia el lunes y culmina el domingo, con el fin de que sean consideradas dentro de los análisis de la coordinación de mantenimientos que realiza el CND. Solamente se podrán programar pruebas por fuera de los períodos y días coordinados en la programación semanal de mantenimientos, cuando se requieran para recuperar disponibilidad posterior a una falla. Estas pruebas deben ser reportadas en la oferta diaria de generación al despacho económico.

La aprobación del programa de pruebas solicitadas por los agentes generadores la realizará el CND a más tardar el jueves de la semana en curso a las 16:00 horas, de la misma forma en que se realiza la aprobación de las consignaciones nacionales para la semana siguiente, las cuales deberán ser consultadas directamente por los agentes en el sistema de información dispuesto para esto.

M

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

Para lo anterior, se aplicarán los mismos criterios y procedimientos establecidos en la regulación vigente para la coordinación de mantenimientos de los equipos del Sistema Interconectado Nacional, establecidos en la Resolución CREG 065 de 2000 o en aquellas que la modifiquen o adicionen.”

Artículo 3. Modificar los literales b y c del artículo 2 de la Resolución CREG 121 de 1998. Los literales b y c del artículo 2 la Resolución CREG 121 de 1998 quedarán así:

b) La generación de las unidades en pruebas o el conjunto de unidades que se afecten por las unidades en prueba, no serán objeto del pago por desviaciones al programa de despacho, siempre y cuando la prueba esté dentro de las pruebas autorizadas a desviarse y se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas.

Para las plantas que tienen unidades en pruebas autorizadas sin que toda la planta esté en pruebas, el ASIC aplicará el siguiente procedimiento para calcular las desviaciones de las que trata el Numeral 1.1.5. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995:

- i. Si se tiene en el ASIC registrada una frontera comercial para cada unidad de generación, de tal modo que se tenga la medida de generación real exclusivamente para cada unidad. El ASIC, para las unidades que no se encuentran en pruebas autorizadas, dará aplicación al siguiente procedimiento:*

Se calculará la desviación de la planta de generación como el valor absoluto de la diferencia de la suma del despacho programado horario (resultado del redespacho) de las unidades que no están en pruebas autorizadas, y su respectiva generación real horaria, sobre su despacho programado horario.

Para el proceso de cálculo de pago por desviaciones horarias, se tendrá en cuenta la franja de tolerancia horaria de desviación de la planta, según lo establecido en el Numeral 1.1.5. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, y todas aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

Si la generación real de las unidades que no están en pruebas autorizadas está por fuera de la franja de tolerancia permitida aplicada al respectivo despacho programado, el generador deberá retribuir a la cuenta por pago de desviaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real de las unidades que no están en pruebas autorizadas, y su despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y los siguientes precios de la Bolsa de Energía:

- 1. Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:*

$$DSV = |(PBN - POF)| \times |(G.Real_u - G.Prog_u)|$$

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

2. Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):

$$DSV = |(PBT - POF)| \times |(G.Real_u - G.Prog_u)|$$

3. Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:

$$DSV = |(PBI - POF)| \times |(G.Real_u - G.Prog_u)|$$

4. Si la planta de generación no aparece en el despacho ideal:

$$DSV = |(PBI - POF)| \times |(G.Real_u - G.Prog_u)|$$

Donde:

<i>DSV:</i>	<i>Desviación (\$)</i>
<i>POF:</i>	<i>Precio de Oferta aplicable a la hora (\$/MWh)</i>
<i>PBN:</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones nacionales (\$/MWh)</i>
<i>PBT:</i>	<i>Precio de Bolsa para Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) (\$/MWh)</i>
<i>PBI:</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) (\$/MWh)</i>
<i>G.Real_u:</i>	<i>Sumatoria de la generación real de las unidades que no están en pruebas autorizadas (MWh)</i>
<i>G.Prog_u:</i>	<i>Generación programada de todas las unidades que no están en pruebas autorizadas (MWh)</i>

Si la generación real de las unidades en pruebas autorizadas está dentro de la franja de tolerancia, a la planta no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si alguna de las unidades que no están en pruebas autorizadas participaron como reguladoras en la operación del sistema, sin detrimento de lo previsto en la Resolución CREG 064 de 2000 y aquellas que la adicionan, modifiquen o sustituyan.

Para el caso de las plantas de generación variable, según la Resolución CREG 060 de 2019 o la que la modifique o sustituya, y cuando la misma tenga unidades en pruebas autorizadas, sin que toda la planta esté en pruebas, el ASIC, para determinar la franja de tolerancia horaria y el pago correspondiente del que trata el literal b del Numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, utilizará: i) la generación real de la plantas, y ii) para la generación programada del despacho o redespacho según corresponda, utilizará la suma de: la generación programada de todas las unidades que no están pruebas autorizadas, y la generación real de las unidades que están en pruebas autorizadas.

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

- ii. *Si no se tiene en el ASIC registrada una frontera comercial para cada unidad de generación. El ASIC para las plantas que tienen unidades en pruebas autorizadas dará aplicación al siguiente procedimiento:*

Calculará una cantidad de desviación máxima permitida para toda la planta de generación, así:

$$DP_{m\acute{a}x,h} = [\%DES \times (GP_{np,h} + GP_{no_Aut,h}) + CEN_{Aut,h}]$$

Donde:

DP_{máx,h}: Cantidad de Desviación Máxima Permitida de la planta, para la hora h (MW)

%DES: Franja de tolerancia horaria de desviación de la planta, según lo establecido en el Numeral 1.1.5. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 y todas aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.

Para el caso de las plantas de generación variable, según la Resolución CREG 060 de 2019 o la que la modifique o sustituya, y cuando la misma tenga unidades en pruebas autorizadas sin que toda la planta esté en pruebas y no se tiene en el ASIC registrada una frontera comercial para cada unidad de generación, el valor del %DES corresponderá a la tolerancia de desviación horaria asociada al máximo valor identificado por el ASIC de conformidad con lo establecido en el literal b.5.3. del Numeral 1.1.5. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, sin considerar en dicho cálculo la condición de pruebas de las unidades de generación.

En caso de que el valor encontrado en el literal b.5.3. del Numeral 1.1.5. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995 sea igual a cero (0), o sí en la hora a la planta le aplican los casos especiales de los que tratan el literal b.3. del Numeral 1.1.5. del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, la planta no será objeto de cobro por desviaciones para la respectiva hora.

GP_{np,h}: Sumatoria de la Generación Programada de las unidades que no se encuentran en pruebas para la hora h (MW)

GP_{no_Aut,h}: Sumatoria de la Generación Programada de las unidades que se encuentran en pruebas no Autorizadas para la hora h (MW)

CEN_{Aut,h}: Sumatoria de la Capacidad Efectiva Neta de las unidades que se encuentran en pruebas Autorizadas para la hora h (MW)

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

Se calculará la desviación de la planta de generación como el valor absoluto de la diferencia de la suma del despacho programado horario (resultado del Redespacho) de la planta, y su respectiva generación real horaria.

Si la desviación de la planta está por fuera de la Desviación Máxima Permitida, el generador deberá retribuir a la cuenta por pago de desviaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real de la planta y su despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y los siguientes precios de la Bolsa de Energía:

- 1. Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:*

$$DSV = |(PBN - POF)| \times |(G.Real - G.Prog)|$$

- 2. Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):*

$$DSV = |(PBT - POF)| \times |(G.Real - G.Prog)|$$

- 3. Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:*

$$DSV = |(PBI - POF)| \times |(G.Real - G.Prog)|$$

- 4. Si la planta de generación no aparece en el despacho ideal:*

$$DSV = |(PBI - POF)| \times |G.Real - G.Prog|$$

Donde:

*G.Real: Generación Real de la planta (MWh)
G.Prog: Generación Programada de la planta (MWh)*

Si la desviación de la planta está dentro de la cantidad de Desviación Máxima Permitida no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si alguna de las unidades que no están en pruebas autorizadas participaron como reguladoras en la operación del sistema, sin detrimento de lo previsto en la Resolución CREG 064 de 2000 y aquellas que la adicionan, modifican o sustituyan.

- iii. En los casos en los cuales no se tiene en el ASIC registrada una frontera comercial para cada unidad de generación, pero las unidades que se encuentran en pruebas disponen de medición compartida que se encuentran registrando exclusivamente la generación de unidades en pruebas autorizadas, el ASIC en estos casos, para las unidades que no se encuentran en pruebas, dará aplicación al procedimiento definido*

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

en el Numeral i del presente literal b, tomando como base la generación real medida en las fronteras comerciales de las unidades que no están en pruebas autorizadas, y la sumatoria de la generación programada de todas las unidades que no están en pruebas autorizadas.

- iv. *En los casos en los cuales se programen exclusivamente en el despacho programado horario (resultado del Redespacho) unidades que se encuentren en pruebas autorizadas, sin que toda la planta esté en pruebas, y se registren en el ASIC medidas en fronteras comerciales relacionadas con unidades que no se encuentran en pruebas, se entenderá que la planta presentó una desviación por encima de su franja de tolerancia horaria y, por tanto, el generador deberá retribuir a la cuenta por pago de desviaciones la energía medida en los medidores asociados a unidades que no están en pruebas autorizadas, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y los siguientes precios de la Bolsa de Energía:*

1. *Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir exclusivamente demanda comercial nacional:*

$$DSV = |(PBN - POF)| \times (GREAL_{np,h})$$

2. *Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE):*

$$DSV = |(PBT - POF)| \times (GREAL_{np,h})$$

3. *Si la planta de generación aparece en el despacho ideal para cubrir total o parcialmente demanda comercial internacional:*

$$DSV = |(PBI - POF)| \times (GREAL_{np,h})$$

4. *Si la planta de generación no aparece en el despacho ideal:*

$$DSV = |(PBI - POF)| \times (GREAL_{np,h})$$

Donde:

<i>DSV:</i>	<i>Desviación (\$)</i>
<i>POF:</i>	<i>Precio de Oferta aplicable a la hora (\$/MWh)</i>
<i>PBN:</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones nacionales (\$/MWh)</i>
<i>PBT:</i>	<i>Precio de Bolsa para Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) (\$/MWh)</i>
<i>PBI:</i>	<i>Precio de Bolsa para transacciones internacionales (exportaciones) (\$/MWh)</i>
<i>GREAL_{np,h}:</i>	<i>Sumatoria de la generación real de las unidades que no están en pruebas (MWh)</i>

JM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

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 calculará teniendo en cuenta las siguientes reglas:

- i. Si todas las unidades que conforman la planta de generación se encuentran en pruebas, la generación ideal de la planta y su disponibilidad comercial se considerarán iguales a la generación real de la planta en el despacho real, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas.*
- ii. Si no todas las unidades que conforman la planta de generación se encuentran en pruebas, la generación ideal de la planta y su disponibilidad comercial en el despacho ideal será calculado bajo las siguientes reglas, siempre y cuando se cumpla el procedimiento establecido en la presente resolución para la realización de tales pruebas:*

- 1. Para cada unidad que se encuentra en pruebas se programará como mínimo en el Despacho Ideal el siguiente valor:*

$$\text{MinIdeal}_u = \text{Mínimo}[DR_u, CEN_u]$$

Donde:

MinIdeal_u: Cantidad mínima a programar en el Despacho Ideal para la unidad en pruebas (MW)

DR_u: Disponibilidad Real para la unidad (MW)

CEN_u: Capacidad Efectiva Neta de la unidad (MW)

En los casos en los cuales se tenga en el ASIC registrada una frontera comercial para cada unidad de generación, de tal modo que se tenga la medida de generación real exclusivamente para cada unidad, la cantidad mínima a programar en el Despacho Ideal será la generación real de las unidades que se encuentren en pruebas.

En los casos en los cuales no se tiene en el ASIC registrada una frontera comercial para cada unidad de generación, pero las unidades que se encuentran en pruebas disponen de medición compartida que se encuentra registrada en la hora es exclusivamente la generación de unidades en pruebas, se considerará para estos casos, la cantidad mínima a programar en el Despacho Ideal como la generación real medida en las fronteras comerciales asociadas a las unidades en pruebas.

En los casos en los cuales se programen exclusivamente en el despacho programado horario (resultado del Redespacho) unidades que se encuentren en pruebas sin que toda la planta esté en pruebas, la cantidad mínima a programar en el Despacho Ideal será la generación real de la planta de generación.

JM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

2. La disponibilidad comercial de la planta de generación se calculará de acuerdo con lo establecido en el Anexo A-2 de la Resolución CREG 024 de 1995, considerando para las unidades en pruebas que su disponibilidad declarada y su disponibilidad real son iguales a *MinIdealu*.

Artículo 4. Modificar el literal d del Anexo A-4 “Función Precio en la Bolsa de Energía” de la Resolución CREG-024 de 1995, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG-110 de 2014. El literal d del Anexo A-4 de la Resolución CREG-024 de 1995, quedará así:

“d. Se determinarán los valores adicionales (ΔI) para los mercados nacionales e internacionales de la siguiente forma:

• **Para atención de la Demanda Total Doméstica**, el Valor Adicional para la Demanda Total Doméstica (ΔI_N) se calculará conforme a la siguiente ecuación:

$$\Delta I_N = \frac{\sum_{j=1}^{NP} (\max(0, DF_{N,j}) + DI_{N,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{N,i}}$$

Donde:

$$DF_{N,j} = W_j \times \sum_{z=1}^l Par_{j,z} - \sum_{i=1}^{24} GF_{N,j,i} \times (MPO_{N,i} - Pof_j)$$

$$DI_{N,j} = W_j \times DI_j$$

$$DI_j = \sum_{i=1}^{24} GI_{N,j,i} \times (\max(MPO_{N,i}, RP_j) - MPO_{N,i}) \\ + \sum_{i=1}^{24} GI_{I,j,i} \times (\max(MPO_{I,i}, RP_j) - MPO_{I,i}) \\ + \sum_{i=1}^{24} GI_{K,j,i} \times (\max(MPO_{K,i}, RP_j) - MPO_{K,i})$$

$$W_j = \frac{\sum_{i=1}^{24} G_{N,j,i}}{\sum_{i=1}^{24} G_{j,i}}$$

$D_{N,i}$ Demanda Total Doméstica en la hora *i*.

$DF_{N,j}$ Costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de la planta *j* para atender Demanda Total Doméstica.

$DI_{N,j}$ Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta *j* para atender Demanda Total Doméstica.

NP Número de plantas térmicas.

$Par_{j,z}$ Precios de oferta de arranque-parada *z* de la planta *j*.

JM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

l Número de arranques de la planta j . Si el arranque de la planta j se requiere únicamente para cumplir la generación en pruebas solicitadas por los agentes en los períodos siguientes al arranque, no se tiene en cuenta el arranque.

GF_{N,j,i} Variable igual a 0 si la planta j es inflexible en la hora i , en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica.

MPO_{N,i} Máximo Precio de Oferta para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i .

Pof_j Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j .

GI_{N,j,i} Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender Demanda Total Doméstica. En caso contrario es igual a 0. Si la planta j en la hora i se encuentra en pruebas solicitadas por los agentes y toda la generación ideal de la planta corresponde a generación en pruebas (MinIdeal_u) este valor es cero. En caso de que la planta en pruebas no tenga asociada toda su generación ideal en pruebas y la planta j sea inflexible en la hora i , esta variable será igual a la siguiente expresión:

$$GI_{N,j,i} = \text{Máx} \left[0, \left(G_{N,j,i} - \sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_u \right) \right] \quad \therefore u \in j$$

Donde:

G_{N,j,i}: Generación ideal de la planta j para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i

MinIdeal_u: Cantidad mínima a programar en el Despacho Ideal para la unidad u en pruebas de la planta j

TUP: Total de unidades en pruebas de la planta j

RP_j Precio de Reconciliación Positiva calculado para la planta j sin incluir los costos de arranque y parada.

DI_j Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j .

GI_{I,j,i} Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado. En caso contrario es igual a 0. Si la planta j en la hora i se encuentra en pruebas solicitadas por los agentes y toda la generación ideal de la planta corresponde a generación en pruebas (MinIdeal_u) este valor es cero. En caso de que la planta en pruebas no tenga asociada toda su generación ideal en pruebas y la planta j sea inflexible en la hora i , esta variable será igual a la siguiente expresión:

$$\text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} \leq G_{N,j,i}$$

$$GI_{I,j,i} = G_{T,j,i}$$

JM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

$$\begin{aligned}
 & \text{Si } G_{N,j,i} < \sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} < (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \\
 & G_{I,j,i} = \left[G_{T,j,i} - \left(\sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} - G_{N,j,i} \right) \right] \quad \therefore u \in j \\
 & \text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} \geq (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \\
 & \quad G_{I,j,i} = 0
 \end{aligned}$$

Donde:

$G_{T,j,i}$: Generación ideal de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i

$G_{I,k,j,i}$ Si la planta j es inflexible en la hora i la variable es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda no Doméstica. En caso contrario es igual a 0. Si la planta j es la hora i se encuentra en pruebas solicitadas por los agentes y toda la generación ideal de la planta corresponde a generación en pruebas (MinIdeal_u) este valor es cero. En caso de que la planta en pruebas no tenga asociada toda su generación ideal en pruebas y la planta j sea inflexible en la hora i , esta variable será igual a la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 & \text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} \leq G_{N,j,i} \\
 & \quad G_{I,k,j,i} = G_{I,j,i} \\
 & \text{Si } G_{N,j,i} < \sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} < (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \\
 & \quad G_{I,k,j,i} = G_{I,j,i} \\
 & \text{Si } \sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} \geq (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \\
 & G_{I,k,j,i} = \left[G_{I,j,i} - \left(\sum_{u=1}^{TUP} \text{MinIdeal}_{u,j,i} - (G_{N,j,i} + G_{T,j,i}) \right) \right] \quad \therefore u \in j
 \end{aligned}$$

Dónde:

$G_{I,j,i}$: Generación ideal de la planta j para atender la Demanda no Doméstica en la hora i

$MPO_{I,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i .

$MPO_{K,i}$ Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica en la hora i .

W_j Porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica.

JM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

$G_{N,j,i}$ Generación ideal de la planta j para atender la Demanda Total Doméstica en la hora i .

$G_{j,i}$ Generación ideal de la planta j en la hora i .

En el caso en que la Generación ideal de la planta j en el día sea igual a cero, el porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica (W_j) será igual a cero.

• **Para atención de la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica**, el Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica (ΔI_i) se calculará conforme a la siguiente ecuación:

$$\Delta I_i = \frac{\sum_{j=1}^{NP} (\max(0, DF_{I+K,j}) + DI_{I+K,j})}{\sum_{i=1}^{24} D_{I,i}}$$

Donde:

$$DF_{I+K,j} = (1 - W_j) \times \sum_{z=1}^l Par_{j,z} - \sum_{i=1}^{24} GF_{I,j,i} \times (MPO_{I,i} - Pof_j) - \sum_{i=1}^{24} GF_{K,j,i} \times (MPO_{K,i} - Pof_j)$$

$$DI_{I+K,j} = (1 - W_j) \times DI_j$$

$D_{I,i}$ Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica en la hora i .

$DF_{I+K,j}$ Costos no cubiertos por concepto de arranque y parada de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y la Demanda no Doméstica.

$DI_{I+K,j}$ Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y la Demanda no Doméstica.

NP Número de plantas térmicas.

$Par_{j,z}$ Precios de oferta de arranque-parada z de la planta j .

l Número de arranques de la planta j . Si el arranque de la planta j se requiere únicamente para cumplir la generación en pruebas solicitadas por los agentes en los periodos siguientes al arranque, no se tiene en cuenta el arranque.

$GF_{I,j,i}$ Variable igual a 0 si la planta j es inflexible en la hora i , en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado.

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

MPO_{I,i} *Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado en la hora i.*

Pof_j *Precio ofertado a la Bolsa de Energía por la planta j.*

GF_{K,j,i} *Variable igual a 0 si la planta j es inflexible en la hora i, en caso contrario es igual a la Generación ideal de la planta j en la hora i para atender la Demanda no Doméstica.*

MPO_{K,i} *Máximo Precio de Oferta para atender Demanda Total Doméstica más la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más la Demanda no Doméstica en la hora i.*

DI_j *Costos no cubiertos por concepto de generación ideal en condición inflexible de la planta j.*

W_j *Porcentaje de la generación ideal de la planta j que atiende la Demanda Total Doméstica.*

En el caso en que la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado más Demanda No Doméstica en el día sea igual a cero, el Valor adicional para la Demanda Internacional de Despacho Económico Coordinado y/o la Demanda No Doméstica (ΔI_i) será igual a cero.”

Artículo 5. Declaración de parámetros de plantas térmicas. Las plantas térmicas deberán declarar al Centro Nacional de Despacho -CND- todas las unidades que conforman el recurso, la Capacidad Efectiva Neta de cada unidad, y su mínimo técnico, así como cualquier otro parámetro que requiera el CND para aplicar las reglas de generación de plantas en pruebas del Capítulo I de la presente resolución.

Parágrafo. El C.N.O. expedirá un Acuerdo con la información y formato requerido para las unidades que conforman las plantas térmicas, la Capacidad Efectiva Neta y el mínimo técnico de cada unidad, y cualquier otro parámetro que requiera el CND para aplicar la presente resolución, en un plazo de veinte (20) días calendario contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, y los agentes generadores contarán con diez (10) días calendario, una vez expedido el respectivo Acuerdo, para que se realice el reporte de información al CND haciendo uso de dicho formato.

Artículo 6. Declaración relación fronteras comerciales. Los agentes generadores deberán declarar al ASIC la información que relaciona sus recursos de generación con las fronteras comerciales de generación, consumos y sus respectivas unidades. La declaración se realizará en el formato que determine el ASIC, el cual tendrá un plazo de siete (7) días calendario a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución para publicarlo en su Página WEB. Los agentes generadores deberán remitir al ASIC la información solicitada dentro de los siguientes quince (15) días calendario, contados a partir de la fecha de publicación del formato por parte del ASIC.

Para el registro de nuevas fronteras de generación, el agente deberá adjuntar este formato al momento de efectuar la solicitud de registro de la frontera ante el ASIC.

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

Artículo 7. Modificación de la definición de “Declaración de Disponibilidad” contenida en el numeral 3.1 del Código de Operación, Resolución CREG 025 de 1999. La definición quedará así:

“Declaración de Disponibilidad:

Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben declarar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, la mejor estimación de la Disponibilidad esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario, para cada unidad generadora.

La declaración de disponibilidad por unidad de las plantas de generación térmicas debe ser consistente, en términos de las unidades disponibles, con la declaración de la configuración diaria que se realiza conforme a lo definido en el aparte “Precio de Arranque-Parada” del Numeral 3.1. del Código de Operación. La validación de la consistencia la realizará el CND de manera automática, al momento de la declaración de disponibilidad por parte del agente.

Para el envío de la declaración de disponibilidad de generación al CND, se usará la transmisión electrónica de datos que haya establecido el CND, como medio principal. Esta información será de conocimiento público a más tardar a las 9:00 horas del mismo día.

Como medio alterno, ante fallas o indisponibilidades en los sistemas de comunicaciones o de información, se empleará el envío de información de disponibilidad por el sistema que defina el CND, que sea verificable y seguro, y de fácil acceso para los agentes del mercado.

Si a las 08:00 horas el CND no ha recibido la declaración de disponibilidad de uno o más generadores, o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las declaraciones que se presentaron para cada unidad de generación o planta el día anterior a la misma hora, o la última declaración válida”.

Artículo 8. Adición al numeral 4.1 CAUSAS DE REDESPACHO del Código de Operación una causal asociada a los cambios en la disponibilidad declarada para pruebas autorizadas a desviarse. Se adiciona la siguiente causal de redespacho al Numeral 4.1 Causas de Redespacho del Código de Operación, Resolución CREG-025 de 1995:

“• Cuando las condiciones de ejecución real de las pruebas autorizadas a desviarse de una o varias unidades requiera una disponibilidad menor a la declarada en el despacho económico.”

CAPÍTULO II. AJUSTES DECLARACIÓN DE COSTOS DE COMBUSTIBLES

Artículo 9. Modificación del artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001. El artículo 1 de la Resolución CREG 034 de 2001 quedará así:

JM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

“Artículo 1. Precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos. Para efectos de establecer el precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos, en el contexto de la Resolución CREG-063 de 2000, se tendrán en cuenta los siguientes conceptos:

1. Costos de suministro y transporte de combustibles. Corresponde a los costos de suministro y transporte de combustibles declarados por los agentes, considerando lo siguiente:

1.1 Reporte de costos de suministro y transporte de combustibles.

Costo de suministro de combustible (CSC). Es la parte variable del costo de suministro de combustible, expresado en COP/MBTU, que es posible sustentar.

Costo de transporte de combustible (CTC). Es la parte variable del costo de transporte de combustible, expresado en COP/MWh, que es posible sustentar.

El generador térmico deberá declarar ante el ASIC, a las 09:30 horas del día siguiente al de la operación, según formato que defina el ASIC, para la planta o unidad de generación, los valores CSC y CTC del combustible utilizado en la operación.

1.2 Metodología para estimar el valor a incluir en el reporte de costos de suministro y transporte de combustibles.

Para establecer el CSC y el CTC que declara el agente, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones:

1. **Metodología 1.** Aplica a combustibles fósiles sin almacenamiento, tal como el gas natural.
 - i. **Del contrato de suministro principal,** correspondiente al contrato con el cual se respaldan las OEF para las plantas térmicas que se respaldan con combustibles fósiles sin almacenamiento. En caso de no tener OEF, se tomará el contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas en una fecha anterior al registro del contrato de ocasión. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar el ASIC el precio facturado en COP/MBTU.
 - ii. **Del contrato de suministro de ocasión,** corresponde al contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas en una fecha posterior al registro del contrato principal. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar el ASIC el precio facturado en COP/MBTU.

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

- iii. **Del contrato de transporte principal**, correspondiente al contrato con el cual se respaldan la OEF para las plantas térmicas que se respaldan con gas natural. En caso de no tener OEF, se tomará el contrato firmado y registrado ante el Gesto de Gas en una fecha anterior al registro del contrato de ocasión. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar el ASIC el precio facturado en COP/MBTU.
- iv. **Del contrato de transporte de ocasión**, corresponde al contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas en una fecha posterior al registro del contrato principal. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar el ASIC el precio facturado en COP/MBTU.

El (los) precio(s) declarado(s) deberá(n) corresponder a el (los) precio(s) de la(s) cantidad(es) nominada(s) por el agente, hasta alcanzar la cantidad requerida para operación, iniciando con la cantidad nominada de menor precio.

El valor CSC y CTC se establecen por parte del agente como el costo promedio ponderado de los precios de los contratos nominados necesarios para la operación. Dicha ponderación será realizada con las cantidades utilizadas, según sea el caso, así:

$$CSC_{p,d} = \frac{\sum_{c=1}^{TCS} PRS_{c,d} \times CCS_{c,d}}{CONS_d} \quad CTC_{p,d} = \frac{\sum_{t=1}^{TCS} PRT_{t,d} \times CCT_{t,d}}{CONS_d}$$

Donde:

- $CSC_{p,d}$: Costo de Suministro de Combustible para planta p , en el día d
- $PRS_{c,d}$: Precio del contrato de suministro c para el día d
- $CCS_{c,d}$: Cantidad utilizada del contrato de suministro c para el día d
- c : Contrato de suministro utilizado
- $CTC_{p,d}$: Costo de Transporte de Combustible para planta p , en el día d
- $PRT_{c,d}$: Precio del contrato de transporte t para el día d
- $CCT_{c,d}$: Cantidad utilizada del contrato de transporte t para el día d
- t : Contrato de transporte utilizado
- $CONS_d$: Consumo del combustible para el día d

En el caso de que el agente aplique contratos de ocasión, el agente considerará como costo CSC y CTC el valor del contrato de ocasión, incrementado en un 50% de la diferencia positiva entre el precio del contrato principal y el precio del contrato de ocasión. En ningún caso, el precio del contrato de ocasión declarado más el incremento podrá ser superior al precio del contrato principal.

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

En el caso de los combustibles que les aplique la metodología 2, el CSC incluye el costo variable de transporte, con excepción del GNI que se le aplicará lo definido en la metodología 1 para el caso del transporte.

Para el caso de que una planta de generación opere con combustibles diferentes, de tal forma que se encuentran en los grupos de la metodología 1 y la metodología 2, se le aplicará la metodología respectiva a cada combustible.

2. **Metodología 2.** *Aplica a combustibles fósiles con almacenamiento, tales como el Gas Natural Importado (GNI), carbón (CM), Diesel Oil (DO), Fuel Oil (FO) y GLP.*

i. **Del contrato de suministro principal,** *correspondiente al contrato con el cual se respaldan las OEF para las plantas térmicas que se respaldan con combustibles fósiles con almacenamiento. En caso de no tener OEF, se tomará el contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas, en caso de que le aplique, en una fecha anterior al registro del contrato de ocasión. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar el ASIC el precio facturado en COP/MBTU.*

ii. **Del contrato de suministro de ocasión,** *corresponde al contrato firmado y registrado ante el Gestor del Mercado de Gas, en caso de que le aplique, en una fecha posterior al registro del contrato principal. Considerar precio en COP/MBTU, cantidad utilizada en MBTU y cantidad máxima contratada en MBTU. Una vez se tenga la facturación, el agente deberá reportar el ASIC el precio facturado en COP/MBTU.*

El costo CSC declarado deberá corresponder al promedio ponderado por las cantidades de combustible recibidos durante el mes que se liquida.

Si durante el mes que se liquida no se tienen compras de combustibles, se tomará la información del último mes en el que se haya recibido combustible.

Los precios declarados por el agente deberán considerar los mismos componentes que se tienen en la factura.

En el caso de que el agente aplique contratos de ocasión, el agente considerará como costo CSC y CTC el valor del contrato de ocasión, incrementado en un 50% de la diferencia positiva entre el precio del contrato principal y el precio del contrato de ocasión. En ningún caso, el precio del contrato de ocasión declarado más el incremento podrá ser superior al precio del contrato principal.

M

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

En el caso de los combustibles que les aplique la metodología 2, el CSC incluye el costo variable de transporte, con excepción del GNI que se le aplicará lo definido en la metodología 1 para el caso del transporte.

Para el caso de que una planta de generación opere con combustibles diferentes, de tal forma que se encuentran en los grupos de la metodología 1 y la metodología 2, se le aplicará la metodología respectiva a cada combustible.

1.2 Facturación de la reconciliación positiva

La facturación que se adelanta en el mes $m+1$ de la Reconciliación Positiva del mes m , se hará con los precios declarados, si no se han reportado las facturas. En el mes $m+2$ se harán los ajustes a la facturación de la Reconciliación Positiva del mes m , considerando los reportes de los agentes al ASIC de la CSC y CTC en COP/MBTU de acuerdo con la factura real pagada por el agente generador, declaración que se realizará en los formatos definidos por el ASIC.

- 2. Costos de operación y mantenimiento (COM).** *Es la parte variable del costo de operación y mantenimiento, expresado en COP/MWh, fijado en los siguientes valores, por tipo de tecnología:*

Tecnología	COM (COP_{Dic/2019}/MWh)
Térmica a Gas	11.999
Térmica a Carbón	24.602
Térmica Otros Combustibles	18.302

El COM se actualizará mensualmente con el último IPC disponible al momento de la liquidación.

- 3. Precio de arranque-parada (PCAP).** *Es el valor reconocido como Costo de Arranque-Parada asociado con la generación de seguridad fuera de mérito, que será igual al valor del Precio de Arranque-Parada ofertado por el agente generador de acuerdo con la configuración correspondiente a la Capacidad Efectiva Neta de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 051 de 2009.*

El PCAP se liquidará diariamente, utilizando la Tasa Representativa del Mercado, reportada por la Superintendencia Financiera, del último día hábil del mes previo al despacho. Este costo unitario se aplica sobre los MW declarados disponibles que originan el arranque.

Parágrafo. *Para las plantas que comiencen a operar como duales o las que inicien operación comercial después de la entrada en vigencia de esta Resolución, se tomará el primer Precio de Arranque-Parada ofertado por el agente generador para la planta como dual o al iniciar la operación comercial, respectivamente.*

- 4. Otros costos variables (OCV).** *Corresponde a los siguientes costos variables calculados por el ASIC, expresado en COP/MWh:*

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

- CEE (CERE);
- FAZNI;
- Aportes Ley 99 de 1993;
- Costo unitario por servicio de AGC, descontando la parte correspondiente de la reconciliación negativa, según se define en el artículo 3 de la Resolución CREG 063 de 2000, proporcional a la generación programada del agente (estimado y luego corregido con asignación real).

5. Precio de reconciliación positiva. El precio de reconciliación positiva de un generador térmico será igual a:

$$PR = \text{Min} \left[(CSC + CTC + COM + OCV) + \frac{PCAP}{GSA}; \text{Precio de Oferta} - \frac{Par}{GSA} \right]$$

Donde

PCAP Valor reconocido como costo de arranque-parada asociado con la generación de seguridad fuera de mérito. Será igual a cero si la planta se arranca según el despacho ideal, o si arrancó desde un día anterior y continúa generando.

El PCAP se actualiza aplicando la siguiente fórmula:

$$PCAP_{ac} = PCAP_{an} \times \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$PCAP_{ac}$ Precio de arranque parada actualizado

$PCAP_{an}$ Precio de arranque-parada anterior

IPP_{m-1} Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312), para el mes $m-1$.

IPP_0 Índice de precios al productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSFD41312), para el mes y el año del Precio de Arranque-Parada ofertado por primera vez por el agente generador.

GSA MW's totales de generación de seguridad fuera del despacho ideal durante el día, asociada con dicho arranque.

AM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

Par Precios de arranque-parada ofertado para la configuración y combustible con el que se le considera para el despacho ideal. Si el arranque se ha incluido en el despacho ideal este valor es cero.

Parágrafo 1. *Las inflexibilidades asociadas con generación de seguridad se liquidarán a precio de reconciliación positiva.*

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 COP/MBTU) para el combustible utilizado, el ASIC asumirá como valores declarados cero (0) COP/MBTU.

Parágrafo 3. *El presente artículo no aplica para las importaciones efectuadas a través de interconexiones internacionales.”*

Artículo 10. Auditoría de contratos y cantidades declaradas. La CREG, mediante resolución independiente, definirá el esquema para adelantar auditoría a la información reportada sobre: costos de suministro de combustible y de transporte de combustible declarados por el agente, costos de los contratos de suministro, costos de los contratos de transporte, las cantidades contratadas 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 de Gas, cuando aplique,
- ii) Verificación de los valores declarados de acuerdo con las reglas definidas en el numeral 1. 2 del artículo 5 de la presente resolución.
- iii) Las cantidades facturadas y pagadas, con sus respectivos precios.

CAPÍTULO III. IMPLEMENETACIÓN

Artículo 11. Implementación de los cambios y adiciones previstos en la presente resolución. Para la implementación de los ajustes propuestos en la presente resolución, XM S.A. E.S.P. tendrá los siguientes plazos:

- i. **Capítulo I.** Para la implementación de los cambios y adiciones previstas en el Capítulo I “Ajustes y adiciones a la reglamentación de la generación de plantas en pruebas” de la presente resolución, el ASIC y el CND contarán con un plazo de seis (6) meses contados a partir de la publicación en el *Diario Oficial* de la presente resolución.
- ii. **Capítulo II.** Para la implementación de los cambios previstos en el Capítulo II “Ajustes declaración de costos de combustibles” de la presente resolución, el ASIC contará con un plazo de diez (10) días hábiles

JM

JZ

Por medio de la cual se hacen modificaciones a las Resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 121 de 1998 y CREG 034 de 2001 y se establecen otras disposiciones

contados a partir de la publicación en el *Diario Oficial* de la presente resolución.

Artículo 12. Vigencia. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá, D.C., a **04 ABR. 2020**



MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo