



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 065 DE 2024

(13 SEP.2024)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1339 del 13 de septiembre de 2024, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución por el término de diez (10) días hábiles contados a partir del día siguiente a su publicación en el portal web de la CREG, con base en lo dispuesto en el numeral 3 del artículo 34 de la Resolución CREG 105 003 de 2023 aprobada mediante el Decreto 1573 de 2023.

Se invita a las empresas, los usuarios las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas al Director Ejecutivo de la CREG, a la cuenta [creg@creg.gov.co](mailto:creg@creg.gov.co), con asunto: “Comentarios sobre la Resolución CREG 701 065 de 2024”, utilizando el formato anexo.

En el documento soporte de la presente resolución se exponen los análisis y la justificación de la propuesta regulatoria que se somete al proceso de consulta pública.

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se definen nuevos precios de escasez del Cargo por Confiabilidad, se hacen modificaciones a la Resolución CREG 071 de 2006 y a otras resoluciones.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones 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:

Por mandato del artículo 334 de la Constitución Política corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, por disposición de la ley, entre otros asuntos, en los servicios públicos y privados, para racionalizar la economía en un marco de sostenibilidad fiscal, buscando el mejoramiento de



CREG  
Comisión de Regulación  
Firmado Electrónicamente con AZSign  
Acuerdo: 20240913-215438-Dec906-94687561  
2024-09-13T22:11:11-05:00 - Página 1 de 36

la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo y la preservación de un ambiente sano.

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 370 de la Constitución Política asigna al Presidente de la República la función de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.

De conformidad con la Ley 142 de 1994, artículo 3 numeral 3, la regulación de los servicios públicos es una forma de intervención del Estado en la economía.

La función de la regulación está orientada no solo a corregir fallas del mercado sino a desarrollar los fines esenciales de los servicios públicos.

Los servicios públicos hacen parte de la cláusula del Estado Social de Derecho.

Es un fin de la regulación, garantizar la debida prestación de los servicios públicos, en el caso en concreto del servicio de energía eléctrica de manera confiable y continua.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.

La ley 142 de 1994, artículo 74, también le asignó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la función de expedir el Reglamento de Operación para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Según la Ley 143 de 1994, artículo 4, el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones, los de 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; 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 20, 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.



Para el cumplimiento del objetivo señalado, la Ley 143 de 1994, artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, las siguientes funciones:

- Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia, para lo cual, la oferta eficiente, en el sector eléctrico, debe tener en cuenta la capacidad de generación de respaldo.
- Valorar la capacidad de generación de respaldo de la oferta eficiente.
- Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.
- Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de los objetivos y funciones señalados, mediante la Resolución CREG 071 de 2006, adoptó la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista.

En la Resolución CREG 071 de 2006 se establece que el precio de escasez es el valor definido por la CREG y actualizado mensualmente, que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

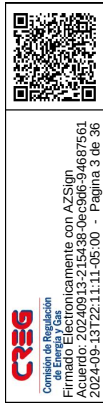
La Resolución CREG 140 de 2017 modificó la metodología de cálculo del precio de escasez, estableciendo el precio marginal de escasez.

La Comisión expidió el Documento CREG 901 122 de 2024 mediante el cual se hizo una propuesta para incluir un precio de escasez para las plantas de costos variables bajos, dado que la función de precio techo a las compras en bolsa se había afectado, dado que el precio de escasez fue superior al costo de racionamiento en algunos períodos de 2023, de conformidad con el análisis de mencionado documento.

Los comentarios y observaciones al Documento CREG 901 122 de 2024 antes mencionado, así como el análisis de los mismos, se incorporan en el documento soporte que acompaña el presente proyecto de resolución.

**RESUELVE:**

**Artículo 1. Modificar las definiciones adicionadas con el Artículo 1 de la Resolución CREG 140 de 2017.** Modificar la siguiente definición en el artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006 y el artículo 3 de la Resolución CREG 011 de 2015:



**“Precio de Escasez de Activación (PEa):** Es el valor del precio de escasez asociado a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas a partir del cual se hacen efectivas dichas obligaciones.”

**Artículo 2. Adicionar al Artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006 y el Artículo 3 de la Resolución 011 de 2015.** Adicionar las siguientes definiciones al artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006 y al artículo 3 de la Resolución CREG 011 de 2015:

**“Grupo de plantas con precios variables superiores (PCVS).** Plantas que operan con combustibles líquidos o gas combustible.”

**“Grupo de plantas con precios variables inferiores (PCVI).** Plantas que operan con recursos renovables o carbón como recurso principal.”

**Artículo 3. Precio de Escasez para plantas que operan con combustibles líquidos y gas combustible o Precio de Escasez Superior (PES).** El precio de Escasez Superior (PES) corresponde al Precio Marginal de Escasez (PME) determinado, actualizado y publicado de acuerdo con lo definido en los artículos 2, 3 y 4 de la Resolución CREG 140 de 2017.

El PES se aplicará a las asignaciones de OEF para nuevos períodos cargo a partir de la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial a plantas que hacen parte del grupo de plantas con precios variables superiores.

**Artículo 4. Precio de Escasez para plantas que operan recursos renovables o carbón, o Precio de Escasez Inferior (PEI).** El PMI lo calculará mensualmente el ASIC aplicando la siguiente ecuación:

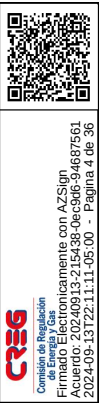
$$PEI_m = Vr \times \frac{C.Referencia_{C,m-1}}{C.Referencia_{C,m0}}$$

Donde:

|                        |                                                                                                                                     |
|------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $PEI_m$                | Precio de Escasez Inferior para el mes m.                                                                                           |
| $Vr$                   | Valor de referencia definido por la CREG en COP\$359/kWh. Dicho valor aplicará para el primer mes.                                  |
| $C.Referencia_{C,m0}$  | Costo de referencia, Artículo 4 de la Resolución CREG 140 de 2017, para el carbón del mes de publicación de la presente resolución. |
| $C.Referencia_{C,m-1}$ | Costo de referencia, Art. 4 de la Resolución CREG 140 de 2017, para el carbón del mes m-1.                                          |

**Parágrafo 1.** La periodicidad del cálculo del  $PEI_m$  y publicación serán las mismas que aplican para el PES.

**Parágrafo 2.** El PMA se aplicará a las asignaciones de OEF para nuevos períodos a partir de la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial a plantas que hacen parte del grupo de plantas con precios variables inferiores.



**Artículo 5. Modificar los encabezados de los numerales 1 y 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001.** Los encabezados de los numerales 1 y 2 del artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001 quedarán así:

**Encabezado numeral 1**

*“1. Cuando el Precio de Bolsa nacional sea menor o igual al precio de escasez de activación que le aplique”*

**Encabezado numeral 2**

*“2. Cuando el Precio de Bolsa nacional sea mayor al precio de escasez de activación que le aplique”*

**Artículo 6. Modificar la descripción de la variable PD del subnumeral *iii* del caso *f* del numeral 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001.** La descripción de la variable PD del subnumeral *iii* del caso *f* del numeral 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 034 de 2001, quedará así:

“PD :

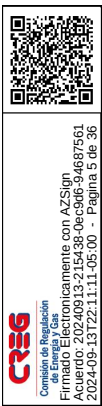
*Precio definido como el máximo entre el precio de escasez ponderado del agente, según el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, en COP/kWh y:*

*Precio definido como el máximo entre el precio de escasez ponderado del agente considerando los precios de escasez que se activaron, según el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, en COP/kWh y:*

*Para el caso de una planta hidráulica o de generación variable se calculará en la misma forma que el precio de reconciliación positiva de la metodología definida en la Resolución CREG 034 de 2001 en COP/ kWh para estos tipos de plantas de generación. En caso de que este cálculo resulte ser el precio de bolsa para la hora respectiva, se tomará el MPO nacional de la hora respectiva en COP/kWh.*

*Para el caso de una planta o unidad térmica, cuando su generación real es mayor a cero, se tomará el precio de reconciliación positiva de la metodología PR definida en el artículo 1o de la Resolución CREG 034 de 2001, “Precio de reconciliación positiva para un generador térmico”, sin considerar los costos arranque-parada. Es decir, el primer término de la metodología PR será la suma de los términos CSC, CTC, COM y OCV, según los define esa resolución en el artículo 1o. Con la generación real, el combustible utilizado en el día de operación y los términos de la Resolución CREG 034 de 2001 señalados anteriormente, el ASIC determinará este precio en COP/kWh.*

*Para el caso de una planta o unidad térmica, cuando la generación real es igual a cero en el día de operación, se tomará el precio ofertado en COP/kWh.”*



**Artículo 7. Modificar el Artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003.**  
El artículo 23 de la Resolución CREG 004 de 2003, quedará así:

**“Artículo 23. Garantías.** Con el fin de cubrir el monto esperado de las obligaciones económicas derivadas de las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo, TIE, todos los agentes que realicen compras horarias de energía en la Bolsa deberán pagar anticipadamente, el valor estimado de las importaciones semanales que se realicen desde los mercados de los países de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos en las condiciones de la presente Resolución.

Para el efecto, semanalmente, el ASIC deberá:

- i) Estimar las cantidades de electricidad a importar de los otros sistemas, según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales. Esta estimación tendrá una actualización semanal y contará con un balance neto cada mes. Este ajuste mensual final, al monto de las garantías semanales estimadas, se hará a partir de los resultados de la segunda liquidación, para efectos de facturación.
- ii) Estimar el Monto total semanal de garantías a asignar a los agentes del mercado colombiano, para respaldar las importaciones de electricidad, a través de los enlaces internacionales, teniendo en cuenta el valor del literal anterior, el Precio promedio ponderado horario de Bolsa menos el Costo Equivalente de Energía, según el parágrafo uno del presente artículo, y el costo de cobertura por riesgo cambiario, el cual debe reflejar las condiciones reales del mercado internacional de divisas y estar definido por una entidad bancaria acreditada ante la Superintendencia Financiera de Colombia.
- iii) Determinar la participación de cada uno de los agentes en las compras horarias de energía en la Bolsa, según lo definido en el parágrafo 6 del presente artículo. Con estos valores, el ASIC asignará a los agentes el valor de las garantías estimadas.
- iv) Realizar los ajustes al monto semanal de garantías que debe realizar cada agente de acuerdo con los resultados reales de la semana de operación, obtenidos de las lecturas de los medidores y los precios reales disponibles según la regulación vigente.
- v) El valor en dólares del pago anticipado será calculado por el ASIC con la tasa de cambio para compra de divisas que sea acordada, por éste y el intermediario del mercado cambiario, para el día en el que se intercambie la información con el Administrador del mercado exportador.

Para el efecto, semanalmente, el ASIC deberá:



**Parágrafo 1.** Para los casos en los que el precio de bolsa es inferior a los precios de escasez, se deberá realizar el cálculo del Monto Semanal de Garantías (MSG), para respaldar importaciones a través de un enlace  $i$ , el ASIC procederá así:

$$MSG_{s+2,i} = \sum_{h=1}^{168} MXT_{i,h,s+2} \times [PM_{s-1,h} - CEE_{s-1}] + CC_{s+2,i}$$

Donde:

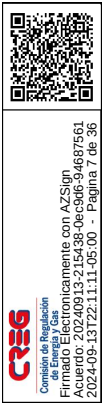
- $MSG_{s+2,i}$ : Monto Semanal de Garantías para respaldar importaciones de electricidad a través del enlace  $i$ , para la semana  $s+2$ .
- $MXT_{i,h,s+2}$ : Máxima transferencia horaria por el enlace  $i$  estimada para la semana  $s+2$ , según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales.
- $PM_{s-1,h}$ : Precio promedio ponderado horario de bolsa de la semana  $s-1$ .
- $CEE_{s-1}$ : Último valor calculado del Costo Equivalente en Energía para la semana  $s-1$ .
- $CC_{s+2,i}$ : Costo de la cobertura por el riesgo cambiario en los intercambios de energía por el enlace  $i$  para la semana  $s+2$ , según las condiciones reales del mercado internacional de divisas y definido por una entidad financiera acreditada.
- $i$ : Enlace a través del cual se harán las importaciones de electricidad a garantizar.
- $s$ : Semana en que se realiza la estimación de las garantías.
- $h$ : Hora.

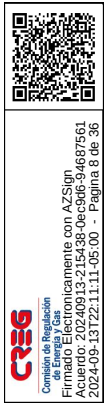
Para los casos en los que el  $PM_{s-1,h}$  sea superior a alguno de los precios de escasez, el ASIC calculará los montos a garantizar utilizando la siguiente expresión:

$$MSG_{s+2,i} = \sum_{h=1}^{168} MXT_{i,h,s+2} \times [PEp_{s-1} - CEE_{s-1}] + CC_{s+2,i}$$
$$MSG_{OEF,s+2,i} = \sum_{h=1}^{168} MXT_{i,h,s+2} \times [PM_{s-1,h} - PEp_{s-1}] + CC_{s+2,i}$$

Donde:

- $MSG_{s+2,i}$ : Monto Semanal de Garantías para respaldar importaciones de electricidad a través del enlace  $i$ , para la semana  $s+2$ .
- $MSG_{OEF,s+2,i}$ : Monto Semanal de Garantías por desviaciones negativas de OEF o demanda no cubierta para respaldar importaciones de electricidad a través del enlace  $i$ , para la





- semana s+2.*
- MXT<sub>i,h,s+2</sub>: Máxima transferencia horaria por el enlace i estimada para la semana s+2, según las condiciones de operación establecidas por los operadores de los sistemas en relación con la máxima capacidad de los enlaces internacionales.*
- PM<sub>s-1,h</sub>: Precio promedio ponderado horario de bolsa de la semana s-1.*
- PE<sub>p,s-1</sub>: Precio de escasez ponderado para la semana s-1.*
- CC<sub>s+2,i</sub>: Costo de la cobertura por el riesgo cambiario en los intercambios de energía por el enlace i para la semana s+2, según las condiciones reales del mercado internacional de divisas y definido por una entidad financiera acreditada.*
- i: Enlace a través del cual se harán las importaciones de electricidad a garantizar.*
- s: Semana en que se realiza la estimación de las garantías.*
- h: Hora.*

*El monto total a garantizar corresponde a la sumatoria de los MSG de todos los enlaces internacionales.*

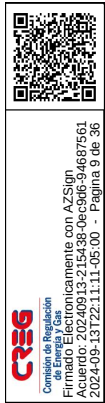
**Parágrafo 2.** *El ASIC para llevar a cabo la actualización semanal hará ajustes al cálculo del Monto Semanal de Garantías, MSG, para cada enlace i. El procedimiento de ajustes será el siguiente:*

**Primer ajuste semanal.** *Para los casos en los que el precio de bolsa es inferior a los precios de escasez, el primer ajuste semanal se debe realizar el día viernes de la semana s+2 considerando las transacciones TIE reales efectuadas durante los primeros seis (6) días de operación de la semana S+2 de la siguiente manera:*

$$\delta_{1,s+2,i} = (MSG_{s+2,i} - CC_{s+2,i}) - Sum(RT_{h,i}) \times [P_{h,s+2} - CEE_{s+2}] + \delta xT_{s+2,i}$$

*Donde:*

- $\delta_{1,s+2,i}$ : Primer ajuste a la semana s+2 de operación, para el enlace i.*
- MSG<sub>s+2,i</sub>: Monto Semanal de Garantías para respaldar importaciones de electricidad a través del enlace i, para la semana s+2.*
- Sum(RT<sub>h,i</sub>): Suma de las transferencias reales horarias de energía por el enlace i, resultado de las lecturas de los medidores reportados conforme a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 006 de 2003 o las normas que la modifiquen o sustituyan, para los primeros seis (6) días de operación de la semana s+2, y para el séptimo día se utilizarán los valores estimados para la MXT.*
- P<sub>h,s+2</sub>: Precio horario de bolsa para los primeros cinco (5) días de la semana s+2, para los días seis (6) y siete (7) de esta semana, el P corresponderá al máximo precio horario liquidado para*



*este tipo de día calendario, durante los primeros cinco (5) días de operación de dicha semana.*

- $\delta xT_{s+2,i}$ : *Ajuste por tasa de cambio no cubiertos por el mecanismo de cobertura a que hace referencia el Parágrafo 1.*
- $CEE_{s+2}$ : *Último valor calculado del Costo Equivalente en Energía para la semana s+2.*

*Para los casos en los que el precio de bolsa sea superior a algunos de los precios de escasez, el ASIC calculará el monto a garantizar ajustado, utilizando las siguientes expresiones:*

$$\delta_{1,s+2,i} = (MSG_{s+2,i} - CC_{s+2,i}) - Sum(RT_{h,i}) \times [PEp_{s+2} - CEE_{s+2}] + \delta xT_{s+2,i}$$

$$\delta_{1,OEF,s+2,i} = (MSG_{OEF,s+2,i} - CC_{s+2,i}) - Sum(RT_{h,i}) \times [P_{h,s+2} - PEp_{s+2}] + \delta xT_{s+2,i}$$

*Donde:*

- $\delta_{1,s+2,i}$ : *Primer ajuste a la semana s+2 de operación, para el enlace i.*
- $\delta_{1,OEF,s+2,i}$ : *Primer ajuste a la semana s+2 de operación para desviaciones negativas de OEF o demanda no cubierta, para el enlace i.*
- $Sum(RT_{h,i})$ : *Suma de las transferencias reales horarias de energía por el enlace i, resultado de las lecturas de los medidores reportados conforme a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 006 de 2003 o las normas que la modifiquen o sustituyan, para los primeros seis (6) días de operación de la semana s+2, y para el séptimo día se utilizarán los valores estimados para la MXT.*
- $P_{h,s+2}$ : *Precio horario de bolsa para los primeros cinco (5) días de la semana s+2, para los días seis (6) y siete (7) de esta semana, el P corresponderá al máximo precio horario liquidado para este tipo de día calendario, durante los primeros cinco (5) días de operación de dicha semana.*
- $PEp_{s+2}$ : *Precio de escasez ponderado para la semana s+2.*
- $CEE_{s+2}$ : *Último valor calculado del Costo Equivalente en Energía para la semana s+2.*
- $\delta xT_{s+2,i}$ : *Ajuste por tasa de cambio no cubiertos por el mecanismo de cobertura a que hace referencia el Parágrafo 1.*

**Segundo ajuste semanal.** *El segundo ajuste semanal se deberá realizar el día viernes de la semana (s+3), considerando el procedimiento establecido para el primer ajuste semanal descrito anteriormente y utilizando la suma de las transferencias reales horarias de energía por el enlace i, los precios horarios de Bolsa de las transacciones TIE reales para la semana s+2 resultantes de la segunda liquidación para dicha semana y el último valor calculado del Costo Equivalente en Energía para la semana s+2.*

**Parágrafo 3.** *La sumatoria de los ajustes semanales al MSG para cada uno de los enlaces, serán considerados como faltantes o excedentes netos para la determinación del MSG de la nueva semana de operación.*

**Parágrafo 4.** Para cada agente, el ASIC conciliará las diferencias asignadas a cada uno, presentadas entre las transacciones TIE reales, ya sean en mérito o fuera de mérito, y los pagos por garantías efectuados por el agente durante el mes.

Una vez realizado el ajuste final mensual este deberá ser informado a cada uno de los agentes, antes de la fecha de vencimiento, con independencia de la fecha de pago de las diferencias que existan a favor o en contra de los mismos, o del cruce de cuentas autorizado por los agentes.

El ASIC podrá reaplicar pagos para cubrir obligaciones resultantes de la aplicación de la Resolución CREG-007 de 2003 u otras obligaciones a cargo del mismo en el MEM, con previa autorización del agente, para lo cual podrá utilizar los recursos disponibles correspondientes a los excedentes de las garantías asignadas por concepto de TIE, después de la aplicación de lo dispuesto en el artículo 4 de la Resolución CREG 007 de 2013.

**Parágrafo 5.** Para efectos del pago anticipado de las transacciones internacionales de electricidad de Corto Plazo –TIE-, las semanas iniciarán el día sábado y terminarán el día viernes.

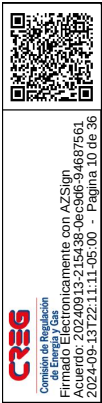
**Parágrafo 6.** El ASIC determinará el porcentaje de participación de cada uno de los agentes, que servirá para asignar la participación en el monto de garantías de las TIE, así:

$$\%Agente_{j,s+2} = (VOB_{j,s+2} / \Sigma VOB_{s+2}) \times 100$$

Donde:

- $\%Agente_{j,s+2}$ : Porcentaje de participación en garantías de las TIE para agentes compradores de energía en bolsa para la semana s+2 del agente j.
- $VOB_{j,s+2}$ : Valor en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa para el agente j, estimado utilizando la información de fronteras y contratos registradas por el agente para la semana s+2 y el precio de bolsa liquidado para la semana s-1, sin incluir las de los sistemas de los países con los cuales se tiene una integración regulatoria de mercados.
- $\Sigma VOB_{s+2}$ : Sumatoria de los valores en pesos de las compras horarias de energía en Bolsa de todos los agentes, estimados utilizando la información de fronteras y contratos registradas por todos agentes para la semana s+2 y el precio de bolsa liquidado para la semana s-1, sin incluir las de los sistemas de los países con los cuales se tiene una integración regulatoria de mercados.

Adicionalmente, cuando se haya calculado  $MSG_{OEF,s+2,i}$  o  $\delta_{1,OEF,s+2,i}$ , el ASIC calculará un porcentaje de participación para los agentes con demanda no cubierta o para los agentes con desviaciones negativas de OEF así:



Para cada día de la última semana para la que se tenga información en versión TX2 o TXF se debe realizar el siguiente cálculo:

$$\%Agente\_OEF_{j,d} = (DesvOEF_{j,d} / \Sigma DesvOEF_d) \times 100$$

Donde:

- $\%Agente\_OEF_{j,d}$ : Porcentaje de participación del agente j, en las desviaciones negativas de OEF o la demanda no cubierta, en el día d.
- $DesvOEF_{j,d}$ : Valor en pesos de las desviaciones negativas de OEF o de la demanda no cubierta para el agente j, en el día d.
- $\Sigma DesvOEF_d$ : Sumatoria de los valores en pesos de las desviaciones negativas de OEF o la demanda no cubierta, en el día d.

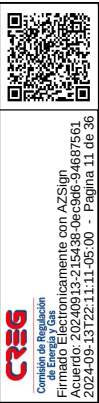
El porcentaje de cada agente para asignar la participación en el monto de garantías de las TIE para desviaciones negativas de OEF o de la demanda no cubierta, corresponderá al promedio de participación en las desviaciones de cada día de la última semana para la que se tenga información en versión TX2 o TXF más un medio de la desviación estándar de las mismas, y se calculará así:

$$\%Agente\_OEF_{j,s+2} = \frac{\Sigma_d \%Agente\_OEF_{j,d}}{\#d} + \frac{1}{2} * desv.est(\%Agente_{OEF_{j,d}})$$

- $\%Agente\_OEF_{j,s+2}$ : Porcentaje de participación en garantías de las TIE para desviaciones negativas o demanda no cubierta para la semana s+2 del agente j.
- $\Sigma_d \%Agente\_OEF_{j,d}$ : Sumatoria en los días de la semana del porcentaje de participación del agente j, en las desviaciones negativas de OEF o en la demanda no cubierta en el día d de la última semana para la que se tenga información en versión TX2 o TXF.
- $\#d$ : Número de días de la semana
- $desv.est(\%Agente_{OEF_{j,d}})$ : Desviación estándar de los porcentajes de participación del agente j en el día d de la última semana para la que se tenga información en versión TX2 o TXF.

**Parágrafo 7.** El ASIC informará a los agentes el viernes de cada semana, a más tardar a las 15:00 horas, el monto del pago anticipado que deben efectuar para garantizar las transacciones internacionales de electricidad de corto plazo TIE, de la semana s+2.

**Parágrafo 8.** El ASIC, en los Acuerdos Comerciales que suscriba con los otros administradores de los mercados de electricidad de los otros países, tendrá en cuenta el procedimiento previsto en este artículo para el cálculo de los pagos anticipados semanales que depositarán los agentes en una



*cuenta independiente mediante transferencia electrónica.”*

**Parágrafo 9.** *Ante la activación de la TIE de importación, y en caso de que el CND, con la mejor información disponible, evidencie que el monto de las garantías constituidas no es suficiente para respaldar las importaciones, este informará al ASIC, antes de las 12 del día, las cantidades necesarias y el precio de oferta para que este último realice ajustes extraordinarios a las garantías, que deberán ser pagados como máximo un (1) día hábil después de ser solicitados. En caso de que algún agente no pague la totalidad del ajuste extraordinario, y de ser necesario se recalculará la cantidad a importar.*

**Parágrafo 10.** *En caso de que el ASIC, con la mejor información disponible, evidencie que a algún agente se le incremente el valor en pesos de desviaciones negativas, este realizará ajustes extraordinarios a las garantías que deberán ser pagados 2 días hábiles después de ser solicitados. En caso de que algún agente no pague la totalidad del ajuste extraordinario, y en caso de ser necesario se recalculará la cantidad a importar.”*

**Artículo 8. Modificar la descripción de las variables VEB, VDOEF y CDOEF del literal B del Anexo “Procedimiento de Cálculo de Garantías Financieras y Mecanismos Alternativos para Cubrir Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista” de la Resolución CREG 019 de 2006.** La descripción de las variables VEB, VDOEF y CDOEF del literal B del Anexo “Procedimiento de Cálculo de Garantías Financieras y Mecanismos Alternativos para Cubrir Transacciones en el Mercado de Energía Mayorista” de la Resolución CREG 019 de 2006 quedarán así:

“VEB: Valor de la Energía en Bolsa (COP), calculada como el balance descrito por la siguiente fórmula:

$$VEB = (VCONT - CCONT - GENIDEAL + DDACIAL) * Min (PB, PEp)$$

Donde:

CCONT: Compras en Contratos, en kWh, vigentes para el mes a cubrir o para la semana a prepagar. Para el cálculo se utilizará la información de las variables del mercado del último mes liquidado.

VCONT: Ventas en Contratos, en kWh, vigentes para el mes a cubrir o para la semana a prepagar, que sean susceptibles de ser despachados. Para el cálculo se utilizará la información de las variables del mercado del último mes liquidado.

*Se entiende por contratos susceptibles de ser despachados aquellos que se encuentran registrados ante el ASIC y que pueden resultar despachados ante cualquier valor de las variables del mercado o de las variables pactadas entre las partes contratantes. Se incluyen, entre otros, a aquellos contratos que son registrados ante el ASIC con condiciones suspensivas, aun cuando tales condiciones no se hayan dado en la fecha en que se realiza el cálculo o actualización de los montos a cubrir. Para todos los contratos que cumplan las anteriores condiciones, debe suponer el ASIC que*



*las mismas se dan y en ese sentido, queda aplicado el criterio de susceptibilidad de despacho.*

*GENIDEAL: Promedio mensual o semanal, según el caso, de la Generación Ideal del Agente, en kWh, de los últimos tres meses facturados.*

*DDACIAL: Demanda Comercial mensual o semanal, según el caso, en kWh, calculada con las curvas típicas de demanda para cada submercado o frontera comercial obtenidas de acuerdo con la metodología vigente en la fecha de cálculo. Alternativamente, se podrá utilizar la información histórica disponible en el ASIC.*

*PB: Precio promedio ponderado de Bolsa, en COP/kWh, de la última semana disponible en la liquidación de transacciones del Mercado de Energía Mayorista*

*PEp: Precio de escasez ponderado, en COP/kWh, del último mes facturado.”*

*“VDOEF: Corresponde al valor en pesos a recibir por las desviaciones de las obligaciones de energía firme, cuando el precio de bolsa supera a alguno de los precios de escasez, calculado acorde con lo establecido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y demás normas que la modifiquen, complementen o sustituyan.*

*Esta variable se asignará a los generadores para los cuales la desviación diaria de la obligación de energía firme es mayor que cero (0) y será tomada en cuenta solamente para el cálculo de los ajustes de las garantías y mecanismos alternativos.”*

*“CDOEF: Corresponde al valor en pesos a pagar por las desviaciones de las obligaciones de energía firme, cuando el precio de bolsa supera a alguno de los precios de escasez, calculado acorde con lo establecido en el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y demás normas que la modifiquen, complementen o sustituyan.*

*Esta variable se asignará a los agentes con compras en bolsa, cuando la energía firme es inferior a la demanda doméstica, y a los generadores para los cuales la desviación diaria de la obligación de energía firme es menor que cero (0) y será tomada en cuenta solamente para el cálculo de los ajustes de las garantías y mecanismos alternativos.”*

**Artículo 9. Modificar las definiciones de Condiciones Críticas, Obligaciones de Energía Firme y Precio de Escasez del Artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006 y del Artículo 1 de la Resolución CREG 005 de 2010.** Las definiciones de Condiciones Críticas, Obligaciones de Energía Firme y Precio de Escasez del artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedarán así:

**“Condiciones Críticas:** Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor a algunos de los precios escasez.”



**“Obligación de Energía Firme:** Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere a alguno de los precios de escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.”

**Artículo 10. Modificar el Artículo 28 de la Resolución CREG 071 de 2006.** El Artículo 28 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

**“Artículo 28. Precio del Cargo por Confiabilidad cuando no hay subasta.** Para los años en los que no se realice Subasta, el Cargo por Confiabilidad de las Obligaciones de Energía Firme asignadas según el artículo 25 se pagará al Precio de Cierre de la última Subasta que haya cumplido con las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.

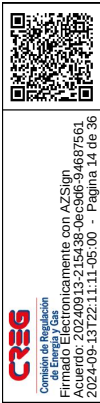
El precio de estas obligaciones se calculará utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{i,NS} = PC_{SE} \times \frac{IPP_{nov,NS}}{IPP_{SE}}$$

Donde:

- $P_{i,NS}$ : Precio de la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación  $i$ , aplicable entre el 1 de diciembre del año en que no se realizó Subasta, NS, y el 30 de noviembre del año siguiente.
- $PC_{SE}$ : Precio de cierre de la última subasta, según grupo de planta, que cumplió con las condiciones establecidas en el numeral 2.3 del Anexo 2 de esta resolución.
- $IPP_{nov,NS}$ : 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: WPSSOP3200), para el mes de noviembre del año NS.
- $IPP_{SE}$ : 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: WPSSOP3200), para el mes y el año del Precio de Cierre  $PC_{SE}$ ”.

**Artículo 11. Modificar el numeral 7 del Artículo 32 de la Resolución CREG 071 de 2006.** El numeral 7 del Artículo 32 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:



“7. El precio de escasez que corresponda, precio marginal de escasez, precios escasez superior, precios de escasez inferior o el precio de escasez del Anexo 1 de la presente resolución, según el proceso de asignación en que haya participado y el Precio de Cierre de la Subasta.”

**Artículo 12. Modificar el Artículo 52 de la Resolución CREG 071 de 2006.** El artículo 52 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

**“Artículo 52. Exigibilidad de las Obligaciones de Energía Firme en el Despacho Ideal.** Las obligaciones de energía firme serán exigibles a cada uno de los generadores remunerados por concepto de Cargo por Confiabilidad durante cada una de las horas en las que el Precio de Bolsa sea mayor a alguno de los precios de escasez. Dichas obligaciones deberán ser cumplidas de conformidad con el Despacho Ideal.”

**Artículo 13. Modificar el Artículo 53 de la Resolución CREG 071 de 2006.** El artículo 53 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

**“Artículo 53. Verificación del cumplimiento de la entrega de energía firme y Liquidación.** Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa supere a alguno de los precios de escasez, el ASIC determinará el valor de las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los generadores de acuerdo con lo establecido en el Anexo 7 de esta resolución.”

**Artículo 14. Modificar el Artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006.** El artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

**“Artículo 55. Precio de las Transacciones en Bolsa cuando el Precio de Bolsa (PB) es mayor al Precio de activación.** Todas las transacciones de compra y venta de energía en la Bolsa que se realicen durante las horas en las cuales el Precio de Bolsa supera el precio activación serán liquidadas de acuerdo con los siguientes casos:

1.  $PEI < PB \leq PE$

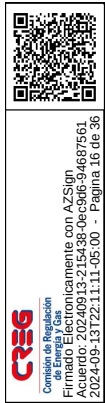
$$PTB_{m,1} = \frac{\sum_i \sum_j \sum_x (OMEFR_{i,j,m,x} \times PEI_{i,j,m}) + \max((GI_{i,j,m,x} - OMEFR_{i,j,m,x}); 0) \times PB_m}{\sum_i \sum_j \sum_x GI_{i,j,m,x} + \sum_i \sum_j \sum_y GI_{i,j,m,y} + \sum_i \sum_j \sum_z GI_{i,j,m,z}} + \frac{\sum_j \sum_i \sum_y (GI_{i,j,m,y} \times PB_m) + \sum_j \sum_i \sum_z (GI_{i,j,m,z} \times PB_m)}{\sum_i \sum_j \sum_x GI_{i,j,m,x} + \sum_i \sum_j \sum_y GI_{i,j,m,y} + \sum_i \sum_j \sum_z GI_{i,j,m,z}}$$

Donde:

- $PTB_{m,1}$

Precio de las transacciones en bolsa de día d del mes m para el caso 1. Este valor lo deberá publicar el ASIC mensualmente en su página web.
- $PEI_{i,j,m}$

Precios de escasez inferior que le aplique a la planta i del generador j en el mes m.



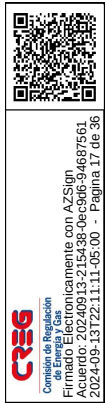
|                   |                                                                                                                                                     |
|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $OMEFR_{i,j,m,x}$ | Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta $i$ del generador $j$ que le aplica PEI del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006. |
| $PB_m$            | Precio de bolsa nacional del día $d$ del mes $m$ .                                                                                                  |
| $GI_{i,j,m,x}$    | Generación ideal de la planta $i$ del generador $j$ del mes $m$ que le aplica PEI.                                                                  |
| $GI_{i,j,m,z}$    | Generación ideal de la planta $i$ del generador $j$ del mes $m$ que le aplica PMA o PES.                                                            |
| $GI_{i,j,m,y}$    | Generación ideal de la planta $i$ del generador $j$ del mes $m$ que le aplica PE.                                                                   |
| $PE$              | Precios de escasez del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006.                                                                                   |
| $x$               | Plantas a las que les aplica el PEI                                                                                                                 |
| $y$               | Plantas a las que les aplica el PE                                                                                                                  |
| $z$               | Plantas a las que les aplica el PES                                                                                                                 |

2.  $PE < PB \leq PES$

$$\begin{aligned} PTB_{m,2} &= \frac{\sum_j \sum_i \sum_x (OMEFR_{i,j,m,x} \times PEI_{i,j,m}) + \max((GI_{i,j,m,x} - OMEFR_{i,j,m,x}); 0) \times PB_m}{\sum_i \sum_j \sum_x GI_{i,j,m,x} + \sum_i \sum_j \sum_y GI_{i,j,m,y} + \sum_i \sum_j \sum_z GI_{i,j,m,z}} \\ &+ \frac{\sum_j \sum_i \sum_y (OMEFR_{i,j,m,y} \times PEI_{i,j,m}) + \max((GI_{i,j,m,y} - OMEFR_{i,j,m,y}); 0) \times PB_m}{\sum_i \sum_j \sum_x GI_{i,j,m,x} + \sum_i \sum_j \sum_y GI_{i,j,m,y} + \sum_i \sum_j \sum_z GI_{i,j,m,z}} \\ &+ \frac{\sum_j \sum_i \sum_z (GI_{i,j,m,z} \times PB_m)}{\sum_i \sum_j \sum_x GI_{i,j,m,x} + \sum_i \sum_j \sum_y GI_{i,j,m,y} + \sum_i \sum_j \sum_z GI_{i,j,m,z}} \end{aligned}$$

Donde:

|                   |                                                                                                                                                     |
|-------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $PTB_{m,2}$       | Precio de las transacciones en bolsa de día $d$ del mes $m$ para el caso 2. Este valor lo deberá publicar el ASIC mensualmente en su página web.    |
| $PEI_{i,j,m}$     | Precios de escasez inferior de la planta $i$ del generador $j$ en el mes $m$ .                                                                      |
| $OMEFR_{i,j,m,x}$ | Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta $i$ del generador $j$ que le aplica PEI del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006. |
| $OMEFR_{i,j,m,y}$ | Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta $i$ del generador $j$ que le aplica PE del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006.  |
| $PBN_m$           | Precio de bolsa nacional del día $d$ del mes $m$ .                                                                                                  |



|                |                                                                                          |
|----------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| $GI_{i,j,m,x}$ | Generación ideal de la planta $i$ del generador $j$ del mes $m$ que le aplica PEI.       |
| $GI_{i,j,m,z}$ | Generación ideal de la planta $i$ del generador $j$ del mes $m$ que le aplica PMA o PES. |
| $GI_{i,j,m,y}$ | Generación ideal de la planta $i$ del generador $j$ del mes $m$ que le aplica PE.        |
| $PE$           | Precios de escasez del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006.                        |
| $PES$          | Precios de escasez superior definido en el artículo 2 de la presente resolución.         |
| $x$            | Plantas a las que les aplica el PEI                                                      |
| $y$            | Plantas a las que les aplica el PE                                                       |
| $z$            | Plantas a las que les aplica el PES                                                      |

3.  $PBN > PES$

$$PBT_{m,3} = \frac{\sum_j \sum_i (PE_{i,j,m} \times OMEFR_{i,j,m})}{\sum_j \sum_i OMEFR_{i,j,m}}$$

|                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|-----------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $PTB_{m,3}$     | Precio de las transacciones en bolsa de día $d$ del mes $m$ para el caso 3. Este valor lo deberá publicar el ASIC mensualmente en su página web.                                                                                                                                                                     |
| $PE_{i,j,m}$    | Precio de escasez de la planta $i$ del generador $j$ en el mes $m$ . El precio de escasez corresponde al que vincula a la OEF, bien sea al precio de escasez del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, precio marginal de escasez, precios de escasez superior o precio de escasez inferior, según corresponda. |
| $OMEFR_{i,j,m}$ | Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta $i$ del generador $j$ que le aplica PEI del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006.                                                                                                                                                                  |

Y la variable  $PEp_m$  será:

$$PEp_m = \frac{\sum_{ca} PTB_{m,ca}}{n}$$

Donde:

|              |                                                                                                          |
|--------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $PEp_m$      | Precio de escasez ponderado del mes $m$                                                                  |
| $PTB_{m,ca}$ | Precio de las transacciones en bolsa del mes $m$ para los casos $ca$ : 1, 2 y 3 descritos anteriormente. |
| $n$          | Número de casos de precios de las transacciones que se presentaron en el mes $m$ .                       |

*Cuando no se tenga plantas con obligaciones asociadas al PE, el intervalo del caso 1 será:  $PEI < PBN \leq PES$  y el intervalo del caso 2 no aplicará.*

*Lo anterior, sin perjuicio de las disposiciones contenidas en la regulación vigente en materia de precios de reconciliación y de liquidación de las Transacciones Internacionales de Energía.”*

**Artículo 15. Modificar el Artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006.** El artículo 56 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

**“Artículo 56. Cargo por Confiabilidad de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente.** Todos aquellos generadores no despachados centralmente que tengan contratos de venta de energía de conformidad con las disposiciones contenidas en la regulación vigente, deberán producir diariamente la ENFICC declarada de conformidad con las disposiciones contenidas en esta resolución, siempre que al menos durante una de las horas del día de despacho el Precio de Bolsa supere el precio de escasez inferior.

*Cuando la generación real diaria de estos generadores sea menor a la ENFICC declarada, el ASIC incrementará la cuenta por pagar del respectivo agente en un monto igual al producto entre el valor del CERE y la diferencia entre la ENFICC diaria y la generación real diaria utilizada por el ASIC para las transacciones comerciales, este valor será asignado a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.*

*Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa sea superior al precio de escasez inferior y la Planta no Despachada Centralmente tenga contratos de venta de energía a Precio de Bolsa de conformidad con la regulación vigente, el precio del contrato será igual al PEp.*

*Para los efectos de que trata el anexo 7 de esta resolución, la Obligación Diaria de Energía Firme de las Plantas no Despachadas Centralmente será igual a su Generación Ideal.*

*Para los efectos de que trata el anexo 8 de la presente Resolución, las plantas no despachadas centralmente solo recaudan Cargo por Confiabilidad por sus ventas de energía en bolsa.”*

**Artículo 16. Modificar del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.** Se modifica el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 "LIQUIDACIÓN" el cual quedará como establece en el Anexo 1 de la presente resolución.

**Artículo 17. Modificar el numeral 8.1.1 del Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006.** El numeral 8.1.1 del anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 quedará así:

*“8.1.1 Determinación de la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de la Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación (RRID) y Remuneración Real Total (RRT).*



La remuneración real individual diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  en el día  $d$  del mes  $m$  ( $RRID_{i,d,m}$ ) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RRID_{i,d,m} = \min \left[ 1, \frac{\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} + OEFV_{i,d,m}}{ODEFR_{i,d,m} + VCP_{i,d,m}} \right] \times ODEF_{i,d,m} \times PCC_{i,m}$$

Donde:

$DC_{i,h,d,m}$ : Disponibilidad Comercial de la planta  $i$  en la hora  $h$  del día  $d$  del mes  $m$ , expresado en kilovatios (kW), sin considerar la indisponibilidad respaldada mediante contratos de respaldo, declaraciones de respaldo o cualquier otro anillo de seguridad diferente a Subasta de Reconfiguración de Venta. Este respaldo debió registrarse previamente ante el ASIC. Para los contratos de mercado secundario cuando el precio de bolsa sea mayor que el precio de escasez respectivo que hace efectiva la obligación, se considerarán las cantidades despachadas de estos tipos de cubrimiento. Cuando no se cumpla la condición anterior, se considerará la cantidad registrada de estos tipos de cubrimiento.

El cálculo de esta componente se realizará de la siguiente forma:

$$\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} = \sum_{h=1}^{24} DispComNormal_{i,h,d} + CCR_{i,d,m} + DDV_{i,d,m}$$

Donde:

$CCR_{i,d,m}$ : Compras en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo para la planta o unidad de generación  $i$  vigentes en el día  $d$  del mes  $m$ .

$DDV_{i,d,m}$ : Demanda Desconectable Voluntaria asociada a la planta  $i$  en el día  $d$  del mes  $m$ . Para los casos en que el precio de bolsa haya superado el precio de escasez respectivo que hace efectiva la obligación en algunos periodos horarios del día  $d$ , se considerará la Demanda Desconectable Voluntaria Verificada,  $DDVV_{i,d,m}$ , de la planta  $i$ . Mientras el precio de bolsa haya sido inferior al precio de escasez de activación en todos los periodos horarios del día  $d$ , se considerará la DDV contratada,  $CDDV_{i,d,m}$ , de la planta  $i$ .

$DispComNormal_{i,h,d}$ : Disponibilidad Comercial Normal calculada según la metodología definida en la Resolución CREG-024 de 1995 para la planta o unidad de generación  $i$  en la hora  $h$  del día  $d$ .

$OEFV_{i,d,m}$ : OEF de Venta para cumplir la OEF de la planta o unidad de generación  $i$  en el día  $d$  del mes  $m$ , expresada en kilovatios-hora (kWh).



$ODEFR_{i,d,m}$ : Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  en el día  $d$  del mes  $m$ , expresada en kilovatios-hora (kWh).

$VCP_{i,d,m}$ : Ventas en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo con la planta o unidad de generación  $i$  vigentes en el día  $d$  del mes  $m$ .

$PCC_{i,m}$ : Precio Promedio Ponderado del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  vigente en el mes  $m$ , expresado en dólares por kilovatio-hora (USD/kWh), que se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PCC_{i,m} = \frac{\sum_s (P_{i,m,s} * ODEFR_{i,m,s})}{\sum_s ODEFR_{i,m,s}}$$

Donde:

$P_{i,m,s}$ : Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación  $i$  vigente en el mes  $m$ , asignada en la subastas o en el mecanismo que haga sus veces, expresado en dólares por kilovatio hora (USD/kWh).

$ODEFR_{i,m,s}$ : Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación  $i$  en el mes  $m$ , asignada en la subastas o el mecanismo que haga sus veces.

$s$ : Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, mecanismo que haga sus veces o Subasta de Reconfiguración.

El valor de  $PCC_{i,m}$  se convertirá a pesos por kilovatio hora (COP/kWh), utilizando la TRM correspondiente al último día del mes liquidado, publicada por la Superintendencia Financiera.

La Remuneración Real Total Mensual para el mes  $m$  ( $RRT_m$ ) se obtendrá aplicando la siguiente fórmula:

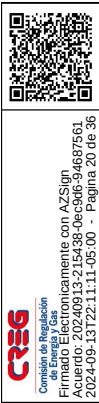
$$RRT_m = \sum_{i=1}^k \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$

Donde:

$RRID_{i,d,m}$ : Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación  $i$  en el día  $d$  del mes  $m$ .

$n$ : Número de días del mes  $m$ .

$k$ : Número de plantas y/o unidades de generación.”



**Artículo 18. Modificar el numeral 14 del Anexo 2 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.** El numeral 14. del Anexo 2 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 quedará así:

***“14. Determinación del precio de cierre de la subasta y de la asignación de la obligación de energía firme.***

*El cierre de la subasta y las asignaciones de obligaciones de energía firme resultantes de este proceso se determinarán a partir de la igualación entre la función de oferta agregada y la función de demanda, así como las reglas descritas en este numeral.*

*La igualación entre la función de agregada y la función de demanda define el precio cierre para la planta de cierre y las plantas de su grupo. El precio cierre para las plantas del otro grupo de plantas será la oferta de la planta de dicho grupo, inmediatamente anterior a la planta de cierre. Este criterio de definición de los precios de cierre por grupo de plantas aplica para los casos especiales definidos en los numerales 14.1 y 14.2.*

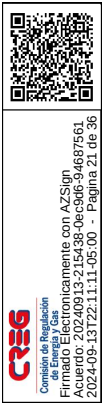
*El precio de cierre de la subasta será aplicable a las obligaciones de energía firme asignadas como resultado de este proceso y que son respaldadas con plantas y/o unidades de generación que no tienen obligación de energía firme para el año para el cual se realiza la subasta y que se encuentren en alguna de las siguientes categorías: nuevas; existentes que deseen presentar obras adicionales que no se han iniciado a la fecha de la subasta para clasificar como plantas especiales con cierre de ciclo o repotenciación o como plantas existentes con obras; existentes; y existentes con obras y especiales que iniciaron las obras antes de la subasta.”*

**Artículo 19. Modificar el numeral iii del Artículo 9 de la Resolución CREG 005 de 2010.** El numeral iii del artículo 9 de la Resolución CREG 005 de 2010 quedará así:

*“iii. En caso de que el Precio de Bolsa sea mayor que el precio de escasez superior y las Obligaciones de Energía Firme asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo de los Cogeneradores, la diferencia entre el Precio de Bolsa y el precio de escasez ponderado se recaudará como sigue y será aplicada como un menor valor del costo de las restricciones asignado a cada comercializador que atiende la Demanda Total Doméstica en proporción de su Demanda Comercial.*

$$R_{COG,m} = \sum_{h=1}^n D_{COG,h} * (PB_h - PE_{ph})$$

Donde,  
 $R_{COG,m}$       Recaudo Cogeneradores para el mes m.  
 $D_{COG}$         Demanda de Cogeneradores durante el respaldo.





**CREG**  
Comisión de Regulación de Energía y Gas  
Firmado Electrónicamente con AZSign  
Acuerdo: 20240913-215438-0ec906-94687561  
2024-09-13T22:11:11-05:00 - Página 22 de 36

|         |                                                                                                                |
|---------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $PB_h$  | <i>Precio de Bolsa para la hora h.</i>                                                                         |
| $PEp_h$ | <i>Precio de escasez ponderado para la hora h.</i>                                                             |
| $h$     | <i>Indexa las horas del mes m durante las cuales hizo uso del respaldo y se cumple la condición indicada.”</i> |

**Artículo 20. Modificar del Artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.** El Artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022 quedará así:

**Artículo 23. Cálculo de costos promedio de referencia por combustible (CPC).** Los participantes de la subasta que representen plantas o unidades de generación térmicas nuevas, especiales o existentes con obras, que deseen tener asignaciones de obligaciones de energía firme, deberán reportar al ASIC, usando el SUICC, sus costos variables de combustible estimados, CVCE, para respaldar dicha obligación. Sólo podrán participar en los procesos de subasta aquellos participantes con costos variables de combustible estimados que no superen el Precio de Escasez Parte Combustible definido con la metodología del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, y todas aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituya, vigente en el mes para el cual se hace el cálculo del CVCE, ni el precio escasez superior descontando los OCV y COM definidos en el artículo 1 de la Resolución 034 de 2001 y todas aquellas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan, determinados para el mismo mes de cálculo del CVCE.

El ASIC calculará el CPC por combustible declarado aplicando la siguiente ecuación:

$$CPC_{c,m} = \frac{\sum_{i=1}^{n_m} \sum_{j=1}^{k_c} (CSC_{c,i,j} + CTC_{c,i,j})}{k_c \times n_m}$$

Donde:

|                 |                                                                                                                   |
|-----------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $CPC_{c,m}$ :   | <i>Costo Promedio de Referencia del Combustible c para el mes m en \$/MBTU.</i>                                   |
| $CSC_{c,i,j}$ : | <i>Costo de Suministro de Combustible en \$/MBTU para el combustible c de la planta j en el día i del mes m.</i>  |
| $CTC_{c,i,j}$ : | <i>Costos de Transporte de Combustible en \$/MBTU para el combustible c de la planta j en el día i del mes m.</i> |
| $k_c$ :         | <i>Número de plantas y/o unidades con combustible c.</i>                                                          |
| $n_m$ :         | <i>Número de días del mes m.</i>                                                                                  |
| $m$ :           | <i>Mes anterior al mes en el que se realiza el cálculo correspondiente.</i>                                       |

Para el cálculo de los CVCE se aplicará la siguiente ecuación:

$$CVCE_j = \eta_j \times CPC_{c,n}$$

Donde:

- CVCE<sub>j</sub>:

Costo Variable de Combustible Estimado para la planta j en \$/MWh.
- η<sub>j</sub>:

Eficiencia declarada por la planta j en MBTU/MWh.
- CPC<sub>c,n</sub>:

Costo Promedio de Referencia del Combustible c para el mes n en \$/MBTU. El mes n corresponde al último mes publicado por el ASIC.

El ASIC verificará el cumplimiento de lo dispuesto en este artículo para habilitar la participación de un proyecto de generación que aspire a tener asignaciones del cargo por confiabilidad. En todo caso, la declaración de los costos de que trata este artículo deberá hacerse el día D más cien (100) días hábiles.

**Parágrafo.** Mientras no se tenga información declarada por generadores térmicos al ASIC sobre costos de combustibles, tales como Gas Natural Importado o GLP nacional o importado para generación térmica, entre otros, el participante de la subasta deberá reportar los costos de estos combustibles para el cálculo del CPC y el CVCE del EIA (U.S. Energy Information Administration), Platts o curvas forward de mercados internacionales líquidos de los combustibles que mejor apliquen al caso del participante de la subasta con estas opciones.

Así mismo, el participante de la subasta deberá incluir todos los costos conforme a la regulación vigente, según el tipo de combustible, y cumplir con las auditorias dispuestas en la regulación vigente según la Resolución CREG 089 de 2018 y todas aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan. En todo caso, los costos declarados deberán ser auditados conforme a lo establecido en la regulación vigente en caso de que algún participante del que trata este parágrafo resulte con asignaciones de obligaciones de energía firme. Los participantes de la subasta a los cuales les aplique este parágrafo deberán declarar los costos correspondientes en el día D más cien (100) días hábiles.

**Artículo 21.      Modificar el numeral 1 del literal c del Artículo 7 de la Resolución CREG 011 de 2015.** El numeral 1 del literal c del artículo 7 de la Resolución CREG 011 de 2015 quedará así:

**“c) CND**

1. Verificar la cantidad de consumo de energía que se puede reducir con el programa de RD en el día en cual el precio de bolsa horario del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez superior.”

**Artículo 22. Modificar el Artículo 8 de la Resolución CREG 011 de 2015.** El artículo 8 de la Resolución CREG 011 de 2015 quedará así:

**“Artículo 8. Compromisos de RD.** *Mediante los compromisos de RD el usuario o grupo de usuarios representados por el comercializador, se comprometen a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, a cambio de recibir la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez ponderado del caso 3 por la energía reducida.”*

**Artículo 23. Modificar el paso 5 del Artículo 10 de la Resolución CREG 011 de 2015.** El paso 5 del artículo 10 de la Resolución CREG 011 de 2015, modificado por el Artículo 3 de la Resolución CREG 212 de 2015, quedará así:

**“Paso 5:** *Una vez finalizado el plazo de envío de ofertas y declaración de reducción de energía, el CND calculará el predespacho ideal incluyendo la RD. Para despachar cada RD se debe cumplir la siguiente condición:*

$$MPO_{N,h,d,m} - 1.08 \times PEa_m \geq Pof_{RD,c,d,m}$$

Donde:

- $MPO_{N,h,d,m}$ *Máximo precio de oferta del predespacho ideal para atender demanda nacional en la hora h del día d del mes m*
- $PEa_m$ *Precio de escasez superior en el mes m*
- $Pof_{RD,c,d,m}$ *Oferta de precio de reducción de energía de la RD del comercializador c, en el día d del mes m*

*Las ofertas de reducción de energía se tendrán en cuenta de menor a mayor precio en el predespacho ideal. En caso de presentarse empates en las ofertas de precio de RD, el CND definirá un proceso aleatorio equiprobable para determinar el orden de mérito de dichas ofertas.*

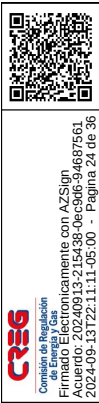
*El umbral del 8% establecido en la condición de despacho de la RD podrá ser ajustado por la CREG de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales. Para tal fin el ASIC informará en la última semana de cada mes a la CREG, los valores estimados y los valores reales del mes anterior de cada una de las variables involucradas.”*

**Artículo 24. Modificar el Artículo 14 de la Resolución CREG 011 de 2015.** El Artículo 14 de la Resolución CREG 011 de 2015, quedará así:

**“Artículo 14. Valores a favor de los usuarios que participan en el programa de RD.** *El valor a favor de los usuarios por la participación en el programa de RD será entregado al comercializador, quién será el encargado de pasar a sus usuarios los incentivos de la RD, el valor será el que resulta de aplicar la siguiente expresión:*

$$VF_{RD,c,h,d,m} = RDV_{c,h,d,m} \times (PB_{N,h} - PEp_m)$$

Donde:



|                    |                                                                                                                                      |
|--------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $VF\_RD_{c,h,d,m}$ | Valor a favor del comercializador $c$ por la reducción de demanda del programa de RD en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$          |
| $RDV_{c,h,d,m}$    | RD verificada del comercializador $c$ en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                                                         |
| $PB_{N,h}$         | Precio de bolsa para atender demanda nacional en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ que supera el precio de escasez de activación |
| $PEp_m$            | precio de escasez ponderado caso 3 en el mes $m$                                                                                     |

**Parágrafo:** El costo de la comercialización del programa de RD será asumido por el usuario, el cual será acordado entre el usuario y el comercializador que lo representa.”

**Artículo 25. Modificar el literal a del Artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2015.** El literal a del artículo 16 de la Resolución CREG 011 de 2015, quedará así:

“a. Se calcula el delta de ajuste de remuneración RD de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DRem_{c,h,d,m} = \max(0, RDV_{c,h,d,m} \times Pof_{RD,c,d,m} - RDV_{c,h,d,m} \times (PB_{N,h} - PEp_m))$$
$$\Delta_{RD,h,d,m} = \frac{\sum_{c=1}^C DRem_{c,h,d,m}}{\sum_{j=1}^M |DDOEF_{j,d,m}| + DNC_{d,m}}$$

Donde:

|                     |                                                                                                                                                                                                                             |
|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $DRem_{c,h,d,m}$    | Desviación por remuneración de la RD que el comercializador $c$ , en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$ , no alcanza a recibir de acuerdo con su precio de oferta                                                          |
| $RDV_{c,h,d,m}$     | RD verificada del comercializador $c$ , en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                                                                                                                                              |
| $Pof_{RD,c,d,m}$    | Oferta de precio del comercializador $c$ para el programa de la RD en el día $d$ del mes $m$                                                                                                                                |
| $PB_{N,h}$          | Precio de bolsa para atender demanda nacional en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$ que supera el precio de escasez de activación                                                                                          |
| $PEp_m$             | Precio de escasez ponderado del caso 3 para el mes $m$                                                                                                                                                                      |
| $\Delta_{RD,h,d,m}$ | Delta de ajuste de remuneración RD en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                                                                                                                                                   |
| $DDOEF_{j,d,m}$     | Desviación diaria de obligaciones de energía firme menor a cero del agente $j$ en el día $d$ del mes $m$ . Valor que es resultado de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y que es tomado en valor absoluto |

|             |                                                                                                                                                                                            |
|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $DNC_{d,m}$ | <i>Demanda no cubierta en el día d del mes m, Calculada de acuerdo con el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006</i>                                                                    |
| C           | <i>Número total C de comercializadores que participan en el programa de la RD en el día d del mes m</i>                                                                                    |
| d           | <i>Número total M de agentes generadores que tienen desviaciones negativas de sus obligaciones de energía firme como resultado de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006</i> |

**Artículo 26. Modificar el Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015.** El Artículo 11 de la Resolución CREG 024 de 2015 quedará así:

**“Artículo 11. Cubrimiento del cargo por confiabilidad.** Cuando se presenten condiciones de escasez, la energía que consuma del SIN un autogenerador y que sea superior a su línea base de consumo, calculada como lo establece el anexo de la Resolución CREG 063 de 2010, será liquidada al comercializador que atiende la demanda del autogenerador al precio de bolsa, es decir sin el cubrimiento del precio de escasez ponderado caso 3 de que trata el artículo 55 de la Resolución CREG 071 de 2006. El comercializador podrá trasladar este costo al autogenerador.

*El valor adicional recaudado, cuando el Precio de Bolsa sea mayor que el precio de escasez superior y las Obligaciones de Energía Firme asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo de los autogeneradores, será trasladado al sistema como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador que atiende la demanda total doméstica en proporción de su demanda comercial. Este valor será calculado como el producto de la energía superior a la línea base de consumo en cada hora y la diferencia entre el precio de escasez ponderado caso 3 y el precio de bolsa en cada hora específica.*

*En caso de no contar con información de línea base de consumo, se tomará el mayor valor entre cero y la energía que se puede entregar en cada hora medida como la diferencia entre la capacidad de conexión menos la capacidad efectiva de la planta.”*

**Artículo 27. Modificar el literal a del numeral 2 del Anexo 1 Procedimiento CND para la Activación RD de la Resolución CREG 025 de 2016.** El literal a del numeral 2 del anexo 1 de la Resolución CREG 025 de 2016 quedará así:

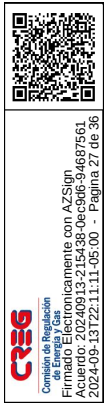
*“a. Las ofertas de Reducción de Demanda RD antes de ingresar a este procedimiento deben ser ajustadas de la siguiente forma:*

$$Pofrdaju_{k,t} = Pofrd_{k,t} + 1.08 \times PEa_t$$
$$Disprdajubarra_{k,l,t} = \text{Min}\{Disprdbarra_{k,l,t}, DemRemBarra_{l,t}\}$$
$$DemRemBarra_{l,t} = PromBarra_{l,t} - LSSBarra_{l,t} - RACBarra_{l,t} - DDVBarra_{l,t} - DNABarra_{l,t}$$

*Donde:*



CREG  
Comisión de Regulación  
Energía  
Firmado Electrónicamente con AZSign  
Acuerdo: 20240913-215438-Dec906-94687561  
2024-09-13T22:11:11-05:00 - Página 26 de 36



|                          |                                                                                                                                                            |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $Pofrdaju_{k,t}$         | <i>Precio de oferta ajustado del usuario o grupo de usuarios <math>k</math> para el periodo <math>t</math></i>                                             |
| $Pofrd_{k,t}$            | <i>Precio de oferta del usuario o grupo de usuarios <math>k</math> para el periodo <math>t</math> enviada por el agente comercializador</i>                |
| $PEa_t$                  | <i>Precio de escasez superior en el periodo <math>t</math></i>                                                                                             |
| $Disprdajubarra_{k,l,t}$ | <i>Disponibilidad de energía ajustada en la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math> del usuario o grupo de usuarios <math>k</math></i>           |
| $Disprdbarra_{k,l,t}$    | <i>Disponibilidad de energía ofertada a reducir en la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math> del usuario o grupo de usuarios <math>k</math></i> |
| $DemRemBarra_{l,t}$      | <i>Demanda remanente de la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math></i>                                                                           |
| $PromBarra_{l,t}$        | <i>Pronóstico de demanda de la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math></i>                                                                       |
| $LSSBarra_{l,t}$         | <i>Limitación de suministro programado en la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math></i>                                                         |
| $RACBarra_{l,t}$         | <i>Racionamiento programado en la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math></i>                                                                    |
| $DDVBarra_{l,t}$         | <i>Demanda Desconectable Voluntaria DDV programada en la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math></i>                                             |
| $DNABarra_{l,t}$         | <i>Demanda No Atendida en la barra <math>l</math> en el periodo <math>t</math></i>                                                                         |

*El precio de oferta ajustado del usuario o grupo de usuarios  $k$  es el precio de oferta que será considerado en el proceso de desempate de precios en conjunto con las ofertas de generación.*

**Artículo 28. Modificar la definición “Condición de probable escasez” del Artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017.** La definición “Condición de probable escasez” del Artículo 3 de la Resolución CREG 114 de 2017 quedará así:

**“Condición de probable escasez:** corresponderá a los eventos en que el precio del predespacho ideal del mercado mayorista de energía, en al menos una hora, sea igual o superior al 95% del precio de escasez superior.”

**Artículo 29. Modificar el literal a. del Artículo 2 de la Resolución CREG 026 de 2014.** El literal a. del Artículo 2 de la Resolución CREG 026 de 2014 quedará así:

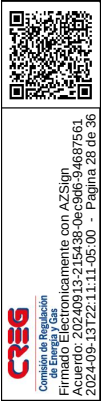
**a. Índice PBP.** Se calculará el promedio aritmético del PBP de los siete (7) días anteriores a la fecha de cálculo de los índices de que trata el presente artículo.

*Cuando el promedio del PBP sea menor al precio de escasez superior del Cargo por Confiabilidad, durante cuatro (4) días de los siete (7) días, el índice PBP se entenderá que está en un nivel bajo, y si es igual o mayor que dicho precio diario ofertado, el índice PBP se entenderá que está en nivel alto.*

**Artículo 30. Plazos de implementación.** El ASIC dispone de dos (2) meses a partir de la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial, para implementar las reglas aquí definidas. Finalizado el plazo anterior se da inicio a la aplicación de las reglas definidas en esta resolución.

**Artículo 31. Vigencia.** Esta resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**



**ANEXO 1**

El Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, quedará así:

**“ANEXO 7. LIQUIDACIÓN**

*Para determinar la liquidación horaria de cada uno de los agentes generadores cuando el precio de bolsa nacional horario en algún periodo horario del día d, supera el precio de escasez de activación, se aplicarán las siguientes reglas:*

1. *Para los casos en los cuales la demanda total doméstica diaria más la demanda desconectable voluntaria diaria, la reducción de demanda de RDV y el programa de racionamiento diario, sea menor que la suma de la variable ODEF de todos los generadores, se calculará un factor de ajuste (FA) con la siguiente expresión:*

$$FA = \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m} - GI_{NDC,d,m}}{\sum_j (ODEF_{j,d,m} - ODEF_{NDC,j,d,m})}$$

*Donde:*

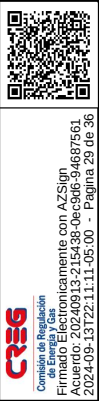
|                    |                                                                                           |
|--------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|
| $DC_{d,m}$         | <i>Demanda Total Doméstica del día d del mes m</i>                                        |
| $DDVV_{d,m}$       | <i>Demanda desconectable voluntaria verificable en el día d del mes m.</i>                |
| $RDV_{d,m}$        | <i>RD verificada en el día d del mes m</i>                                                |
| $PGR_{d,m}$        | <i>Programa de racionamiento verificado en el día d del mes m.</i>                        |
| $GI_{NDC,d,m}$     | <i>Generación ideal del día d del mes m de los recursos no despachados centralmente.</i>  |
| $ODEF_{j,d,m}$     | <i>Obligación Diaria de Energía Firme del agente generador j en el día d del mes m.</i>   |
| $ODEF_{NDC,j,d,m}$ | <i>Variable ODEF para todos los recursos no despachados centralmente del generador j.</i> |

*Para estos casos, la Obligación Diaria de Energía Firme de cada agente respaldada con plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente de su propiedad o representadas comercialmente por él, se ajustará como sigue:*

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m} \times FA$$

*Donde:*

|                 |                                                                                                  |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $ODEFA_{j,d,m}$ | <i>Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del agente generador j en el día d del mes m.</i> |
| $ODEF_{j,d,m}$  | <i>Obligación Diaria de Energía Firme del agente generador j en el día d del mes m.</i>          |



Cuando la demanda total doméstica diaria más la DDVV, más RDV y más el PGR, sea mayor o igual que la suma de la variable ODEF de todos los generadores el factor FA será igual a uno (1).

Para las plantas o unidades de generación no despachadas centralmente el factor FA siempre será igual a uno (1).

2. Para cada uno de los generadores (incluye importaciones) se calculará la Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DDOEF_{j,d,m} = GID_{j,d,m} - ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

|                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|-----------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $DDOEF_{j,d,m}$ | Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador $j$ o al generador $j$ asociado a la RDV o al PGR verificado en el día $d$ del mes $m$ .                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
| $GID_{j,d,m}$   | Generación Ideal nacional para el día de operación $d$ , del generador $j$ en el mes $m$ , considerando los Contratos de Respaldo de compra o de venta o cualquier otro Anillo de Seguridad adquiridos por el generador $j$ y que hayan sido despachados. Se tendrá en cuenta generación ideal de generadores asociados a reducción de demanda RDV igual a $GID_{j,d,m}(RDV) = RDV_{c,d,m}$ . Se tendrá en cuenta la generación ideal de generadores asociados a reducción de demanda PGR verificado igual a $GID_{j,d,m}(PGR) = PGR_{d,m}$ . |
| $ODEFA_{j,d,m}$ | Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador $j$ en el día $d$ del mes $m$ . Los generadores asociados a la RDV y PGR tienen valor $ODEFA = 0$ .                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |

Se tendrá en cuenta para la liquidación, generadores asociados a reducción de demanda de RDV y del PGR verificado, de la siguiente manera:

|                      |                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $GID_{j,d,m}(RDV)$   | Generación Ideal para el día de operación $d$ , del generador $j$ en el mes $m$ , asociado a la $RDV_{c,d,m}$ (suma de las $RDV_{c,h,d,m}$ del día $d$ ) de cada comercializador $c$ que representa la RD, la cual será igual a $GID_{j,d,m}(RDV) = RDV_{c,d,m}$ . |
| $GID_{j,d,m}(PGR)$   | Generación Ideal para el día de operación $d$ , del generador $j$ en el mes $m$ , asociado al $PGR_{d,m}$ verificado, que será igual a $GID_{j,d,m}(PGR) = PGR_{d,m}$ .                                                                                            |
| $GID_{j,h,d,m}(RDV)$ | Generación Ideal en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ , del generador $j$ asociado a la $RDV_{c,h,d,m}$ del comercializador $c$ que representa la RD, la cual será igual a $GID_{j,h,d,m}(RDV) = RDV_{c,h,d,m}$ .                                              |
| $GID_{j,h,d,m}(PGR)$ | Generación Ideal en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ , del generador $j$ asociado al $PGR_{h,d,m}$ verificado, que será igual a $GID_{j,h,d,m}(PGR) = PGR_{h,d,m}$ .                                                                                          |



Los generadores asociados a reducción de demanda de RDV y del PGR no tendrán asignadas OEF, y para todos los casos de la liquidación del presente anexo, la ODEFA y OHEF de estos generadores tendrán un valor de cero (0).

Para las importaciones sin asignación de OEF, el valor de ODEFA es igual a cero (0).

3. Para los casos en los que la variable DDOEF es mayor que cero (0), la Obligación Horaria de Energía Firme se determinará como:

$$OHEF_{j,h,d,m} = GI_{j,h,d,m} \times \left( \frac{ODEFA_{j,d,m} + VC_{j,d,m} - CC_{j,d,m} - DDVV_{j,d,m}}{GI_{j,d,m}} \right)$$

Para cada una de las horas en las cuales el precio de bolsa nacional supere el precio de escasez de activación, el ASIC determinará el valor de las desviaciones positivas horarias de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los agentes generadores (incluidas las importaciones), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DHOEF_{j,h,d,m} = (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) \times (PB_{h,d,m} - PEP_m)$$

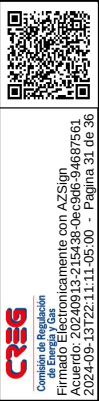
Donde:

|                   |                                                                                                                                                          |
|-------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $DHOEF_{j,h,d,m}$ | Desviación Horaria de la Obligación de Energía Firme para el agente generador $j$ , en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                               |
| $GI_{j,d,m}$      | Generación Ideal nacional para el agente generador $j$ , en el día $d$ del mes $m$                                                                       |
| $GI_{j,h,d,m}$    | Generación Ideal nacional para el agente generador $j$ , en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                                                          |
| $OHEF_{j,h,d,m}$  | Obligación Horaria de Energía Firme del agente generador $j$ , en la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                                                    |
| $VC_{j,d,m}$      | Ventas en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador $j$ en el día $d$ del mes $m$ , que hayan sido despachadas  |
| $CC_{j,d,m}$      | Compras en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador $j$ en el día $d$ del mes $m$ , que hayan sido despachadas |
| $DDVV_{j,d,m}$    | Demanda Desconectable Voluntaria Verificada del agente generador $j$ en el día $d$ del mes $m$ , que haya sido asignada                                  |
| $PB_{h,d,m}$      | Precio de Bolsa nacional para la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                                                                                        |
| $PEP_m$           | Precio de escasez ponderado en el mes $m$                                                                                                                |

4. Para cada hora, el ASIC calculará la siguiente expresión:

$$DG_{h,d,m} = \sum_{j \in c} (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) \times (PB_{h,d,m} - PEP_m)$$

Donde:



|                  |                                                                                                                                |
|------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $DG_{h,d,m}$     | Valor total de las DHOEF de los agentes generadores $j$ cumplidos en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ .                   |
| $c$              | Subconjunto de generadores (incluye importaciones) para los cuales la variable DDOEF y $DHOEF_{j,h,d,m}$ es mayor que cero (0) |
| $h$              | Subconjunto de horas para las cuales se aplicó el Precio de escasez ponderado, PEP, durante el día $d$ del mes $m$ .           |
| $GI_{j,h,d,m}$   | Generación ideal del agente generador $j$ , en la hora $h$ en el día $d$ del mes $m$ .                                         |
| $OHEF_{j,h,d,m}$ | Obligación horaria de energía firme del generador $j$ en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ .                               |
| $PB_{h,d,m}$     | Precio de Bolsa nacional para la hora $h$ del día $d$ del mes $m$                                                              |
| $PEp_m$          | Precio de escasez ponderado en el mes $m$                                                                                      |

- Calcular la demanda no cubierta con Obligaciones de Energía Firme de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m} - \sum_j ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

|                        |                                                                        |
|------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| $DNC_{d,m}$            | Demanda no cubierta en el día $d$ del mes $m$                          |
| $DC_{d,m}$             | Demanda Total Doméstica del día $d$ del mes $m$                        |
| $DDVV_{d,m}$           | Demanda desconectable voluntaria verificable en el día $d$ del mes $m$ |
| $RDV_{d,m}$            | RD verificada en el día $d$ del mes $m$                                |
| $PGR_{d,m}$            | Programa de racionamiento verificado en el día $d$ del mes $m$         |
| $\sum_j ODEFA_{j,d,m}$ | Suma de ODEFA de todos los generadores $j$ del día $d$ en el mes $m$ . |

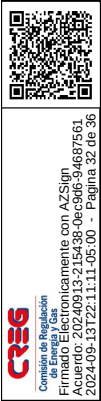
5. Para cada uno de los generadores será necesario calcular un ajuste horario respecto a su precio de escasez ponderado, el cual corresponderá a un pago o cobro de la siguiente manera:

- 5.1. El precio de escasez ponderado del agente generador  $j$  en el día  $d$  del mes  $m$ , se calcula así:

$$PEag_{j,m} = \frac{\sum_i (PE_{i,j,m} \times OMEFR_{i,j,m})}{\sum_i OMEFR_{i,j,m}}$$

Donde:

|              |                                                                    |
|--------------|--------------------------------------------------------------------|
| $PEag_{j,m}$ | Precio de escasez ponderado del agente generador $j$ en el mes $m$ |
|--------------|--------------------------------------------------------------------|



- $PE_{i,j,m}$

*Precio de escasez para las plantas  $i$  que activan su obligación del generador  $j$  en el mes  $m$ . El precio de escasez corresponde al que vincula a la OEF, bien sea al precio de escasez del anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, precio marginal de escasez, precio de escasez superior o precio de escasez inferior, según corresponda.*
- $OMEFR_{i,j,m}$

*Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta  $i$  que activan su obligación del generador  $j$  en el mes  $m$ , definida en el Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006.*

*Para los agentes generadores sin ODEF, incluidas las importaciones sin OEF, la RDV y PGR, el PEag será igual al PEp.*

*5.2. Para cada agente generador  $j$ , con DDOEF mayor a cero (0), se le realizará un ajuste de pago o cobro en cada hora:*

$$Ajuste_{j,h,d,m}^{DDOEF+} = OHEF_{j,h,d,m} \times (PEag_{j,m} - PEp_m)$$

*Donde:*

- $Ajuste_{j,h,d,m}^{DDOEF+}$

*Ajuste del generador  $j$  en la hora  $h$  del día  $d$  en el mes  $m$ . Si el valor es positivo se define como un pago y negativo como un cobro.*
- $OHEF_{j,h,d,m}$

*Obligación horaria de energía firme del generador  $j$  en la hora  $h$  del día  $d$  en el mes  $m$ .*
- $PEag_{j,m}$

*Precio de escasez ponderado del agente generador  $j$  en el mes  $m$*
- $PEp_m$

*Precio de escasez ponderado en el mes  $m$*
- $h$

*Subconjunto de horas para las cuales se aplicó el Precio de escasez ponderado, PEp, durante el día  $d$  del mes  $m$ .*

*5.3. Para cada agente generador  $k$  incumplido, con DDOEF menor a cero (0), y para cada agente generador con DDOEF igual a cero (0), se le realizará un ajuste de pago o cobro o en cada hora:*

$$Ajuste_{k,h,d,m}^{DDOEF-} = GI_{k,h,d,m} \times (PEag_{k,m} - PEp_m)$$

*Donde:*

- $Ajuste_{k,h,d,m}^{DDOEF-}$

*Ajuste del generador  $k$  en la hora  $h$  del día  $d$  en el mes  $m$ . Si el valor es positivo se define como un pago y negativo como un cobro.*
- $GI_{k,h,d,m}$

*Generación ideal del generador  $k$  en la hora  $h$  del día  $d$  en el mes  $m$ .*
- $PEag_{k,m}$

*Precio de escasez ponderado del agente generador  $k$  en el mes  $m$*
- $PEp_m$

*Precio de escasez ponderado en el mes  $m$*
- $h$

*Subconjunto de horas para las cuales se aplicó el precio de escasez ponderado, PEp, durante el día  $d$  del mes  $m$ .*

5.4. Para cada agente generador  $k$  incumplido, con  $DDOEF$  menor a cero (0), se le calculará el siguiente cobro:

$$Cobro_{k,h,d,m} = \frac{|DDOEF_{k,d,m}^-|}{\sum_k |DDOEF_{k,d,m}^-| + DNC_{d,m}} \times DG_{h,d,m}$$

Donde:

|                     |                                                                                                                            |
|---------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $Cobro_{k,h,d,m}$   | Cobro que se le asigna a cada agente generador $k$ con $DDOEF$ menor a cero (0) en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ . |
| $ DDOEF_{k,d,m}^- $ | Valor absoluto de la $DDOEF$ menor a cero (0) del agente generador $k$ incumplido del día $d$ en el mes $m$                |
| $DNC_{d,m}$         | Demanda no cubierta en el día $d$ del mes $m$                                                                              |
| $DG_{h,d,m}$        | Valor total de las $DHOEF$ de los agentes generadores $j$ cumplidos en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ .             |

6. La demanda no cubierta,  $DNC > 0$ , deberá asumir un cobro horario en proporción de su  $DNC$  diaria de la siguiente manera:

$$CobroDNC_{h,d,m} = \frac{DNC_{d,m}}{\sum_k |DDOEF_{k,d,m}^-| + DNC_{d,m}} \times DG_{h,d,m}$$

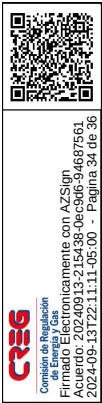
Donde:

|                     |                                                                                                                             |
|---------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $CobroDNC_{h,d,m}$  | Cobro que se le asigna a la demanda no cubierta en proporción a su $DNC$ diaria, en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ . |
| $ DDOEF_{k,d,m}^- $ | Valor absoluto de la $DDOEF$ menor a cero (0) del agente generador $k$ incumplido del día $d$ en el mes $m$                 |
| $DNC_{d,m}$         | Demanda no cubierta en el día $d$ del mes $m$                                                                               |
| $DG_{h,d,m}$        | Valor total de las $DHOEF$ de los agentes generadores $j$ cumplidos en la hora $h$ del día $d$ en el mes $m$ .              |
| $h$                 | Subconjunto de horas para las cuales se aplicó el Precio de escasez ponderado, $PEp$ , durante el día $d$ del mes $m$ .     |

Con la sumatoria de los conceptos  $Cobro_{k,h,d,m}$ ,  $CobroDNC_{h,d,m}$  y los ajustes  $Ajuste_{j,h,d,m}^{DDOEF+}$  y  $Ajuste_{k,h,d,m}^{DDOEF-}$  correspondientes a un cobro; se pagarán los conceptos  $DG_{h,d,m}$  de los agentes generadores cumplidos y los ajustes  $Ajuste_{j,h,d,m}^{DDOEF+}$  y  $Ajuste_{k,h,d,m}^{DDOEF-}$  correspondientes a un pago.

En caso de haber un excedente o faltante entre los cobros y pagos anteriores, este será asignado a los agentes a prorrata de sus compras en bolsa de la hora  $h$ .

Los dineros recaudados serán asignados a cada agente generador cumplido, a la RDV, el PGR, las importaciones, correspondiente al valor  $DHOEF_{j,h,d,m}$ , y a cada agente generador con ajuste correspondiente a un pago, incrementando las cuentas a favor de los mismos.”



## REGISTRO DE FIRMAS ELECTRONICAS

Proyecto\_Resolución\_CREG\_701\_065\_2024

Comisión de Regulación de Energía y Gas

gestionado por: [azsign.com.co](https://azsign.com.co)

Id Acuerdo: 20240913-215438-0ec9d6-94687561

Creación: 2024-09-13 21:54:38

Estado: Finalizado

Finalización: 2024-09-13 22:11:09



Escanee el código  
para verificación

**Firma: Director ejecutivo**

Antonio Jiménez

13744211

[antonio.jimenez@creg.gov.co](mailto:antonio.jimenez@creg.gov.co)

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

**Revisión: Revisión**

Juan Carlos Bedoya

18519566

[jcbedoya@minenergia.gov.co](mailto:jcbedoya@minenergia.gov.co)

Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Ministerio de Minas y Energía



| REPORTE DE TRAZABILIDAD                                                                                      |                                                                                                                               |                                   | <br><br>Escanee el código para verificación |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Proyecto_Resolución_CREG_701_065_2024                                                                        |                                                                                                                               |                                   |                                                                                                                                |
| Comisión de Regulación de Energía y Gas<br>gestionado por: <a href="https://azsign.com.co">azsign.com.co</a> |                                                                                                                               |                                   |                                                                                                                                |
| Id Acuerdo: 20240913-215438-0ec9d6-94687561                                                                  |                                                                                                                               | Creación: 2024-09-13 21:54:38     |                                                                                                                                |
| Estado: Finalizado                                                                                           |                                                                                                                               | Finalización: 2024-09-13 22:11:09 |                                                                                                                                |
| TRAMITE                                                                                                      | PARTICIPANTE                                                                                                                  | ESTADO                            | ENVIO, LECTURA Y RESPUESTA                                                                                                     |
| Revisión                                                                                                     | Juan Carlos Bedoya<br>jcbedoya@minenergia.gov.co<br>Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatori<br>Ministerio de Minas y Energia | Aprobado                          | Env.: 2024-09-13 21:54:38<br>Lec.: 2024-09-13 21:55:12<br>Res.: 2024-09-13 22:10:23<br>IP Res.: 191.95.54.24                   |
| Firma                                                                                                        | Antonio Jimenez<br>antonio.jimenez@creg.gov.co<br>Director Ejecutivo<br>Comisión de Regulación de Energía y Gas               | Aprobado                          | Env.: 2024-09-13 22:10:23<br>Lec.: 2024-09-13 22:10:58<br>Res.: 2024-09-13 22:11:09<br>IP Res.: 191.95.48.98                   |