



# **PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD**

**DOCUMENTO CREG-901 153**

**18 noviembre de 2024**

**CIRCULACIÓN:  
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y  
GAS**

## Contenido

<b>1. ANTECEDENTES.....</b>	<b>5</b>
<b>2. INFORMACIÓN GENERAL.....</b>	<b>7</b>
2.1 Precio de escasez – Resolución CREG 071 de 2006 .....	7
2.2 Precio marginal de escasez – Resolución CREG 140 de 2017 .....	7
<b>3. SITUACIÓN ACTUAL.....</b>	<b>9</b>
<b>4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA .....</b>	<b>11</b>
4.1 Consecuencias.....	11
4.2 Causas .....	11
4.3 Identificación del problema.....	11
<b>5. OBJETIVOS.....</b>	<b>11</b>
5.1 General .....	11
5.2 Específico.....	12
5.3 Operacional.....	12
<b>6. ALTERNATIVAS .....</b>	<b>12</b>
6.1 Alternativa 1: Mantener reglas actuales .....	12
6.2 Alternativa 2: Definir dos (2) precios de escasez .....	12
6.2.1 Propuestas de precio de escasez .....	13
6.2.2 Aplicación .....	20
6.2.3 Transición .....	22
6.3 Alternativa 3: Varios precios de escasez.....	23
6.4 Establecer un conjunto de plantas como reserva estratégica .....	24
<b>7. ANALISIS DE IMPACTOS .....</b>	<b>28</b>
<b>8. CONSULTA PUBLICA .....</b>	<b>34</b>
8.1 Consulta pública del Documento CREG 901 098 de 2024.....	34
8.2 Consulta pública del proyecto de resolución CREG 701 065 de 2024 ....	38
<b>9. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA .....</b>	<b>42</b>
9.1 Cuestionario de evaluación de incidencia sobre la libre competencia del proyecto regulatorio.....	42
9.2 Concepto de Abogacía de la Competencia sobre el proyecto regulatorio	44
9.3 Análisis de la CREG y ajustes en la propuesta para abordar los aspectos señalados por la SIC.....	47
9.3.1 Sujetos pasivos de la medida y etapa de transición voluntaria .....	47
9.3.2 Precio de Escasez Inferior (PEi) .....	48
<b>10.RESUMEN DEL ANÁLISIS DE IMPACTO .....</b>	<b>76</b>
<b>11.SÍNTESIS DE LA PROPUESTA .....</b>	<b>77</b>

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 2

## Ilustraciones

Ilustración 1: Relación entre el precio de bolsa y el precio de escasez .....	5
Ilustración 2. Curva de oferta agregada para establecer el PME. Tomado del Documento CREG 078 de 2017 .....	8
Ilustración 3. Aplicación del PME y PE .....	9
Ilustración 4. Valores de PME, PEA, PE, CRO1 y CRO 1 Estrato 4.....	10
Ilustración 5. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 2 grupos. ....	13
Ilustración 6. Distribución de ingresos para agentes generadores con plantas en el grupo de costos variables bajos. ....	15
Ilustración 7. Ofertas de plantas que operan con carbón como combustible principal. ....	16
Ilustración 8. Curva de duración de ofertas para plantas que operan con carbón como combustible principal. ....	17
Ilustración 9. Curva de duración de precios horarios de bolsa .....	18
Ilustración 10. Metodología para determinar $PE_H$ .....	19
Ilustración 11. Caso 1: $PE_I < PB < PE_S$ .....	21
Ilustración 12. Caso 2: $PB > PE_S$ .....	22
Ilustración 13. Menú de contratos.....	23
Ilustración 14. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos. ....	24
Ilustración 15. Interpretación de la propuesta de implementación de una reserva estratégica en el SIN.....	25
Ilustración 16. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos. ....	26
Ilustración 17. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos. ....	26
Ilustración 18. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos. ....	27
Ilustración 19. Ejercicio número caso 1 con un $PE_L$ de 654 \$/kWh .....	28
Ilustración 20. Ejercicio número caso 1 con un $PE_L$ de 540 \$/kWh .....	29
Ilustración 21. Ejercicio número caso 2 con un $PE_L$ de 654 \$/kWh .....	30
Ilustración 22. Ejercicio número caso 2 con un $PE_L$ de 654 \$/kWh .....	30
Ilustración 23. Análisis de comportamiento de precio de bolsa y precios de escasez en un periodo de hidrología crítica y precios de bolsa altos. ....	31
Ilustración 24. Análisis de comportamiento de precio de bolsa y precios de escasez en un periodo de hidrología crítica y precios de bolsa altos. ....	34
Ilustración 25: Histórico de precios de referencia del mercado .....	50
Ilustración 26: Curva de duración de precios de bolsa horario desde enero de 200051 .....	
Ilustración 27: Histograma de frecuencia de precios de bolsa horario desde enero de 2000 .....	52

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3

Ilustración 28: Participación del grupo de precios según la capacidad instalada de los recursos de generación.....	54
Ilustración 29: Participación del grupo de precios según las OEFs de los recursos de generación.....	55
Ilustración 30: Estimación PTB Escenario Base. Comparación con precios de referencia .....	56
Ilustración 31: Estimación PTB Escenario 1. Comparación con precios de referencia	57
Ilustración 32: Estimación PTB Escenario 2. Comparación con precios de referencia	59
Ilustración 33: Comparación PPP Mercado regulado vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional. ....	60
Ilustración 32: Evolución de LCOE global de proyectos solares fotovoltaicos.....	63
Ilustración 33: Evolución de LCOE global de proyectos eólicos en tierra .....	64
Ilustración 34: Comparación LCOE solar vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional.....	65
Ilustración 35: Comparación LCOE eólica en tierra vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional. ....	66
Ilustración 36: Comparación LCOE renovables vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional. ....	66
<i>Ilustración 37: Costo promedio de carbón.</i> .....	69
Ilustración 38: Parejas de remuneración .....	71
Ilustración 39: Diagrama metodología ajuste de prima de remuneración CXC .....	72
Ilustración 40: Registro histórico de ONI .....	73
Ilustración 41: Histórico de activación de cargo por confiabilidad.....	74

## Tablas

Tabla 1. Reglas para la aplicación del PME y PE.....	9
Tabla 2: Supuestos de IRENA para el calculo del LCOE .....	62

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

## PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

### 1. ANTECEDENTES

El cargo por confiabilidad se puede asimilar a una opción en donde se paga un valor (remuneración del cargo por confiabilidad) por el derecho a contar con la energía firme y en donde el vendedor adquiere la obligación a entregarla cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez y a que se le remunere como máximo a este último valor.

Por lo tanto, en el cargo por confiabilidad se paga un valor por el derecho de compra y el vendedor adquiere la obligación de venta cuando el precio de bolsa supera un determinado valor (precio de escasez<sup>1</sup>). El precio de escasez y su forma de actualización se definen antes de comprometerse en la obligación. El valor del Cargo depende entre otros factores de la diferencia esperada entre el precio de bolsa y el precio de escasez.

En ese sentido, el precio de escasez es un elemento central en el esquema del Cargo por Confiabilidad, adoptado con la Resolución CREG 071 de 2006 y posteriormente complementado con el precio marginal de escasez (PME) que se adoptó con la Resolución CREG 140 de 2017, en la medida que indica a partir de qué momento se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme (OEF) a los generadores que participan voluntariamente en dicho mecanismo.

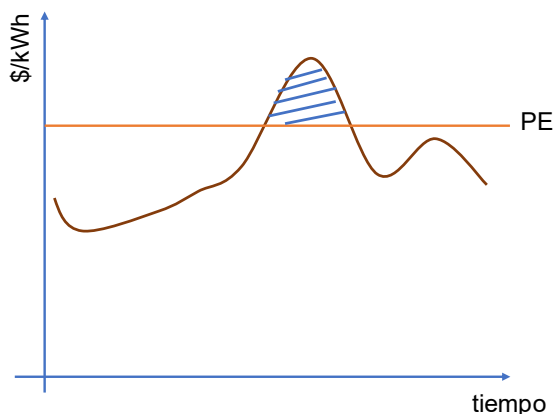


Ilustración 1: Relación entre el precio de bolsa y el precio de escasez

<sup>1</sup> Conocido en la literatura como precio de ejercicio

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 5

De acuerdo con la regulación que define el Cargo por Confiabilidad, las OEF se deben entregar en aquellos períodos en los que el precio de bolsa supera el precio de escasez, siendo que dicho período se denomina condición crítica. Así mismo, el precio de escasez define el precio máximo que la demanda paga y que los generadores reciben por la energía entregada en cumplimiento de las OEF.

Así las cosas, el precio de escasez determina una asignación de riesgos del precio de bolsa entre los generadores con OEF y la demanda en un período crítico, y, por ende, termina siendo fundamental en la definición del cargo que reciben los generadores por la confiabilidad que prestan al sistema.

Si el precio de escasez es muy alto, entonces la probabilidad de que se active el mecanismo es bajo y los precios que tienen que pagar los usuarios en el período crítico son altos; frente a esta situación, los generadores están dispuestos a ofertar una remuneración del Cargo por Confiabilidad más baja puesto que las rentas inframarginales que pueden percibir para dicho período son altas. Al contrario, cuando se tiene un precio de escasez bajo y en consecuencia una probabilidad de activación más alta y unas rentas inframarginales bajas, el generador ofertará un cargo más alto.

Ahora bien, dentro del marco señalado anteriormente, es preciso indicar que el precio de escasez en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad cumple 3 funciones relevantes:

- i. Activa la condición crítica, es decir, define el momento a partir del cual son exigibles la OEF.
- ii. Es el techo de precio que paga la demanda por sus compras en bolsa.
- iii. Define el precio al cual se remuneran las OEF al generador cuando se hacen exigibles.

Teniendo en cuenta las diferentes situaciones que se presentaron durante la ocurrencia del fenómeno de El Niño 2023 – 2024, la Comisión ha encontrado conveniente hacer un análisis para establecer si el precio de escasez cumple con las funciones que se le establecieron en la regulación y proponer ajustes al respecto. Dicho análisis fue abordado en el Documento CREG 901 098 de 2024 y publicado para consulta mediante la Circular CREG 033 de 2024.

Posteriormente, se publicó el Proyecto de Resolución CREG 701 065 de 2024 para comentarios, mediante el cual definieron el precio de escasez superior (PE<sub>s</sub>) que aplica a las plantas con precios variable superiores y el precio de escasez inferior (PE<sub>i</sub>), con un valor de 359 \$/kWh, que aplica a las plantas con precios variables inferiores. Adicionalmente, se definió el Precio de la Transacciones en Bolsa (PTB).

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

## 2. INFORMACIÓN GENERAL

En el presente numeral se hace una descripción de la reglamentación vigente aplicable para la determinación del precio de escasez.

Al respecto, se tienen las siguientes metodologías para el cálculo del precio de escasez y su aplicación.

### 2.1 Precio de escasez – Resolución CREG 071 de 2006

El precio de escasez (PE) definido en el numeral 1.4 del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006 se estableció con los costos variables de la planta térmica más ineficiente en su momento que operaba con fuel oil No. 6, que era la planta termo barranca, y la actualización del precio del combustible se definió respecto al comportamiento de precios del fuel oil en la costa del golfo. El valor se actualiza mensualmente.

$$PE_m = PE_{m-1}^C + OCV_{m-1} + COM_{m-1}$$

$$PE_m^C = PE_{ene2014}^C \times \frac{INDICE_{m-1}}{INDICE_{dic2013}}$$

Prom. Precio Platts US Gulf Coast  
Residual Fuel No 6 1.0% sulfur fuel  
oil. Último 30 días.

Prom. Precio Platts US Gulf Coast  
Residual Fuel No 6 1.0% sulfur fuel  
oil. En el mes diciembre 2013.

Cuando se afrontó el fenómeno de El Niño 2015-2016 por el desacople entre el precio internacional del combustible y el registrado nacionalmente, se presentaron problemas financieros de las plantas térmicas con líquidos poniendo en riesgo la situación energética, y además la entrada de la planta de regasificación en el caribe, cambiando la reconfiguración de los costos del parque generador para condiciones críticas, motivó la necesidad de revisar el precio de escasez estableciéndose el Precio Marginal de Escasez que se explica en el siguiente numeral.

Como se explica en el siguiente numeral, esta metodología va a ir desapareciendo en la medida que se cumplan las OEF que se asignaron con este precio de escasez y que no se acogieron a la transición propuesta en la Resolución CREG 140 de 2017.

### 2.2 Precio marginal de escasez – Resolución CREG 140 de 2017

El Precio Marginal de Escasez (PME) establecido en la Resolución CREG 140 de 2017 se define como el percentil 98% de la curva de los costos variables agregada de las plantas de generación. Para la construcción de la curva se aplica el siguiente procedimiento:

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 7

- i. Estimar los costos de generación de cada una de las plantas térmicas que tienen OEF, para ello se utiliza su heat rate y costo de referencia del combustible utilizado.
- ii. El costo de referencia del combustible se estima como el promedio de los costos reportados por los agentes para dichos combustibles.
- iii. Las plantas con energía renovable, los costos variables se consideran igual a cero.
- iv. Se construye la curva de oferta agregada por orden de mérito.
- v. La planta que corresponde al percentil 98% de la oferta agregada de OEF define el PME.
- vi. La curva se actualiza mensualmente.

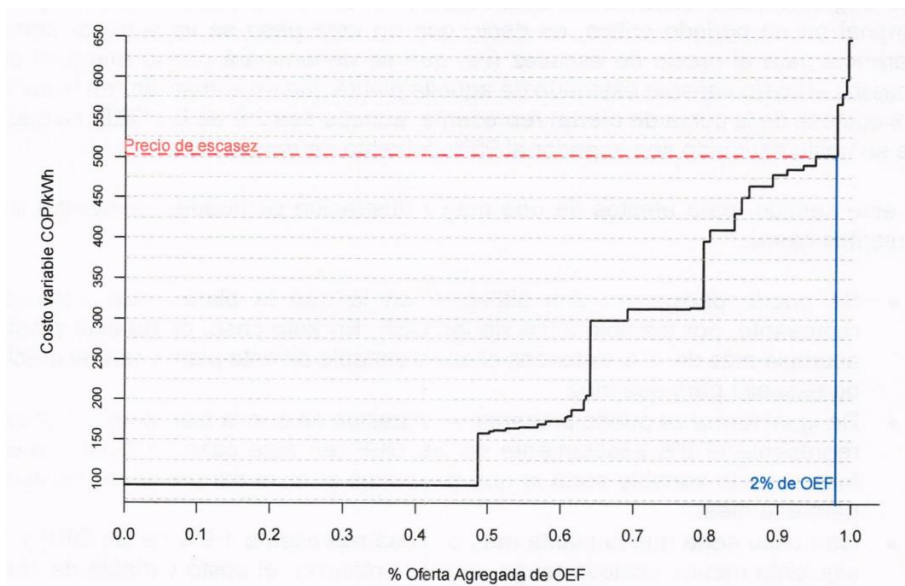


Ilustración 2. Curva de oferta agregada para establecer el PME. Tomado del Documento CREG 078 de 2017

Para las nuevas asignaciones, a partir de la expedición de la Resolución CREG 140 de 2017, se harán con el PME. Ahora bien, para las asignaciones de OEF que se habían adelantado con el PE, se diseñó una transición con un menú de contratos para que se pudieran acoger al PME.

Así las cosas, para migrar del PE a PME por parte de las plantas que se les hizo la asignación con el PE, se les dio la opción de acogerse al PME para lo cual se definió a través del menú de contratos una remuneración del Cargo por Confiabilidad a la baja dado que PME > PE, de tal manera que se mantuviera indiferente al usuario.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 8



Como resultado de aplicar el procedimiento anterior, se puede resumir en que se acogieron al PME las plantas térmicas y las plantas hidráulicas se mantuvieron en el PE.

Ahora bien, para aplicar las funciones del precio de escasez, teniendo en cuenta que se tienen 2 precios de escasez, en la siguiente tabla e ilustración se definen reglas.

Funciones	Nivel
Activar la condición crítica	Precio de Escasez de Activación (PEA) = Máximo (PE, <b>PME</b> )
Techo al precio que paga la demanda por sus compras en bolsa en período crítico.	Precio de escasez ponderado entre los PE y PME y la cantidad de OEF asignadas correspondientes.
Fijar el precio máximo de remuneración de la energía comprometida en la OEF.	En condición crítica PE o PME según el precio de ejercicio (strike Price) que corresponda.

Tabla 1. Reglas para la aplicación del PME y PE

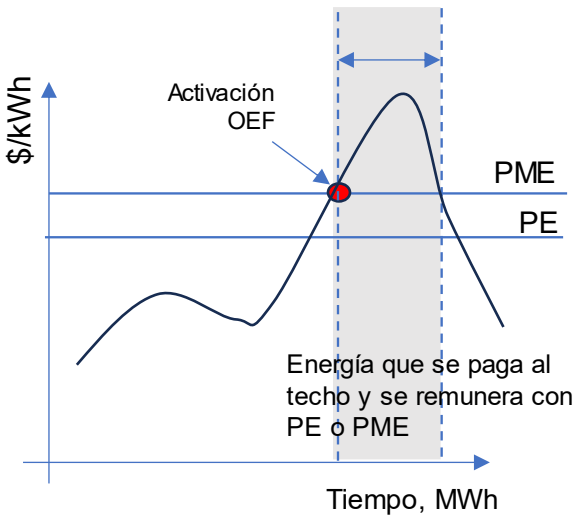


Ilustración 3. Aplicación del PME y PE

3. SITUACIÓN ACTUAL

Para hacer un análisis del comportamiento del PME y PE, en la ilustración 4 se presenta la evolución de dichas variables desde enero de 2010 a mayo de 2024 en valores constantes de junio de 2024. Además, se incluyen el valor del costo de racionamiento para

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 9

el estrato 4 (CRO 1 Estrato 4) y el primer escalón del costo de racionamiento (CRO 1) para el mismo período.

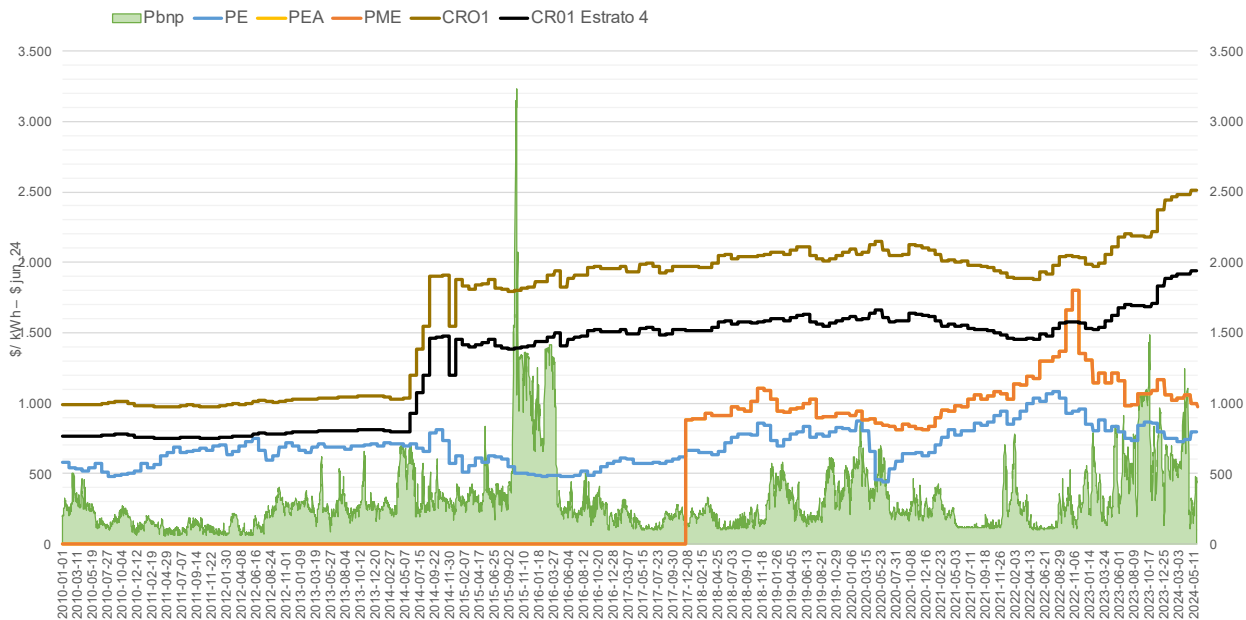


Ilustración 4. Valores de PME, PEA, PE, CRO1 y CRO 1 Estrato 4  
Fuente: Sinergox, elaboración CREG

A partir de lo anterior, identificamos lo siguiente:

- Desde que inicio la estimación del PME, siempre ha sido superior al PE, por lo tanto, en todo el período el Precio de Escasez de Activación (PEA) lo ha fijado el PME.
- A finales del 2022, meses de octubre y noviembre, el PME fue mayor que el costo de racionamiento para el estrato 4 (CRO 1 Estrato 4).
- El promedio del PME fue 1.032 \$/kWh, el valor máximo fue 1.797 \$/kWh y el mínimo fue 811 \$/kWh.
- En el fenómeno de El Niño 2023-2024, los precios de bolsa solamente superaron el PME en contadas ocasiones. Diferente al fenómeno de El Niño 2015-2016 en donde el precio de bolsa supero durante varios meses el precio de escasez vigente (PE).

De acuerdo con lo anterior, y con las funciones de precio de escasez, podemos decir que el PME ha perdido la función de ser un techo para las compras en bolsa, lo que se podría denominar como un techo de segundo nivel, dado que el techo de primer nivel para las compras en bolsa son los contratos de largo plazo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 10

## 4. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Esta sección presenta los resultados de la metodología seguida de análisis de impacto normativo (AIN), en la que, como primer paso se contempla la identificación del problema partiendo de la información y los análisis presentados en los numerales anteriores. Para ello, es necesario establecer cuáles son las consecuencias visibles del problema y posteriormente sus causas.

### 4.1 Consecuencias

En condiciones de bajos aportes, la cobertura del precio de bolsa de segundo nivel con el precio de escasez no ha entrado a actuar, dado el alto valor que ha alcanzado. En ese sentido, el pago de la prima del cargo no ha conllevado, en muchos períodos, al recorte de los altos precios de bolsa.

### 4.2 Causas

Las causas identificadas son las siguientes:

- Considerar un solo precio de escasez a pesar de que las plantas de generación tienen diferentes costos variables.
- Activar las OEF solamente hasta que se superado el mayor de los precios de escasez.

### 4.3 Identificación del problema

La cobertura del precio de bolsa por la opción del cargo por confiabilidad es inaplicable por estar en un nivel similar a los precios de bolsa históricos más altos.

## 5. OBJETIVOS

Los objetivos identificados frente a la problemática del precio de escasez de la opción del Cargo por Confiabilidad son:

### 5.1 General

Restablecer la función de techo a las compras en bolsa, cuando se presenta condiciones de aumento de precios por disminución de oferta de energía en el sistema por bajos aportes o cualquier otra condición.

## 5.2 Específico

Actualizar la metodología para la definición del precio de escasez manteniendo el cubrimiento de los costos variables de cada una las tecnologías, sin interferir en los incentivos para contratar, y manteniendo rentas inframarginales.

## 5.3 Operacional

Ajustar la metodología definida en la Resolución CREG 140 de 2017 para la determinación del precio de escasez, definiendo mecanismos de transición para migrar al nuevo esquema propuesto de tal forma que inicie su aplicación en el corto plazo.

## 6. ALTERNATIVAS

Con el fin de alcanzar los objetivos regulatorios planteados, las alternativas identificadas para el precio de escasez se describen en las siguientes secciones considerando elementos adicionales que surgieron como resultado del proceso de consulta pública del Documento CREG 901 098 de 2024 dando atención a los mismos. Una síntesis de los comentarios se recoge en el numeral 8 de este documento.

### 6.1 Alternativa 1: Mantener reglas actuales

De mantenerse las metodologías actuales para la definición del precio de escasez, conllevaría conservar los problemas identificados en el numeral 3 del presente documento.

Dado lo anterior, se considera que para el sector es conveniente ajustar las metodologías de precios de escasez vigentes.

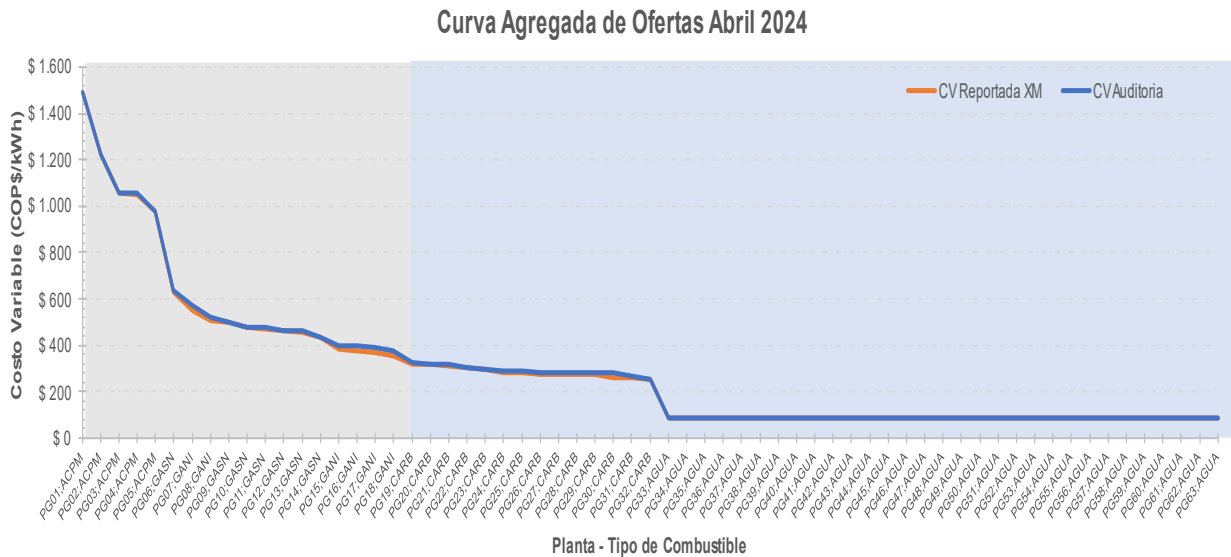
### 6.2 Alternativa 2: Definir dos (2) precios de escasez

El Sistema Eléctrico Colombiano (SEC) se caracteriza por tener tecnologías de generación de diferentes costos variables, tales como:

- a) **Tecnologías de costos variables bajos (CVb):** En este rango encontramos los recursos de generación que operan con recursos renovables tales como: hidráulicas, eólicas, solares y biomasa. Además, aquellas tecnologías que operan con recursos no renovables abundantes como son las plantas a carbón.
- b) **Tecnologías de costos variables medios y altos (CVa):** Se encuentran los recursos de generación térmicos que operan con recursos no renovables que son transados internacionalmente como son: gas y combustibles líquidos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 12

En la **ilustración 5** se tiene un ejemplo de lo señalado anteriormente.



*Ilustración 5. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 2 grupos.*  
*Fuente: Auditoría PME, Resolución CREG 140 de 2017*

Así las cosas, se identifica que es probable manejar 2 tipos de precio de escasez, una para plantas de costos variables bajos (PEI) y otros para plantas de costos variables medios y altos (PES).

Para definir el nivel del precio de escasez respectivo, se consideran los siguientes criterios:

- i. Que se cubran los costos variables, de tal forma que no se llegue a la situación que se presentó en el fenómeno de El Niño 2015 – 2016 con los temas financieros, conllevando a una situación de riesgo energético.
- ii. Que no se afecte el incentivo para contratarse.
- iii. Que las rentas inframarginales se mantengan en niveles razonables de acuerdo con la tecnología.

**6.2.1 Propuestas de precio de escasez**

De acuerdo con lo anterior, las siguientes son las propuestas para cada precio de escasez.

**a) Precio de escasez plantas de costos variables bajos (PEI):**

Para la definición del valor de valor del precio de escasez para el caso de las plantas con costos variables bajos (PEI), se deben considerar, entre otros, los siguientes criterios:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 13

**i. El valor del precio de escasez no debe afectar los incentivos para la contratación bilateral**

La propuesta de un precio de escasez para plantas con costos variables bajos debe ser lo suficientemente balanceada para no disuadir a los generadores ni a los comercializadores de participar en contratos bilaterales. Los generadores deben mantener el incentivo para negociar acuerdos de largo plazo con la demanda, ya que estos contratos son cruciales para asegurar estabilidad tanto en la oferta como en la demanda de energía.

Un precio de escasez que no tenga en cuenta este aspecto podría hacer que los generadores opten por esperar precios más altos en el mercado de bolsa con el fin de obtener mayores rentas o a los comercializadores a no suscribir contratos, quedar sujetos a la variación del precio de bolsa y esperar a que se activen las obligaciones y el cubrimiento del precio de escasez.

En este sentido, es importante que el precio de escasez para este grupo de plantas se defina cuidadosamente, tomando en cuenta los patrones de oferta y demanda en situaciones de normalidad y de estrés del sistema. Esto garantizaría que los agentes sigan viendo atractivo el esquema de contratación bilateral, al tiempo que se mantienen los objetivos regulatorios de contribuir a una formación eficiente de precios en bolsa que al final son trasladados como un costo a los usuarios finales.

**ii. Debe ser un valor que no afecte las decisiones de inversión para asegurar la expansión del sistema**

El establecimiento del precio de escasez para las plantas con costos variables bajos también debe permitir desarrollar las inversiones en expansión en el sector energético. Un precio mal ajustado podría disuadir a los nuevos inversionistas, sobre todo en tecnologías limpias y renovables, de entrar al mercado o expandir sus operaciones dado que un factor relevante para el cierre de financiero de estos proyectos es la suscripción de contratos de largo plazo para la venta de energía, lo que tiene relación con lo mencionado en el numeral i) anterior.

Por ello, es vital que el precio de escasez esté en un nivel que permita a los inversionistas obtener una rentabilidad justa, sin que se genere una sobrecompensación que podría distorsionar el mercado y no distorsione los incentivos naturales a los comercializadores a la suscripción de contratos. Esto, a su vez, promovería un entorno de competencia saludable y aseguraría que el sistema eléctrico evolucione de forma acorde con las necesidades energéticas del país.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 14

En la siguiente gráfica, se muestran los ingresos de algunos agentes con plantas del grupo de costos variables bajos para el 2022, año sin fenómenos hidrológicos secos, en donde se ilustra como para los agentes con plantas hidráulicas como térmicas las ventas en contratos tienen un peso significativo.

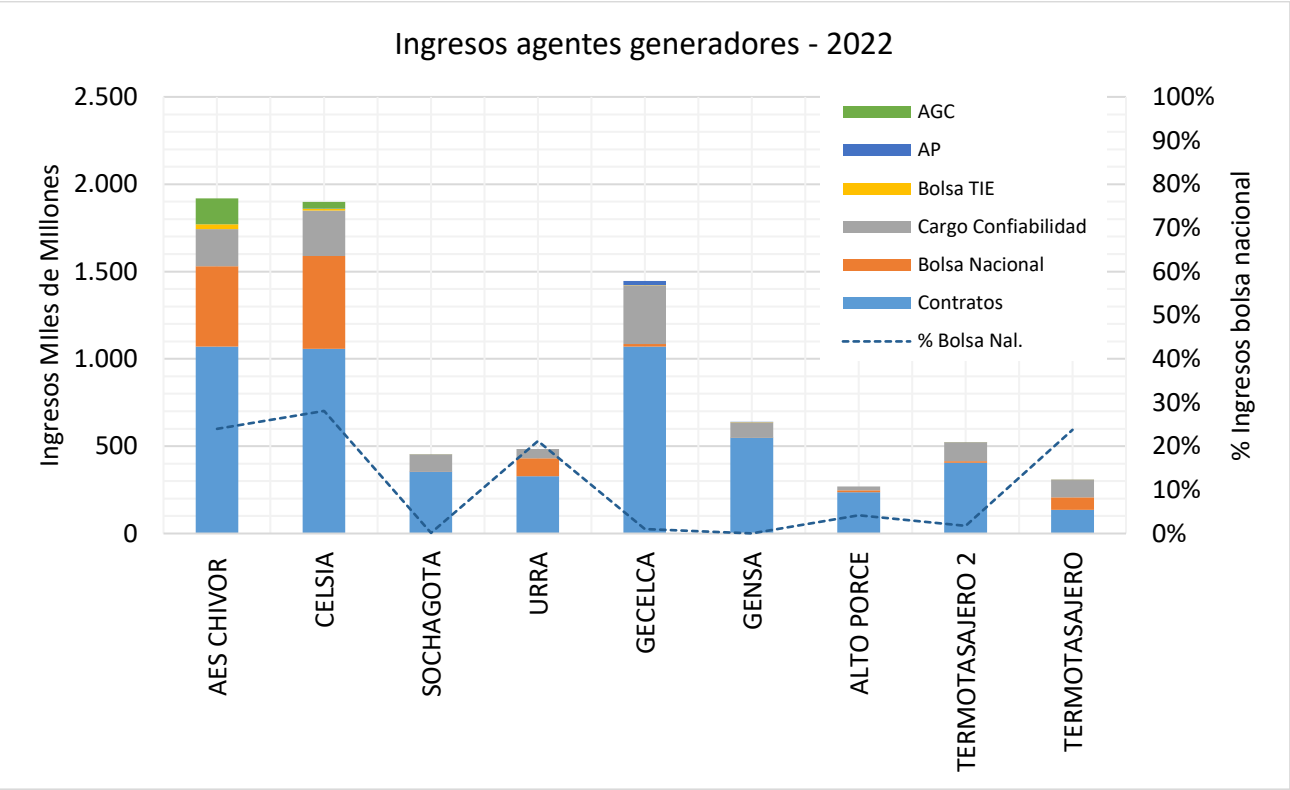


Ilustración 6. Distribución de ingresos para agentes generadores con plantas en el grupo de costos variables bajos.  
Fuente: Sinergox, Cálculos CREG

**iii. Debe remunerar los costos variables de las plantas que hacen parte de este grupo**

Las plantas con costos variables bajos requieren que el precio de escasez cubra adecuadamente sus costos de operación para garantizar su disponibilidad en momentos críticos. Si el precio de escasez está por debajo de los costos variables, los generadores no tendrían un incentivo para despachar energía, lo cual colocaría en riesgo la estabilidad del sistema en periodos de alta demanda conjugados con bajos aportes hídricos.

Dada la conformación del grupo, la inquietud surge principalmente con las plantas que operan con carbón como combustible principal, en este caso, si bien se pueden presentar choques externos en los costos del combustible, como se muestra en la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 15

Ilustración 7, por ejemplo, a finales de 2022 con la guerra en Ucrania, es posible considerar mantener este tipo de plantas buscando una estrategia para reflejar esta variación de dichos costos.

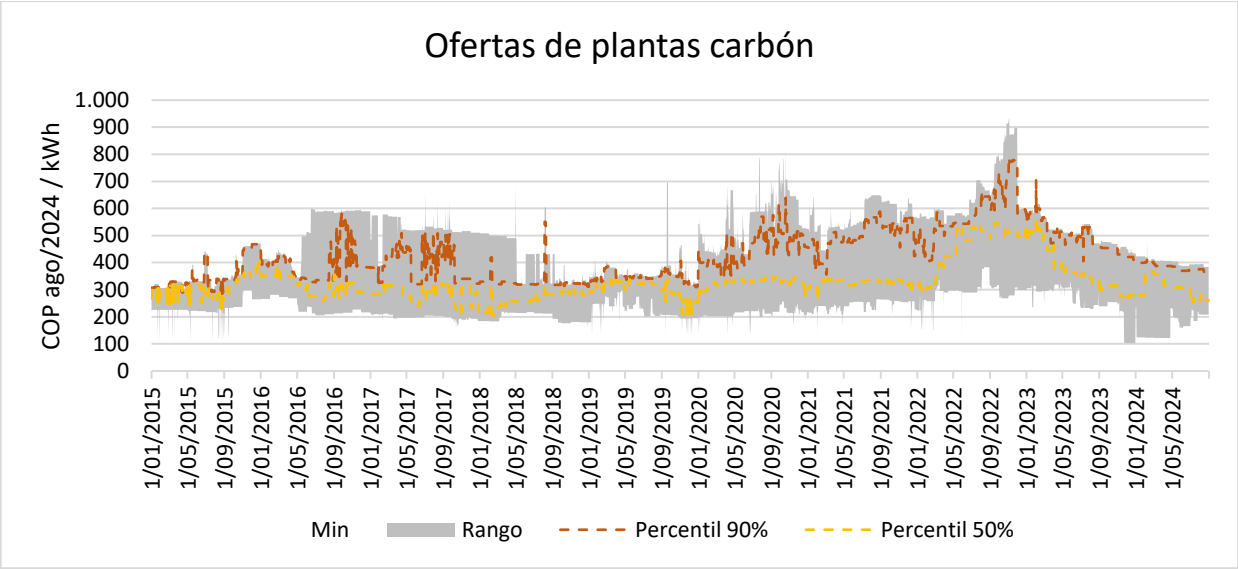


Ilustración 7. Ofertas de plantas que operan con carbón como combustible principal.  
Fuente: Sinergox, Cálculos CREG

Lo anterior, también se puede ilustrar también con la curva de duración de ofertas para las plantas con carbón como combustible principal como se muestra en la siguiente ilustración en donde por ejemplo para el percentil 95 de 556 \$/kWh de agosto de 2024.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 16



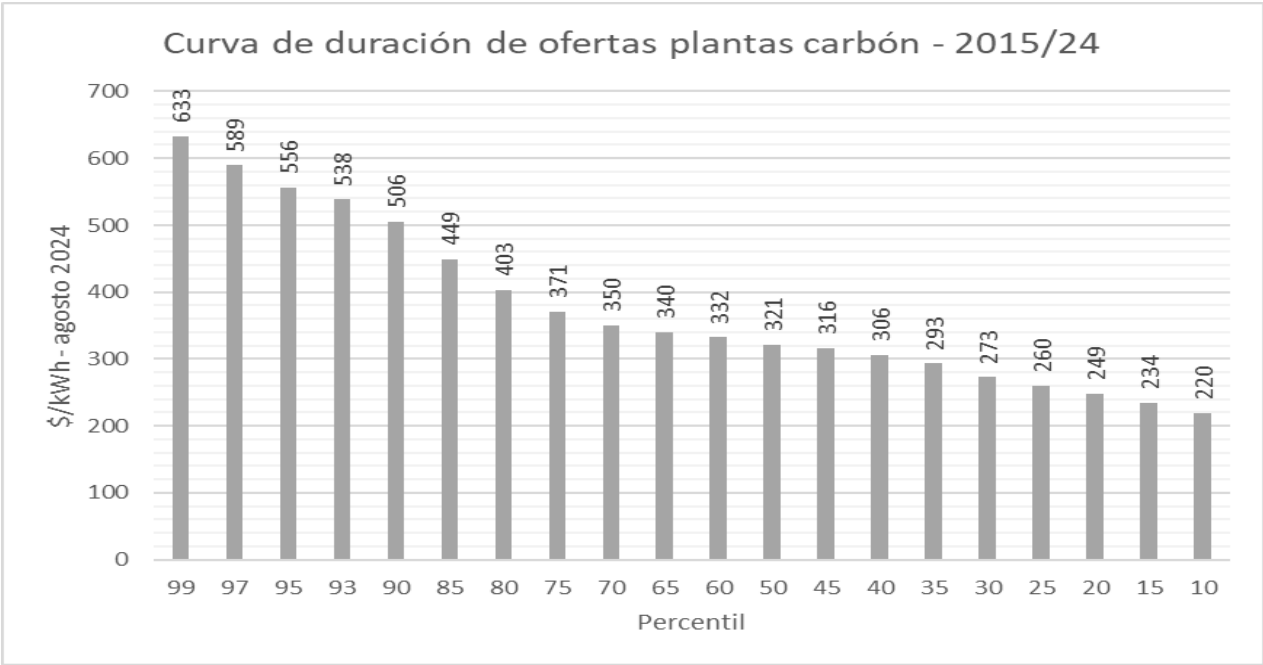


Ilustración 8. Curva de duración de ofertas para plantas que operan con carbón como combustible principal.  
Fuente: Sinergox, Cálculos CREG

**iv. En este grupo se incluyen las plantas que por sus costos variables participan en los mercados de contratos y cargo por confiabilidad, dependiendo de su energía disponible.**

Las plantas con costos variables bajos son esenciales no solo para los mercados de bolsa, sino también para los mercados de contratos y el cargo por confiabilidad, de ahí que es importante que el precio de escasez esté alineado con su participación en estos mercados. De lo contrario, podría generarse un desbalance que afecte tanto la oferta energética como la estabilidad de precios en los contratos de largo plazo y el desarrollo de la expansión del sistema.

Por tanto, el precio de escasez propuesto debe ser un reflejo de las condiciones del mercado, ajustándose de manera que no solo asegure la operación eficiente de estas plantas en el corto plazo, sino que también respalde su participación continua en los mercados de contratos y de confiabilidad. Esto contribuirá a mantener un sistema robusto que responda de manera adecuada a las fluctuaciones en la demanda y garantice el suministro energético para el país.

Dicho lo anterior, para este tipo plantas, se considera que una alternativa es definir el PE<sub>i</sub> empleando la curva de duración de precios. En la ilustración 9 se presenta la

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 17

curva de duración de los precios horarios de bolsa en precios constantes de junio de 2024 y el precio promedio de los contratos (MC).

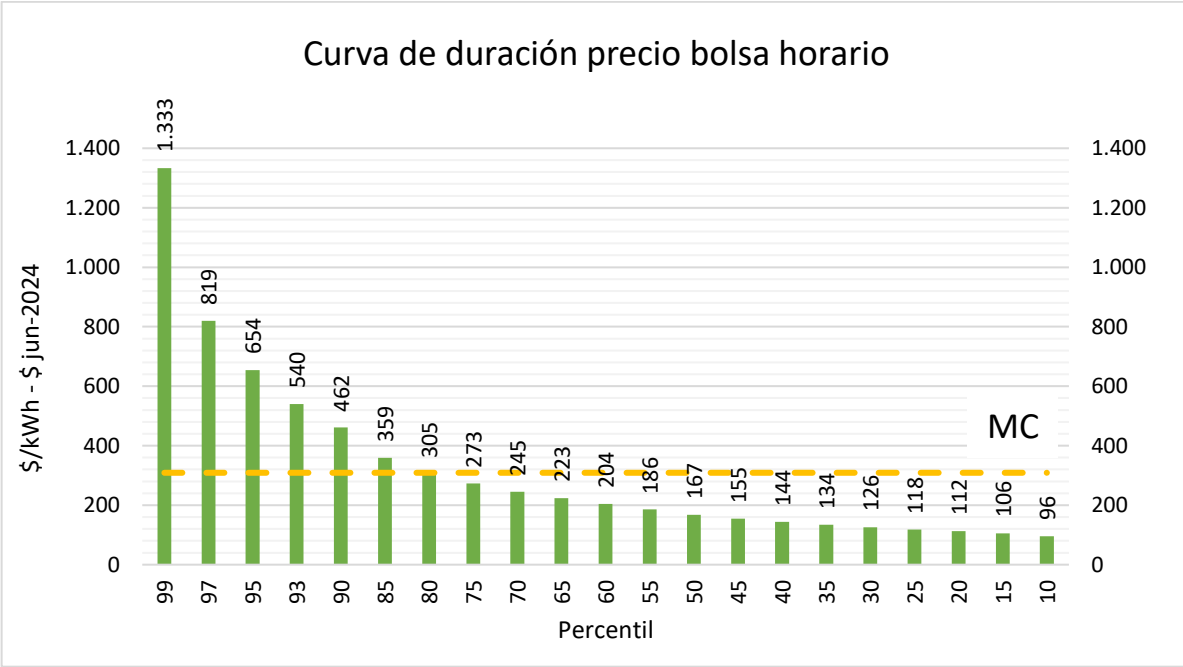


Ilustración 9. Curva de duración de precios horarios de bolsa  
Fuente: Sinergox, cálculo CREG

En el Documento CREG 901 098 de 2024 se analiza el valor de 654 \$/kWh que corresponde al percentil 95%, y en secciones posteriores se muestra el análisis de impacto del percentil 93%, es decir 540 \$/kWh, así como del percentil 85% (359 \$/kWh).

En cuanto a la indexación del valor de referencia para determinar el precio de escasez para plantas con costos variables bajos ( $PE_I$ ) se considera posible emplear la variación de los costos declarados de los contratos de suministro de combustible en aplicación de la Resolución CREG 140 de 2017, los cuales son auditados. La expresión para determinar el  $PE_I$  sería:

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

Donde:

$PE_{I,m}$	Precio de Escasez Inferior para el mes m.
$Vr$	Valor de referencia definido por la CREG. Dicho valor aplicará para el primer mes.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

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.

Finalmente, como una externalidad positiva se tendría un mecanismo que mitigaría posibles abusos de la posición dominante en aquellas situaciones cuando la competencia disminuye por efecto de menores aportes en el sistema.

**b) Precio de escasez plantas de costos variables altos (PEs)**

Con respecto al precio de escasez del grupo de plantas de costos variables medios y alto (CVa), se considera que se puede mantener la misma metodología definida para el precio marginal de escasez (PME). Es decir, para este grupo de plantas el PES es igual al PME definido en la Resolución CREG 140 de 2017.

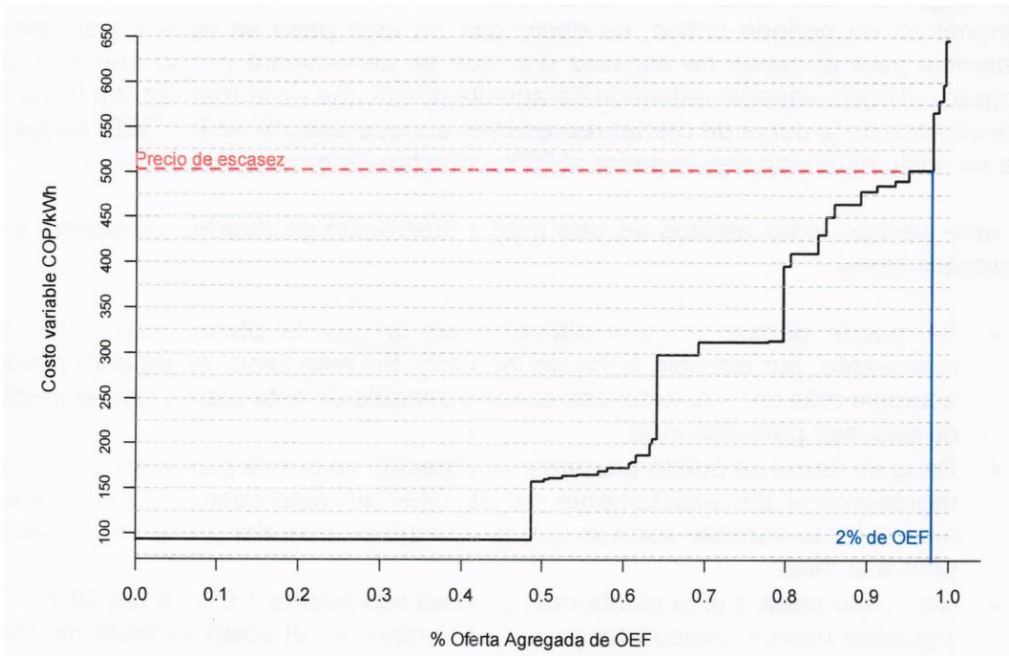


Ilustración 10. Metodología para determinar PE<sub>H</sub>

Con este nivel de precios de escasez se cubren los costos variables de las plantas que operan con recursos no renovables (gas y líquidos) que son transados internacionalmente,

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

por lo que son más volátiles, sin que se tenga riesgo de incumplimiento de OEF, tal como ocurrió en el fenómeno de El Niño 2015-2016, y se cumplen los criterios de suficiencia e incentivos a la contratación.

### 6.2.2 Aplicación

La aplicación de los precios de escasez señalados anteriormente es la siguiente se muestra a continuación, en donde los resultados cuantitativos se presentan en el numeral 7 de este documento.

#### a) Caso 1: $PE_I < PB < PE_S$

Cuando el precio de bolsa (PB) es superior a  $PE_I$  e inferior  $PE_S$ , ilustración 11, las plantas con costos variables bajos (CVb) deben entregar las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que tienen asignadas.

En esta situación, el precio de bolsa para las transacciones (PBT) se determinará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$PB_T = \frac{[OEF_{CVb} \times PE_I + (G_{CVb} - OEF_{CVb}) \times PB + G_{CVa} \times PB]}{G_{CVb} + G_{CVa}}$$

Donde:

$OEF_{CVb}$  Obligaciones de las plantas de costos variables bajos

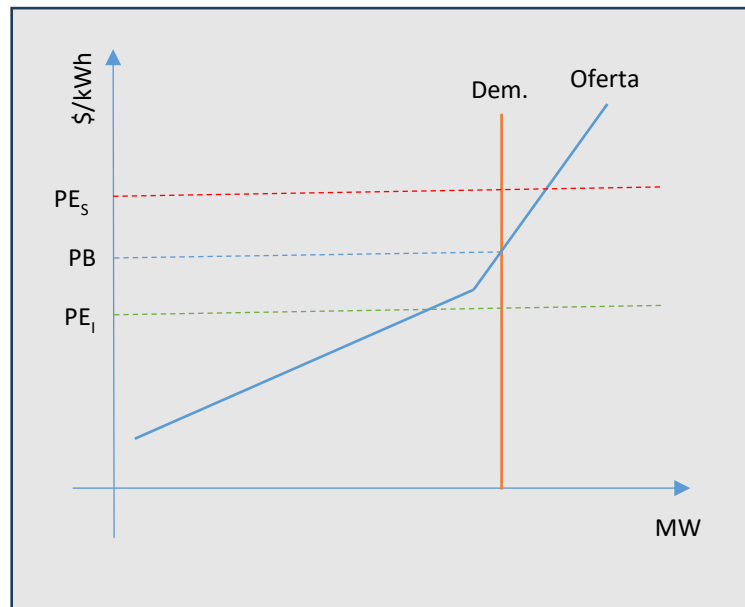
$G_{CVb}$  Generación de las plantas de costos variables bajos, cuando es mayor a los OEF.

$G_{CVa}$  Generación de las plantas de costos variables medios y altos.

Las OEF de las plantas con CVb se remuneran al  $PE_I$ , y la generación de las plantas de CVa se remuneran a PB, lo mismo que la generación que supere las OEF de las plantas de CVb.

Las desviaciones a las OEF de las plantas de CVb se pagan a PB.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

Ilustración 11. Caso 1:  $PE_I < PB < PE_S$ **b) Caso 2:  $PB > PE_S$** 

Cuando el PB es superior al  $PE_S$ , ilustración 12, todas las plantas deben entregar las OEF asignadas. En este caso, el precio de bolsa para las transacciones (PBT), cuando la demanda es menor o igual a las OEF asignadas, se determina así:

$$PB_T = \frac{[OEF_{CVb} \times PE_I + OEF_{CVa} \times PE_S]}{OEF_{CVb} + OEF_{CVa}}$$

Donde

$OEF_{CVa}$  OEF de plantas de costos variables medios y altos

Las OEF de las plantas con CVb se remuneran al  $PE_I$  y la OEF de las plantas con CVa se remuneran al  $PE_S$ .

Las desviaciones de las plantas, bien sea de CVb o CVa, se pagan al precio de bolsa (PB). Lo mismo aplica para las compras en bolsa que superen las OEF asignadas.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

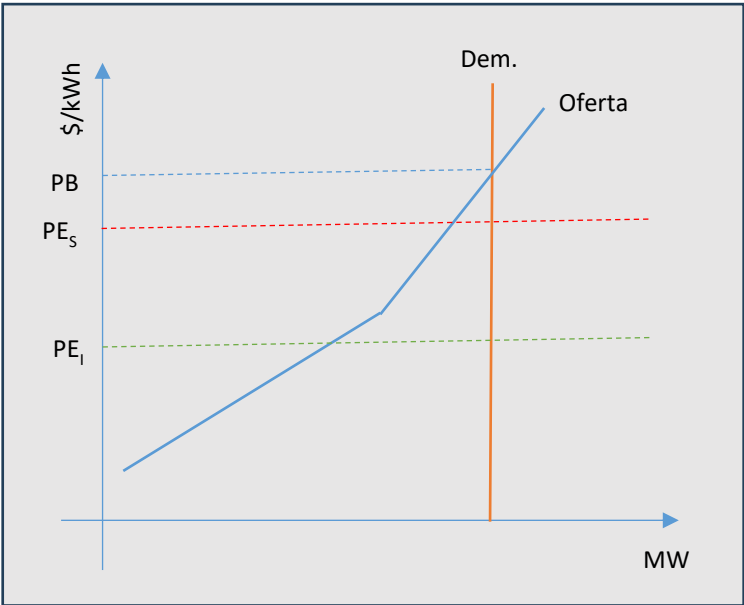


Ilustración 12. Caso 2:  $PB > PEs$

6.2.3 Transición

La propuesta anterior podría entrar a ser aplicada para las asignaciones que se adelanten posterior a la expedición de la resolución definitiva, es decir, posteriores al 2027-2028.

Sin embargo, para las asignaciones realizadas previamente para los periodos 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, es necesario diseñar un esquema de transición opcional para respetar los compromisos adquiridos, dado que migrar hacia la regla propuesta en el presente documento significaría un cambio de las condiciones vigentes: remuneración prima de confiabilidad y precio de escasez, para las plantas de costos variable bajos.

Así las cosas, si se ajusta el precio de escasez se requiere revisar la remuneración del cargo por confiabilidad, dado que son una pareja dependiente como se explicó anteriormente. En ese sentido, es necesario definir un mecanismo de transición para las plantas de CVb a quienes les aplicaría el cambio en precio de escasez migrando del PME o PE al PEI.

El mecanismo de transición se debe construir bajo la premisa fundamental de que la demanda como agente que adquiere la energía firme debe ser indiferente entre las opciones que se le presentan al generador. Lo anterior, significa que el costo esperado para el usuario de cualquiera de las opciones es el mismo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

Para la definición de las opciones<sup>2</sup> se parte de la pareja que se tiene asignada, punto inicial, a continuación, se supone una ventana de tiempo de cinco (5) años, dado el período de recurrencia de El Niño, de los cuales se activan las OEF por un período de seis (6) meses y se calcula el Valor Presente Neto (VPN) del Cargo por Confiabilidad para la demanda.

Para definir el menú de contratos se define un precio de escasez, en este caso un valor menor a la inicial, y se estima la prima del cargo que le significaría a la demanda, punto ajustado, la misma utilidad esperada, es decir, el mismo VPN. Se considera una situación en que la demanda es neutral al riesgo. Este procedimiento sería similar al establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 140 de 2017.

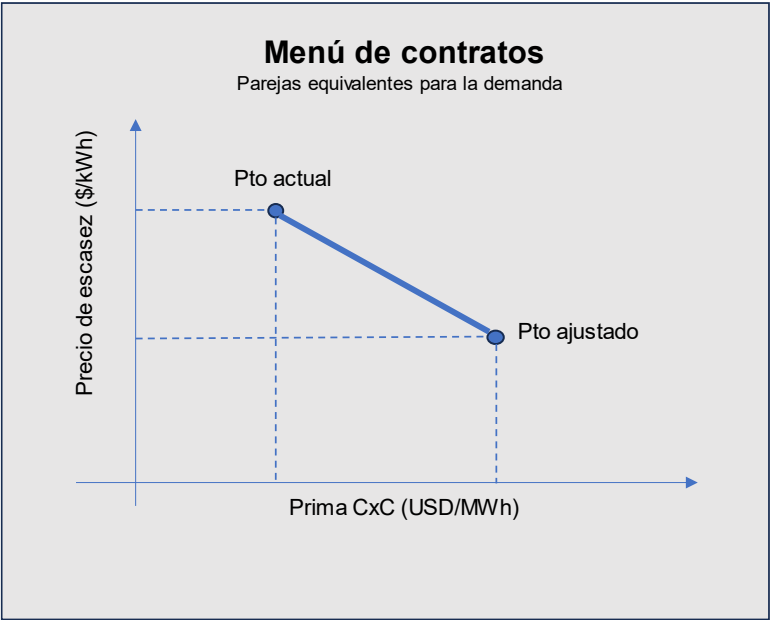


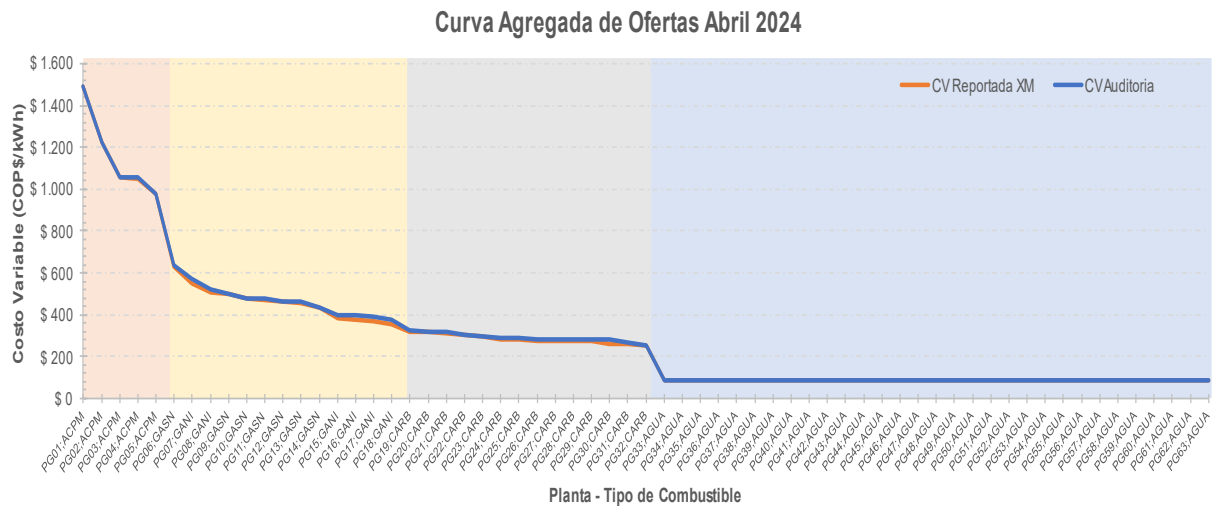
Ilustración 13. Menú de contratos

6.3 Alternativa 3: Varios precios de escasez

Teniendo en cuenta la función de oferta de la ilustración 14, se identifica que es posible tener 4 grupos de plantas según los costos variables, tal como se presenta a continuación.

<sup>2</sup> Este es el mecanismo que se aplicó con la Resolución CREG 140 de 2017  
D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23



*Ilustración 14. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos.*  
*Fuente: Sinergox, cálculo CREG*

En ese sentido, la comisión considera conveniente avanzar en el análisis de esta tercera alternativa para compararla con la alternativa 2 y establecer cuál puede ser más conveniente para alcanzar los objetivos del sistema.

**6.4 Establecer un conjunto de plantas como reserva estratégica**

En el marco del proceso de consulta pública, la Comisión recibió la propuesta de establecer una reserva estratégica en el Sistema Interconectado Nacional en los siguientes términos:

- La reserva estratégica está conformada por las plantas que operan con combustibles líquidos y que superan el precio de la planta de ciclo combinado con gas natural importado.
- Dichas plantas conservan las OEF para atender la demanda en condiciones críticas y no hacen parte de la formación del precio de bolsa.
- En condiciones no críticas, se les dará una remuneración suficiente para permanecer en el mercado, y caso de ser despachadas se reconocerán todos los costos variables.
- La diferencia entre el PEpr y sus costos variables se asignará a la demanda a través de restricciones.

En la siguiente ilustración se representa los elementos generales de la propuesta:

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 24



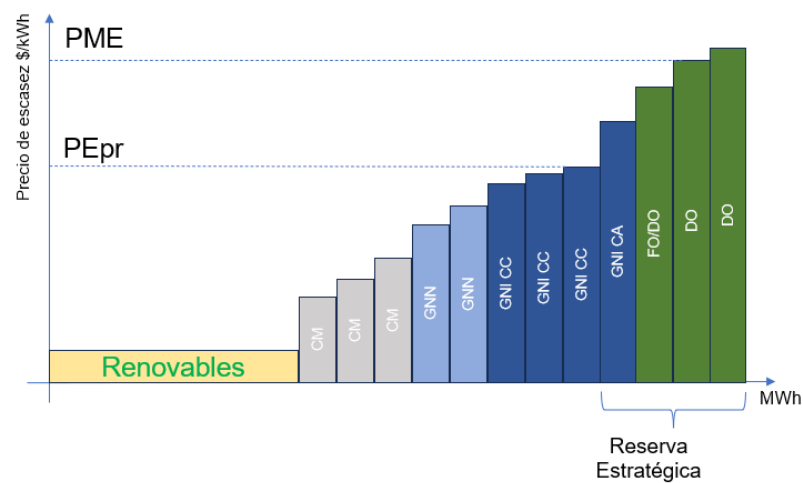
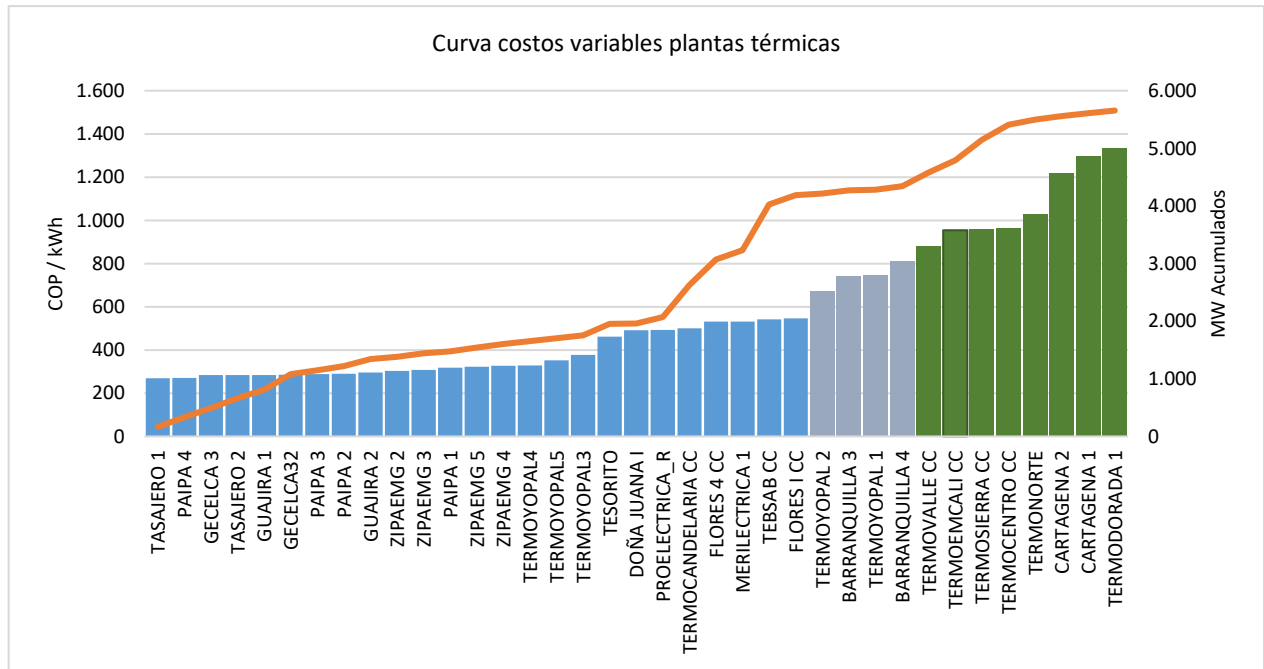


Ilustración 15. Interpretación de la propuesta de implementación de una reserva estratégica en el SIN.

Establecer una reserva estratégica en los términos propuestos implicaría definir una capacidad de generación de cerca de 1.470 MW en esa condición, que representa aproximadamente el 26% de la capacidad disponible en plantas térmicas y que del orden de la capacidad en plantas que operan con carbón, 1.606 MW. Al retirar este grupo de plantas podría implicar que el precio de escasez pasara de 1.000 \$ / kWh a alrededor de los 550 \$/kWh.

En la siguiente ilustración se muestra la curva de costos variables de las plantas térmicas y la capacidad instalada acumulada de esta tecnología.



D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 25

Ilustración 16. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos.  
Fuente: Sinergox, cálculo CREG

Ahora bien, surge la inquietud de si este conjunto de plantas puede ser considera como reserva, es decir, que se guarden para su uso en condiciones críticas, lo que implicaría que en condiciones normales no se encuentra en operación.

Para analizar lo anterior, se toma como referencia un mes con hidrología típica (septiembre de 2022) y otro con hidrología crítica (marzo de 2024), en el primer caso, para atender una demanda de 6.409 GWh se despacharon cerca de 3.3 GWh con combustibles líquidos en varios días como se muestra en la siguiente ilustración.

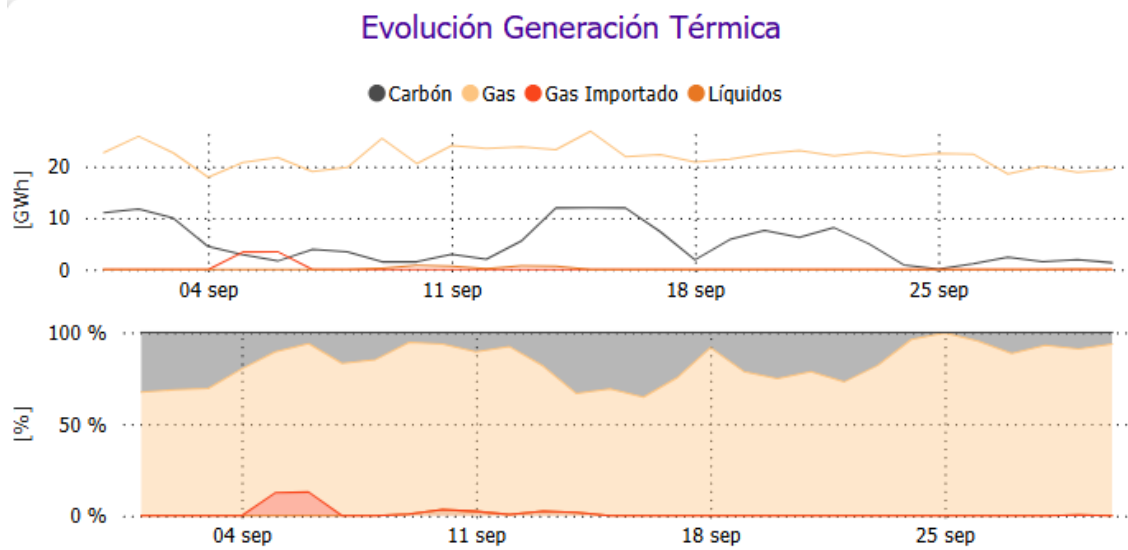


Ilustración 17. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos.  
Fuente: Sinergox

Ahora con condiciones críticas, estas plantas son empleadas de manera más relevante, como se muestra en la ilustración en donde para ese mes se generaron 38.86 GWh con líquidos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 26

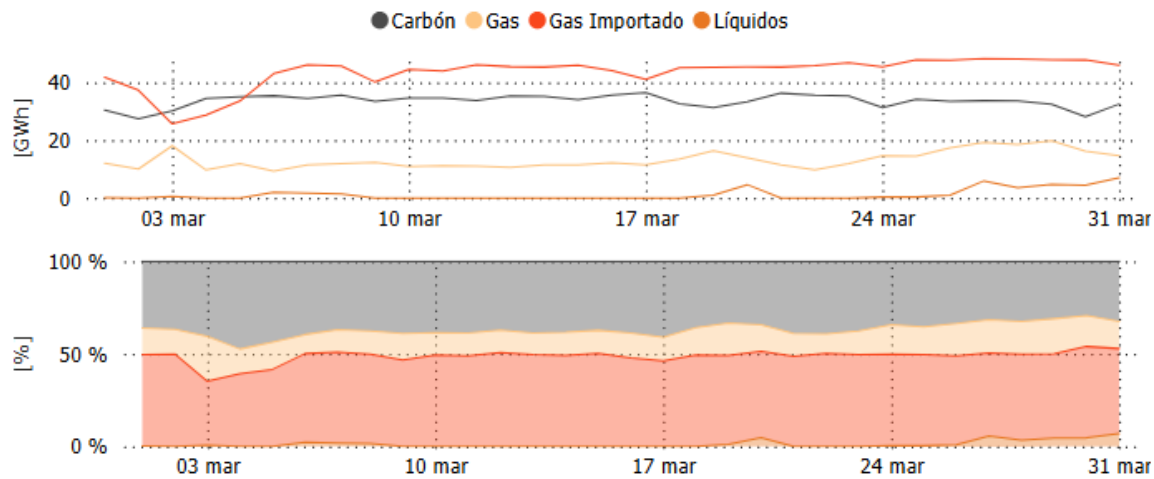


Ilustración 18. Función de oferta de los recursos de generación ordenados de mayor a menor costo variable y señalando 4 grupos.  
Fuente: Sinergox

En síntesis, se puede mencionar los siguientes elementos sobre esta alternativa sugerida a la Comisión:

- i. La propuesta implica, como fue entendida, dos remuneraciones para las plantas cuyo PEpr no cubre sus costos variables: una por tener las Obligaciones de Energía Firme y otra por permanecer en el mercado.
- ii. En la actualidad con la remuneración de las OEF, dichas plantas permanecen en el mercado, siendo que son plantas con bajo despacho, pero están disponibles para el sistema en cualquier momento.
- iii. Al ser reserva estratégica solo estarían disponibles para operar en condiciones críticas. Lo que podría conllevar a que el sistema quede descubierto sobre todo en las zonas en donde se tienen problemas de restricciones.
- iv. En el sistema colombiano, en donde la oferta y la demanda están en equilibrio, dejar de disponer de estos recursos en condiciones normales parece riesgoso para la operación y requiere analizarse en profundidad.
- v. Desde el punto de vista comercial, la demanda que se contrata va a tener que asumir unos costos que no están previstos. Lo que podría desincentivar la contratación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27

7. ANALISIS DE IMPACTOS

A continuación, se presenta un análisis sobre los impactos cuantitativos y cualitativos de diferentes elementos de las alternativas mencionadas en el numeral anterior sobre los precios de la bolsa, el costo unitario de prestación del servicio y sobre la remuneración del cargo por confiabilidad.

7.1. Efectos sobre el precio de bolsa

Para evaluar el efecto de las medidas en el precio de bolsa para compras o PBT se hace un ejercicio cada uno de los casos planteados en el numeral 6.2.2, considerando una demanda de 220 GWh y las OEF por plantas para el período 2023-2024.

Los resultados son los siguientes:

a) Caso 1:  $PE_i < PB < PE_s$

Para el caso 1, se asumen diferentes precios de bolsa (PB) iniciando con 700 \$/kWh e incrementando en 50 \$/kWh hasta llegar a 950 \$/kWh, valores que son superiores a  $PE_i$  pero inferior a  $PE_s$  y se compara con el PBT que se obtiene aplicando la propuesta. Además, se hace la relación porcentual, es decir, cuanto varía el PBT con respecto al precio PB.

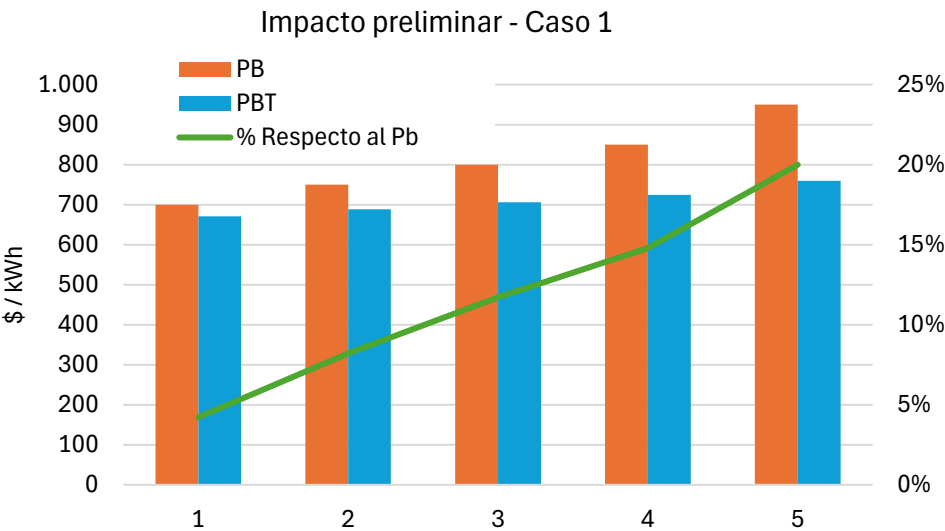


Ilustración 19. Ejercicio número caso 1 con un  $PE_L$  de 654 \$/kWh

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 28

De acuerdo con la ilustración 19, el PBT tiene valores que son entre un 4.2% y 20% menores que el precio de bolsa (PB), lo que permite identificar que se cumple con el objetivo de tener un precio techo para las compras a valores altos.

Tomado un  $PE_L$  de 540 \$/kWh, se tienen reducciones del orden de 15 % a 28 % en el precio de bolsa como se muestra en la Ilustración 20.

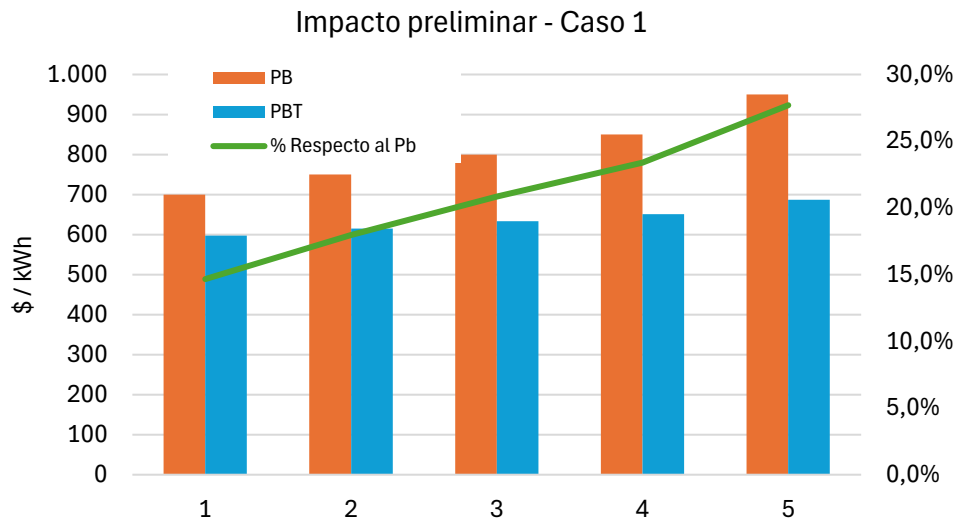


Ilustración 20. Ejercicio número caso 1 con un  $PE_L$  de 540 \$/kWh

b) **Caso 2:  $PB > PE_s$**

En el caso 2, se asumen dos precios de bolsa (PB) uno de 1.050 \$/kWh y otro de 2.000 \$/kWh, los cuales son superiores al  $PB_s$  y se comparan con el PBT que se obtiene con la propuesta. Así mismo, se determina la relación porcentual.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 29

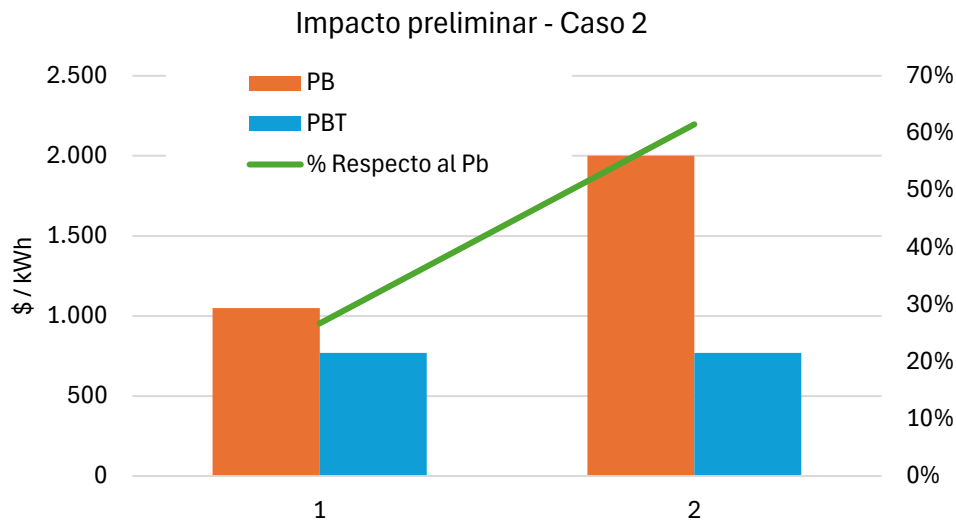


Ilustración 21. Ejercicio número caso 2 con un  $PE_L$  de 654 \$/kWh

Teniendo en cuenta los resultados de la ilustración 21, el PBT tiene valores que son entre un 26.7% y 61.5% menores que el PB. Así las cosas, es evidente que se logra el objetivo de tener un precio techo para las compras a valores altos.

Tomado un  $PE_L$  de 540 \$/kWh, se tienen reducciones del orden de 34 % a 63 % en el precio de bolsa como se muestra en la Ilustración 22.

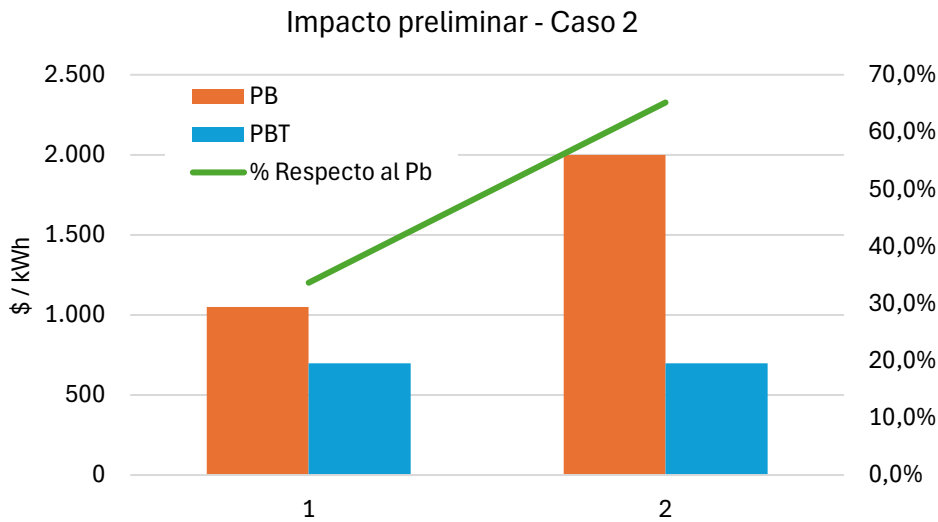


Ilustración 22. Ejercicio número caso 2 con un  $PE_L$  de 654 \$/kWh

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 30

Por otro lado, con el fin de evaluar el efecto de aplicar la medida propuesta, la Comisión consideró los datos observados para el precio de bolsa nacional, precio de escasez, precio marginal de escasez y precio de escasez de activación, para el periodo comprendido entre el 11 de septiembre de 2023 y el 24 de mayo de 2024 toda vez que este periodo estuvo caracterizado por días de precios de bolsa altos.

La siguiente ilustración da cuenta de esos análisis y permite observa que, tras la aplicación de la medida propuesta, se presenta una reducción efectiva del precio en periodos en los que la condición crítica del sistema implicaba un incremento esperado en el precio de bolsa.

Así mismo, en el gráfico es posible observar la distancia resultante entre los dos precios de escasez, lo cual valida la pertinencia de considerar su definición a partir de los costos variables de los recursos de generación agrupados en al menos dos conjuntos.

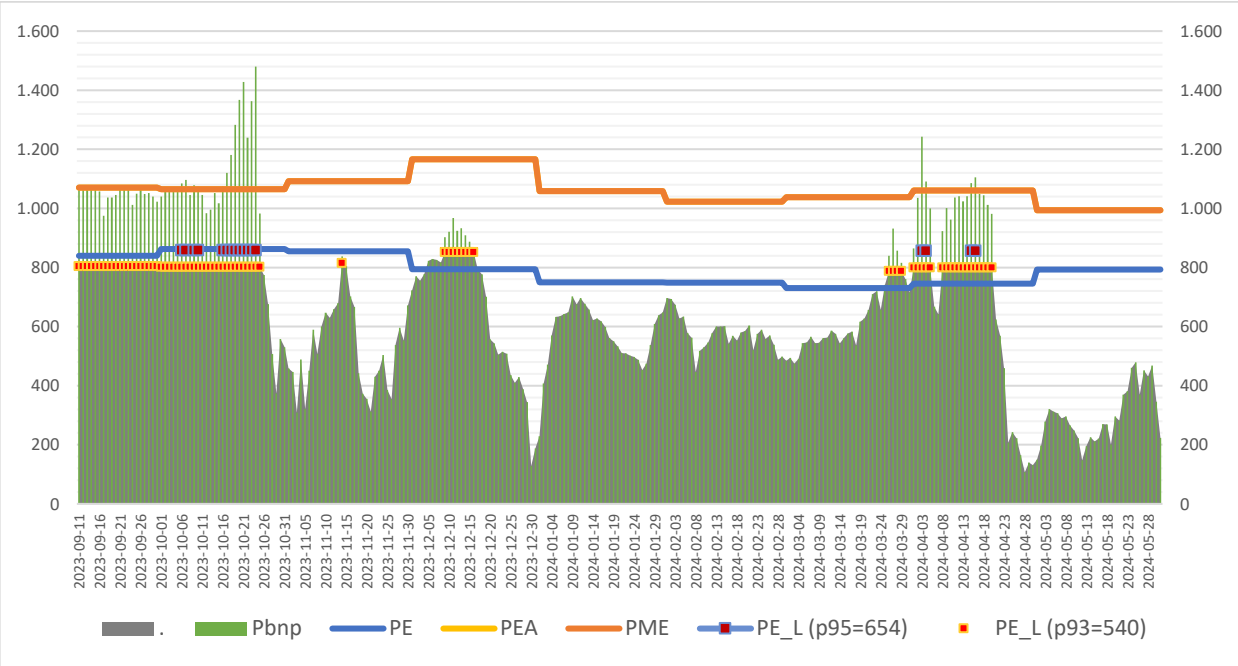


Ilustración 23. Análisis de comportamiento de precio de bolsa y precios de escasez en un periodo de hidrología crítica y precios de bolsa altos.  
Fuente: Sinergox, cálculos CREG

7.2. Efectos sobre el precio el pago del Cargo por Confiabilidad

Considerando las alternativas de precios de escasez para plantas con costos variables bajos y el procedimiento del anexo 1 de la Resolución CREG 140 de 2017 se tiene que para un precio de 654 \$/kWh el incremento en la remuneración del cargo por confiabilidad sería del orden de 1,1 USD/MWh tomando una prima de 18,2 USD/MWh, una tasa de cambio de 4.000 \$/USD y un precio marginal de escasez de 932\$/kWh.

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 31

Dado que las Obligaciones de Energía Firme de recursos costo variables bajos son del orden del 50% de la OEF totales, el incremento del valor del Cargo por Confiabilidad estaría del orden de 2,4 \$/kWh. Es decir, si el cargo actualmente es del orden de 77,6 \$/kWh se pasaría a 80 \$/kWh.

Por otro lado, con un PEI de 540 \$/kWh y los demás parámetros iguales al análisis anterior el incremento del valor del Cargo por Confiabilidad sería del orden de 3.2 \$/kWh y con lo que se colocaría en aproximadamente 81 \$/kWh.

### 7.3. Efectos esperados sobre el Costo Unitario (CU)

Así mismo, es posible aproximar la forma en que se trasladaría el efecto al Costo Unitario (CU) y, para tal fin se deben tener en cuenta al menos tres elementos:

- Por un lado, que el componente de Generación (G) tiene un peso promedio el 35% del CU.
- Por otro lado, que el nivel de contratación y de exposición a bolsa de energía por parte de los agentes comercializadores, resulta determinante para la determinación de la disminución que finalmente perciben los usuarios en la tarifa final (CU).
- Adicionalmente, no se consideran los efectos en el componente de pérdidas reconocidas y comercialización por los cambios en el componente de generación, que, en caso de reducciones de este último, también conllevan una reducción en las pérdidas reconocidas y la comercialización a usuarios regulados.

Para presentar este punto, podemos considerar dos situaciones asociadas al nivel de contratación de los agentes en bolsa:

**a) Situación 1: Empresas comercializadoras de energía con niveles de contratación cercanos al 80% de su demanda comercial (20% de sus compras en bolsa).**

Este es un caso típico ya que en promedio los agentes comercializadores tienen una exposición cercana al 20% de su demanda comercial en la bolsa de energía.

Ahora bien, tras la aplicación de la medida, si suponemos una reducción de los precios de transacción en bolsa del 25% (este escenario es resultado de las simulaciones para septiembre de 2023 y se abordó en la sección 7.1 de este documento), el efecto esperado sería una reducción de 1,8% en el Costo Unitario de prestación del servicio<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Esta estimación es el resultado de multiplicar el efecto 25% por la participación de las compras en bolsa 20% por la participación del componente de Generación en el Costo Unitario.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 32



**b) Situación 2: Empresas comercializadoras de energía con niveles de contratación cercanos al 50% de su demanda comercial.**

Este es un caso que se presentó en algunos comercializadores en el periodo del Fenómeno de El Niño 2023-2024 que considerando el análisis del literal anterior, la disminución en el costo unitario por la aplicación de la medida podría ser del orden de 4.4 %.

En todo caso es necesario considerar el efecto neto sobre el costo unitario al agregar el ajuste en la remuneración del cargo por confiabilidad con los impactos generales analizados anteriormente.

#### **7.4. Efectos esperados sobre las empresas comercializadoras de energía eléctrica**

En relación con los efectos que se advierten sobre un menor costo de las compras en bolsa en periodos de activación de precio de escasez, es posible mencionar de manera cualitativa el impacto en las empresas de comercialización ante una menor presión en la caja de las compañías, la disminución del saldo acumulado por la aplicación de la variable AJ en el componente de generación y la disminución de las exigencias en montos garantizados.

#### **7.5 Ajustes a la subasta de expansión del cargo por confiabilidad**

Considerando la alternativa de disponer de dos precios de escasez debe abordarse la determinación de la prima del cargo por confiabilidad en las subastas de expansión entre otros elementos de ajuste de la regulación vigente.

Para este caso, la comisión considera que es posible mantener una sola subasta para determinar las dos primas, es decir, las primas para las plantas de costos variables superiores e inferiores, para ello se tiene la subasta por la totalidad de la demanda y con todas las tecnologías involucradas en un único proceso.

En la siguiente Ilustración se muestra de manera esquemática los elementos generales de la subasta en donde la función de oferta resulta del ordenamiento de las ofertas de las plantas participantes y en donde la prima se obtiene del corte con la curva de demanda y la planta de un grupo específico, en el esquema de costos variables bajos CV3i, la cual fija la remuneración para este grupo y para el otro grupo se determina su remuneración con la planta inmediatamente anterior de dichos costos variables, en el ejemplo CV3s.

La función de demanda se construye de acuerdo con la regulación vigente.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 33

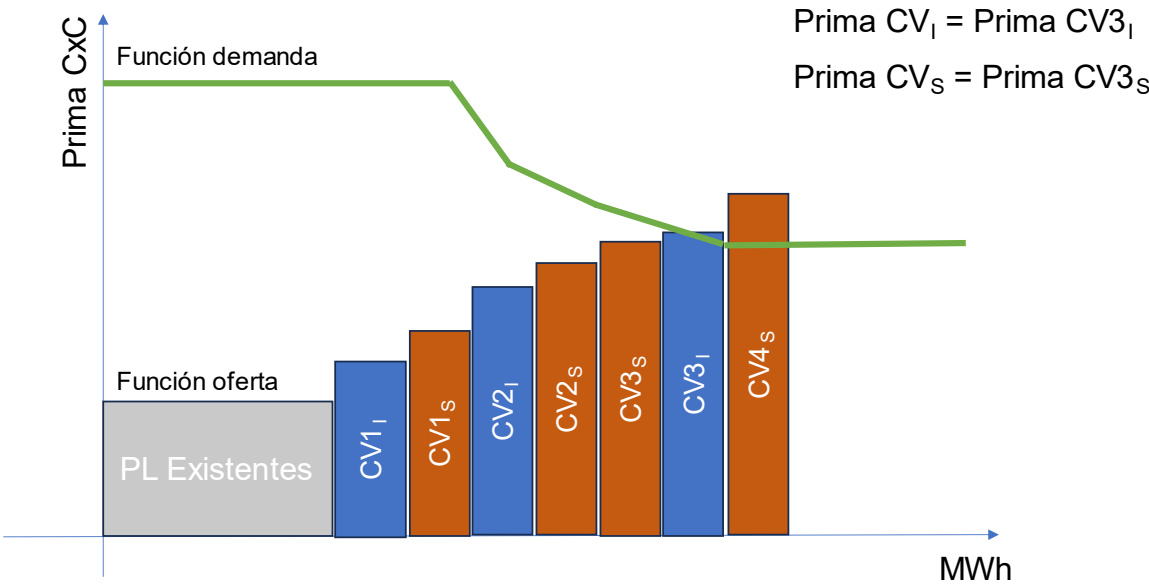


Ilustración 24. Análisis de comportamiento de precio de bolsa y precios de escasez en un periodo de hidrología crítica y precios de bolsa altos.

8. CONSULTA PUBLICA

8.1 Consulta pública del Documento CREG 901 098 de 2024

Como resultado de la consulta pública del Documento CREG 901 098 de 2024 se recibieron 18 comunicaciones de los diferentes grupos de interés:

Empresa	Radicado	Empresa	Radicado
Nitroenergy	E2024009095	Andesco	E2024009104
Andeg	E2024009073	XM	E2024009106
Tebsa	E2024008955	Acolgen	E2024009110
Prime	E2024008965	ENEL	E2024009114
EPM	E2024009091	Gecelca	E2024009119
Celsia	E2024009094	EEP	E2024009117
Termonorte	E2024009098	Ser Colombia	E2024009120
Isagen	E2024009099	Aire	E2024009121
CAC	E2024009100	Cobra	E2024009123

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 34

Los comentarios fueron agrupados por temas para su análisis e incluidos en las secciones anteriores en la medida en que fuera pertinente. A continuación, se presenta una síntesis:

- a) **Desincentivo a la contratación:** Un precio de escasez bajo podría desincentivar la contratación, afectando el cierre financiero de proyectos renovables y la estructura financiera de los recursos renovables que ofertan energía para contratos.  
  
El efecto del precio de escasez es imponer un techo a las operaciones en Bolsa de Energía, pero no debe convertirse en un instrumento para aliviar las ineficiencias de contratación que alguno o algunos agentes comercializadores hayan hecho en el mercado
- b) **Problemática en la existencia de dos precios de escasez:** Con dos precios de escasez asociados a dos primas del cargo por confiabilidad se representa una mutación hacia un esquema de cargo por tecnología y se desdibuja el fundamental del cargo por confiabilidad de que la energía es un bien homogéneo.
- c) **Armonización con variables asociadas al cargo por confiabilidad:** Aún se mantiene la referencia al numeral 1.4.1 de la Res. 071 de 2006 que ha perdido vigencia.
- d) **Idoneidad y eficacia de la regla actual – Resolución CREG 140 de 2017:** La no activación de las Obligaciones de Energía Firme en El Niño 23-24 no fue problema de Precio de Escasez de Activación, sino por las señales de intervención.
- e) **Carbón como planta de generación de costos variables bajos:** El carbón es abundante pero no es ajeno a las coyunturas internacionales, caso conflicto Rusia-Ucrania, lo que podría comprometer su operación, se podría volver a presentar lo sucedido en el Niño 15-16.
- f) **Sobre las señales de inversión:** La propuesta normativa viola el artículo 83 de la Constitución Política colombiana, dado que, los principios de buena fe y confianza legítima se afectan ante el cambio en el precio de escasez.
- g) **Oportunidad de la medida:** La medida es inconveniente teniendo en cuenta los efectos que acarrea su implementación especialmente en la coyuntura actual de estrechez entre el balance de la oferta y la creciente demanda.
- h) **Reducción artificial del precio de escasez:** La reducción a partir de variables que no fundamentan una señal de escasez altera las decisiones que deben tomar los agentes para la administración del embalse, especialmente en condiciones de baja hidrología.
- i) **Precio de escasez bajo – PE:** La definición es incierta para los agentes al momento de participar en una asignación de Obligaciones de Energía Firme, pues la curva de

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 35

duración de precios cambia en el tiempo y puede quedar desacoplada de costos reales de los costos variables.

- j) **Precio de Escasez depurado para definir un único valor:** En la formación del precio de escasez excluir a las plantas térmicas de altos costos variables, es decir, aquellas que operan con combustibles líquidos y la de ciclo abierto con GNL. Las plantas excluidas quedan bajo la figura de Reserva Estratégica, conservan las OEF para atender demanda ante condiciones críticas, no harán parte en la formación del precio de bolsa, en condiciones no críticas se les otorgaría una remuneración que los incentive a permanecer en el mercado y, en caso de ser despachadas, se les reconocerían todos sus costos variables.
- k) **Mantener la premisa de un solo producto:** Es necesario mantener la premisa de un solo producto y no separar en productos diferenciados un mismo atributo de firmeza para el sistema.
- l) **Mirar en conjunto con otras iniciativas:** Como es el caso de la intervención a la formación al precio de bolsa, propuesta en la Resolución CREG 701 049 de 2024
- m) **Riesgo de desabastecimiento:** Esta propuesta trasladaría todo el riesgo de desabastecimiento a los generadores, por lo que deberá incorporarse en la discusión el contrapeso remunerativo de ese nuevo riesgo trasladado.
- n) **Precio de escasez único:** El precio de ejercicio debe ser un valor único determinado por el mercado, no por tecnología. Asegura que todos los generadores tengan las mismas condiciones para activar su obligación de suministro.

Con base en los aspectos comentados por los agentes, se tienen las siguientes conclusiones:

- El precio de escasez es un elemento central en el esquema del Cargo por Confiabilidad, adoptado con la Resolución CREG 071 de 2006 y posteriormente complementado con el precio marginal de escasez (PME) que se adoptó con la Resolución CREG 140 de 2017, pues indica a partir de qué momento se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme (OEF) a los generadores que participan voluntariamente en dicho mecanismo.
- El precio de escasez determina una asignación de riesgos del precio de bolsa entre los generadores con OEF y la demanda en un período crítico y, por ende, termina siendo fundamental en la definición del cargo que reciben los generadores por la confiabilidad que prestan al sistema.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 36

- El precio de escasez en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad cumple 3 funciones relevantes: i) activa la condición crítica, es decir, define el momento a partir del cual son exigibles la OEF, ii) es el techo de precio que paga la demanda por sus compras en bolsa, y iii) define el precio al cual se remuneran las OEF al generador cuando se hacen exigibles.
- Teniendo en cuenta las diferentes situaciones que se presentaron durante la presencia del fenómeno de El Niño 2023 – 2024, la Comisión ha encontrado conveniente hacer un análisis para establecer si el precio de escasez cumple con las funciones que se le establecieron en la regulación y proponer ajustes al respecto.
- Se ha evidenciado que el Precio Marginal de Escasez (PME), adoptado con la Resolución CREG 140 de 2017, ha perdido la función de ser un techo para las compras en bolsa, lo que se podría denominar un techo de segundo nivel, dado que el techo de primer nivel para las compras en bolsa son los contratos de largo plazo.
- Ahora bien, teniendo en cuenta que en el Sector Eléctrico Colombiano (SEC) se tienen tecnologías de costos variables bajos y altos, se encuentra posible tener 2 tipos de precios de escasez, uno para las plantas de costos variables inferiores (PE<sub>i</sub>) y el otro para las plantas de costos variables superiores (PE<sub>s</sub>).
- Con este esquema combinado de precios de escasez propuesto se cumplen con las tres (3) funciones que tiene el precio de escasez: i) activar la condición crítica, ii) techar los precios que paga la demanda por sus compras en bolsa, y iii) definir el precio al cual se remuneran las OEF al generador cuando se hacen exigibles.

Teniendo en cuenta los elementos descritos en las secciones precedentes y los comentarios recibidos al Documento CREG 901 098 de 2024, la Comisión consideró pertinente publicar para consulta un proyecto de resolución con los siguientes aspectos:

a) Se establecen dos precios de escasez:

- Plantas con costos variables superiores: Metodología Precio Marginal de Escasez de la Resolución CREG 140 de 2024.
- Plantas con costos variables inferiores: se toma como valor de referencia 359 \$/kWh actualizado con la variación de los contratos declarados de carbón.

b) Los valores se aplican de manera obligatoria para todas plantas del sistema con asignaciones de Obligaciones de Energía Firme obtenidas en los diferentes

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 37

mecanismos de asignación con anterioridad a la entrada en vigor de la propuesta normativa.

- c) No se realiza un ajuste a la remuneración del cargo por confiabilidad.
- d) Se propone ajustar la determinación del precio de cierre de la subasta de expansión para obtener las primas para las plantas de costos variables inferiores y superiores.
- e) Aplicación de la medida una vez finalicen los ajustes en las plataformas informáticas del administrador del mercado tomando un plazo de 2 meses para ello.
- f) Fijar un plazo de consulta de 10 días hábiles.

## 8.2 Consulta pública del proyecto de resolución CREG 701 065 de 2024

Como resultado de la consulta pública del proyecto de resolución CREG 701 065 de 2024 se recibieron 34 comunicaciones de los diferentes grupos de interés:

Empresa	Radicado	Empresa	Radicado
Acolgen	E2024014331	Gecelca	E2024015056
Colibri Energy	E2024014629	Optima Consultores	E2024015058
Epm	E2024014677	Isagen	E2024015059
Asomovil	E2024014752	Ecopetrol	E2024015060
CAC	E2024014777	Celsia	E2024015061
ACCE	E2024014828	Andesco	E2024015062
Prime	E2024015010	Termonorte	E2024015063
Andeg	E2024015026	Smarten	E2024015064
Derivex	E202401503	AES	E2024015065
Edp	E2024015037	CAC	E2024015066
SSPD	E2024015039	Termotasajero	E2024015067
XM	E2024015040	Greenyellow	E2024015068
Enel	E202401504	Promigas	E2024015069
Epm	E2024015045	Depi Energy	E2024015070
Proelectrica	E2024015047	SerColombia	E2024015072
Tebesa	E2024015048	Air-e	E2024015073
Acolgen	E2024015052	GEB	E2024015074

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 38

Una vez revisados y analizados la totalidad de los comentarios recibidos a la propuesta normativa, la cual estuvo acompañada del Documento CREG 901 130 de 2024, a continuación, se agrupan los comentarios por los temas relevantes para la discusión.

- a) Vulneración del principio de confianza legítima:** La implementación del mecanismo propuesto de manera obligatoria y sin ajuste en la prima del cargo por confiabilidad implica la modificación unilateral por parte del regulador de las OEF que han sido previamente asignadas, conllevará necesariamente al surgimiento de controversias jurídicas ante el desconocimiento a los inversionistas de los derechos económicos que habían adquiridos en proceso competitivos con reglas predefinidas.
- b) Incremento de la percepción de riesgo:** La implementación del mecanismo propuesto es un hecho sobreviniente y la imposibilidad de adherirse de manera voluntaria están generando incertidumbre y preocupación en el sector financiero quienes respaldan con crédito, coberturas e instrumentos de inversión a los agentes generadores e inversionistas.
- c) Riesgo para la confiabilidad y el abastecimiento del sistema eléctrico:** La implementación del mecanismo propuesto podría poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico y el aseguramiento del abastecimiento de energía a los usuarios. Al desincentivar la inversión en nuevos proyectos de generación y afectar la viabilidad financiera de plantas existentes, especialmente térmicas a carbón, se compromete la capacidad del sistema para atender la demanda creciente, aumentando el riesgo de desabastecimiento en el mediano y largo plazo.
- d) Afectación a la optimización y gestión eficiente de los recursos energéticos:** La medida podría conducir a una utilización ineficiente de los recursos hidráulicos y térmicos. Al activar constantemente las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) y establecer precios techo bajos, se fuerza a las plantas hidráulicas a generar de manera continua, afectando la gestión óptima de los embalses.
- e) Desincentivo de participar en próximas subastas de CxC:** Se ponen en riesgo la confiabilidad en el abastecimiento de energía dado que la implementación del mecanismo propuesto afecta la señal de expansión ante la falta de seguridad jurídica a la que se exponen las nuevas inversiones, en consecuencia, se podrían ver afectadas:
- Las ofertas y los resultados de la subasta 2027-2028 ante la incertidumbre de la suficiencia financiera de los agentes generadores.
  - Las ofertas y los resultados de la subasta de reconfiguración de compra prevista para las vigencias 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028.
  - Entendiendo que el CxC es un mecanismo complementario para los proyectos FNCER, estas tecnologías perderían el incentivo de participación en las subastas

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 39



porque se tendría una alta probabilidad de activación del despacho de su planta y ante desviaciones en la OEF los costos serían muy altos para su frecuencia de activación y cubrimiento.

- f) Contravención de un criterio tarifario:** Al establecer un PEI en \$359 kWh es desconocer el mandato establecido en el numeral 87.4 del artículo 87 de la Ley 142 de 1994, que implica que, en aplicación del criterio de suficiencia financiera los agentes generadores deben recuperar los costos de las plantas térmicas que emplean como combustible el carbón.
- g) Distorsión en las señales de precio y posibles impactos negativos en el mercado energético:** La propuesta podría generar distorsiones en la formación de precios en la bolsa de energía, afectando las señales de escasez y la eficiencia del mercado. Esto está vinculado a otros riesgos descritos, tales como el desembalsamiento acelerado de los embalses, impactos negativos en la gestión de recursos hídricos y las posibles afectaciones al incentivo para la contratación bilateral por parte de los comercializadores.
- h) Desincentivo a la contratación:** El mercado de contratos tiende a desaparecer dado que se elimina el incentivo a la contratación bilateral por parte de los comercializadores y se incentiva la contratación en la bolsa por el PEI tan bajo; pues en todo caso, el valor máximo de compra de energía sería de \$359 kWh.
- i) Afectación de cierre financiero de los proyectos de FNCER:** Como consecuencia del desincentivo a la contratación bilateral para el cubrimiento de los precios de bolsa, los proyectos FNCER se afectarán de manera directa dado que su principal mecanismo de financiación depende de la suscripción de contratos de largo plazo con los comercializadores o generadores. Lo anterior es contradictorio con el desarrollo de la política de transición energética del gobierno nacional.
- j) Ausencia de justificación del PEI:** En el desarrollo del Documento CREG 901 130 de 2024 se incluyó un análisis detallado de los percentiles 95 y 93; sin embargo, no quedó incluida la justificación del percentil 85 que corresponde al PEI que finalmente quedó establecido en el proyecto normativo.

Lo anterior, está referenciado por los agentes que formularon comentarios cuando sostienen que si bien, solicitaron la realización de estudios detallados y la apertura de espacios de discusión, como talleres o mesas de trabajo, para construir soluciones consensuadas que no comprometan la estabilidad del sector, la propuesta carece de un análisis de impacto normativo exhaustivo que evalúe las consecuencias económicas y sistémicas de las medidas propuestas.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 40



Teniendo en cuenta los elementos descritos en las secciones precedentes y los comentarios recibidos a la Resolución CREG 701 065 de 2024 y su Documento CREG 901 130 de 2024, a continuación, presentamos los tres criterios que fueron establecidos para su análisis y algunas de las alternativas que se plantearon para la evaluación de la medida propuesta.

<b>Criterio</b>	<b>Propuesta 701 065</b>	<b>Alternativas</b>		
Riesgo jurídico	Obligatorio para plantas existentes  (Concepto agencia jurídica)	Opcional existentes  Obligatorio futuras	Opcional existentes + cambio de expectativa frente a ingreso cierto  Obligatorio futuras	Opcional existentes + cambio de expectativa frente a ingreso cierto + incentivo \$  Obligatorio futuras
Afectación a la política pública TEJ	Se reduce el incentivo al desarrollo de FNCER (Participación subastas, contratación de largo plazo, percepción de riesgo de los inversionistas y entidades financieras) Percentil 85 359 \$/kWh. Cubre 70 % de las ofertas carbón	Ajustar a otro valor de referencia  Percentil 90 462 \$/kWh Persiste la falta de reconocimiento de costos para plantas con carbón. Cubre 85 % de las ofertas carbón	Ajustar a otro valor de referencia  Percentil 93 540 \$/kWh Cubre el 93 % de las ofertas de plantas de carbón	Ajustar a otro valor de referencia  Percentil 95 654 \$/kWh Se cubre el 99 % de las ofertas de plantas de carbón
Estabilidad en la tarifa de usuario final	Se reduce el incentivo a la contratación, pero las variaciones están acotadas a un valor de hasta 359 \$/kWh	Ajustar a otro valor de referencia  Percentil 93 540 \$/kWh	Ajustar a otro valor de referencia  Percentil 95 654 \$/kWh	

*Ilustración 25. Análisis de comentarios y criterios de evaluación.*


Como se puede observar en la Ilustración 25, de izquierda a derecha, según las observaciones recibidas se establece una valoración de riesgo, pasando de alto (rojo) a medio (naranja) y bajo (verde) según las alternativas de implementación analizadas.

Una vez discutidos y analizados los criterios de riesgo jurídico, la posible afectación a la política pública de transición energética justa y la estabilidad en la tarifa de usuarios final, la Comisión considera pertinente adoptar en su integridad la propuesta regulatoria publicada a consulta el 13 de septiembre de 2024 por considerar que cumple con el objetivo propuesto.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 41

## 9. ABOGACIA DE LA COMPETENCIA

### 9.1 Cuestionario de evaluación de incidencia sobre la libre competencia del proyecto regulatorio

	<b>EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS CON FINES REGULATORIOS</b>  Resolución 44649 de 2010-Abogacía de la Competencia	<b>CÓDIGO:</b> PC01-F02
		<b>VERSIÓN:</b> 2
		<b>FECHA:</b> 2022-12-09

<b>Nombre de la entidad solicitante:</b>	<b>COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS</b>		
<b>Nombre(s) de la(s) entidad(es) interviniente(s):</b>			
<b>Nombre del Proyecto de Regulación:</b>	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.		
<b>Objeto del Proyecto de Regulación:</b>	Actualizar la metodología para la definición del precio de escasez manteniendo el cubrimiento de los costos variables de cada una las tecnologías, sin interferir en los incentivos para contratar, y manteniendo rentas inframarginales.		
<b>Fecha de diligenciamiento:</b>	30 09 2024		
<b>CUESTIONARIO</b>			
<b>PREGUNTA</b>	<b>SI</b>	<b>NO</b>	<b>JUSTIFICACIÓN A LA RESPUESTA</b>
<b>1. ¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la repuesta a alguna de las siguientes preguntas:</b>			
a)	¿El proyecto regulatorio otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes?		XX

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 42

b)	¿El proyecto regulatorio establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta?		XX	
c)	¿El proyecto limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio?		XX	
d)	¿El proyecto eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas?		XX	
e)	¿El proyecto crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión?		XX	
f)	<b>Incrementa de manera significativa los costos:</b>			
	i) ¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados?		XX	
	ii) ¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados?		XX	
<b>2. ¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:</b>				
a)	¿El proyecto controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción?	XX		Por ser una intervención para definir un techo en el precio de bolsa de energía, la respuesta es afirmativa.
b)	¿El proyecto limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos?		XX	
c)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos?		XX	
d)	¿El proyecto otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes?	XX		Por ser una intervención que tiene un tratamiento distinto para aquellos proyectos de generación que ya tienen OEF respecto de futuros proyectos

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 43

				entrantes, se considera esta respuesta afirmativa.
e)	¿El proyecto otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras?		XX	
f)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial?		XX	
g)	¿El proyecto limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes, pero bajo nuevas formas?		XX	
<b>3. ¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:</b>				
a)	¿El proyecto genera un régimen de autorregulación o corregulación?		XX	
b)	¿El proyecto impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo, precios, nivel de ventas, costos, etc.)?		XX	
<b>En opinión del regulador ¿El Proyecto genera alguna otra limitación a la libre competencia económica?</b>				
Conforme a los resultados obtenidos con el diligenciamiento del anterior cuestionario la medida regulatoria podría tener limitaciones a la libre competencia.				
<b>CONCLUSIONES</b>				
Conforme lo dispuesto en el Artículo. 2.2.2.30.5 del Decreto Único 1074 de 2015, se remite el proyecto final regulatorio y el presente documento a la Superintendencia de Industria y Comercio para su conocimiento y concepto.				

## 9.2 Concepto de Abogacía de la Competencia sobre el proyecto regulatorio

Con base en lo establecido en los artículos 2.2.2.30.3 y 2.2.2.30.5 del Decreto 1074 de 2015, por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo y se compila el Decreto 2897 de 2010, se respondió el cuestionario establecido por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), a efectos de evaluar la incidencia en la libre competencia de los mercados de esta medida. Como resultado se concluyó que esta normativa podría ser restrictiva de la competencia y, en consecuencia, la Comisión en su Sesión 1342 del 28 de septiembre de 2024, analizadas las

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 44

observaciones y comentarios recibidos al proyecto decidió remitir a la SIC el contenido y soporte del proyecto de resolución.

Con radicado No. 24-422517-40 de fecha 31 de octubre de 2024, la SIC emitió respuesta a la solicitud de concepto de abogacía de la competencia sobre el 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.*” presentada mediante el radicado CREG No. S2024006503 de fecha 1 de octubre de 2024.

Sobre la finalidad que persigue la medida e idoneidad de esta para alcanzar el fin propuesto, la SIC realizó las siguientes afirmaciones:

*...En consecuencia, esta Autoridad concluye que la iniciativa se **encuentra respaldada por una finalidad constitucionalmente legítima**...*

*... Por las razones antes descritas, **se podría inferir razonablemente que las medidas propuestas son potencialmente idóneas para satisfacer los objetivos de política pública que planteó la CREG** con el fin de restablecer la función que tiene el precio de activación de la condición crítica en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad (CxC), al actuar como un techo o valor máximo que puede pagar la demanda del país por la energía. Sin embargo, es importante señalar que las **medidas propuestas plantean ciertos desafíos en consideración a los riesgos que, de manera concurrente, podrían generar en el mercado.** Por consiguiente, para garantizar que la medida sea la más adecuada para alcanzar los objetivos perseguidos y reconociendo las numerosas complejidades que confluyen en el mercado de energía en Colombia, esta Superintendencia realizará a continuación el análisis de proporcionalidad de las reglas establecidas en el proyecto...*

Así mismo, respecto de las potenciales ventajas que conlleva la implementación de la medida la SIC concluyó:

*... En este contexto, aunque a primera vista podría parecer que la asignación de remuneraciones diferentes representa un trato desigual o discriminatorio, **en realidad, reconocer costos diferenciados es una forma de considerar las características técnicas únicas de cada tecnología.** Esto permite reflejar mejor las particularidades de cada tipo de tecnología y sus costos de operación específicos, logrando así un ajuste más fiel a la realidad económica de los distintos agentes del mercado ...*

*... Un techo al precio de bolsa más bajo **podría llevar a la baja los costos relacionados con la generación de energía y repercutir en la disminución del Costo Unitario,** variable que es cobrada a los usuarios finales en su factura de electricidad ...*

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 45

*... Ahora bien, debe anotarse que **existe una relación inversamente proporcional entre el Precio de Escasez (PE) que determina la activación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) y la prima del Cargo por Confiabilidad (CxC). Esto se da por cuanto, a un menor Precio de Escasez (PE), habrá un riesgo mayor de activación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que tienen como techo dicha variable, con sus consecuentes costos operativos y de oportunidad....***

Adicional a las anteriores conclusiones, esta Comisión incluyó en los análisis y justificaciones para la adopción de la medida definitiva los siguientes elementos expuestos por la SIC:

**a) Desincentivo de contratación a largo plazo:**

La propuesta podría limitar los incentivos de generadores y comercializadores para suscribir contratos bilaterales, fundamentales para la estabilidad financiera y operacional del sector.

**b) Barrera de entrada a nuevos competidores (medianos o pequeños):**

La SIC identificó que los costos asociados con la propuesta podrían representar una barrera significativa para pequeños y medianos generadores interesados en participar en el mercado.

**c) Afectación a la política pública de transición energética:**

La SIC mencionó que las condiciones propuestas podrían afectar las señales de inversión para tecnologías renovables, comprometiendo los objetivos de la política pública en materia de transición energética.

**d) Ausencia de reconocimiento de costos operativos a las térmicas:**

El precio de escasez propuesto podría no cubrir adecuadamente los costos operativos de plantas térmicas, generando riesgos para su operación continua.

**e) Desbalance entre la remuneración del cargo por confiabilidad y el precio de escasez:**

La Superintendencia identificó que la remuneración del cargo por confiabilidad podría no ser proporcional al nuevo esquema de precios de escasez, afectando la sostenibilidad económica de los agentes.

**f) Compromete la seguridad jurídica y estabilidad regulatoria por cambios unilaterales:**

El concepto de Abogacía señala que la propuesta regulatoria incorpora cambios unilaterales en las reglas del juego podrían generar incertidumbre y afectar la confianza en el marco regulatorio.

**g) Desincentivo de participación en nuevas subastas:**

En concepto de la SIC, la propuesta podría reducir la participación de agentes en futuras subastas de confiabilidad, lo que podría comprometer la competitividad y eficiencia del mercado.

Finalmente, la SIC recomendó a la CREG lo siguiente:

- *“Justificar con fundamento en criterios técnicos, económicos y jurídicos por qué las reglas propuestas en torno a la definición del percentil aplicable como valor de referencia para determinar el Precio de Escasez Inferior (PEI) y la no incorporación de un mecanismo de transición para los generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF) previamente asignadas implican mayores beneficios en relación con los riesgos expuestos en este concepto.”*
- *“Exponer las razones técnicas, económicas y jurídicas que justifican la conveniencia de adoptar este proyecto frente a las demás alternativas regulatorias enunciadas por la CREG en el documento soporte que acompaña el proyecto.”*

### **9.3 Análisis de la CREG y ajustes en la propuesta para abordar los aspectos señalados por la SIC**

#### **9.3.1 Sujetos pasivos de la medida y etapa de transición voluntaria**

Sobre la modificación de las condiciones de las OEF asignadas para los períodos 2024-2025, 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028, luego de analizar las observaciones a las Resolución CREG 701 065 de 2024 y el Documento CREG 130 de 2024 recibidas de los interesados, así como los análisis de la SIC al citado proyecto normativo, la Comisión está de acuerdo en que las obligaciones de energía tienen su origen en la voluntad de una pluralidad de agentes que concurrieron a las subastas, bajo las reglas y condiciones específicas de cada una de estas.

En la certificación que expide el ASIC es claro que cada uno de los agentes adquirió una obligación bajo las condiciones de precio de cierre de la respectiva subasta, como remuneración del cargo por confiabilidad y precio de escasez como remuneración de la energía firme entregada cuando se cumpla la condición.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 47



Estamos entonces frente a un negocio jurídico con equivalencia entre las prestaciones que el obligado debe satisfacer y la remuneración que va a recibir, por tanto, resulta contrario a la seguridad jurídica del negocio la modificación unilateral de una de las variables por parte del regulador.

Así lo entendió la CREG cuando se alteraron las condiciones del precio de escasez por una variación imprevista del indexador. En la resolución 140 de 2017 la Comisión ofertó una opción a los generadores para cambiar el precio de escasez, una de las variables del negocio, pero ajustando hacia abajo el valor del cargo por confiabilidad. Unos agentes se acogieron y otros no, porque cada uno tenía un cierre financiero distinto.

La no afectación de situaciones jurídicas consolidadas adicionalmente resuelve las observaciones recibidas frente a una posible afectación de los agentes con OEF previamente asignadas respecto de la suficiencia financiera de estos, la libre competencia y formación de precios eficientes en próximas subastas.

En consideración a los anterior, el nuevo precio de escasez que se expide tiene las siguientes características: (i) aplica a partir de su expedición y publicación en el Diario Oficial para las siguientes subastas del cargo por confiabilidad que convoque esta Comisión, en donde en la definición de la prima del Cargo por Confiabilidad ya se tendrá en cuenta el nuevo precio de escasez, y (ii) para las asignaciones de OEF previas, el acogimiento será de manera voluntaria, lo cual estará emparejado con la aplicación del menú de contratos diseñado para tal fin.

### 9.3.2 Precio de Escasez Inferior (PE<sub>I</sub>)

El proceso de definición del Precio de Escasez Inferior (PE<sub>I</sub>) se fundamenta en la identificación de un nivel de precio que cumple con las condiciones necesarias para garantizar las condiciones de la contratación bilateral, mantener un balance adecuado entre los incentivos para la operación eficiente y la estabilidad del mercado, así como proporcionar señales adecuadas para la expansión y confiabilidad operativa del sistema.

En el análisis, se tuvieron en cuenta los siguientes elementos:

- Histórico de ofertas (Precios de bolsa)
- Contratación del mercado Regulado
- Costos Nivelados de Energía (LCOE)

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 48





Como parte de los análisis se resalta que el Precio de Escasez Inferior – PE<sub>i</sub> no constituye un valor fijo de remuneración para los agentes, si no que corresponde a una metodología para definir el valor referencia del sistema, el cual actúa como variable indicativa para la activación de las Obligaciones de Energía Firme – OEF, asignadas mediante el mecanismo de Cargo por Confiabilidad – CXC.

Lo anterior se puede ilustrar mediante el comportamiento histórico de los precios de bolsa. Actualmente, el sistema ya cuenta con un valor de referencia denominado Precio de Escasez de Activación – PEA, el cual se actualiza mensualmente, según la metodología definida en la Resolución CREG 140 de 2017.

En la siguiente ilustración se observa que, desde el año 2017, el Precio de Bolsa – PB se ubicó la mayoría del tiempo en valores relativamente inferiores respecto al PEA, lo anterior asociado a otras variables del sistema como condiciones hidrológicas o de disponibilidad de recursos.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 49

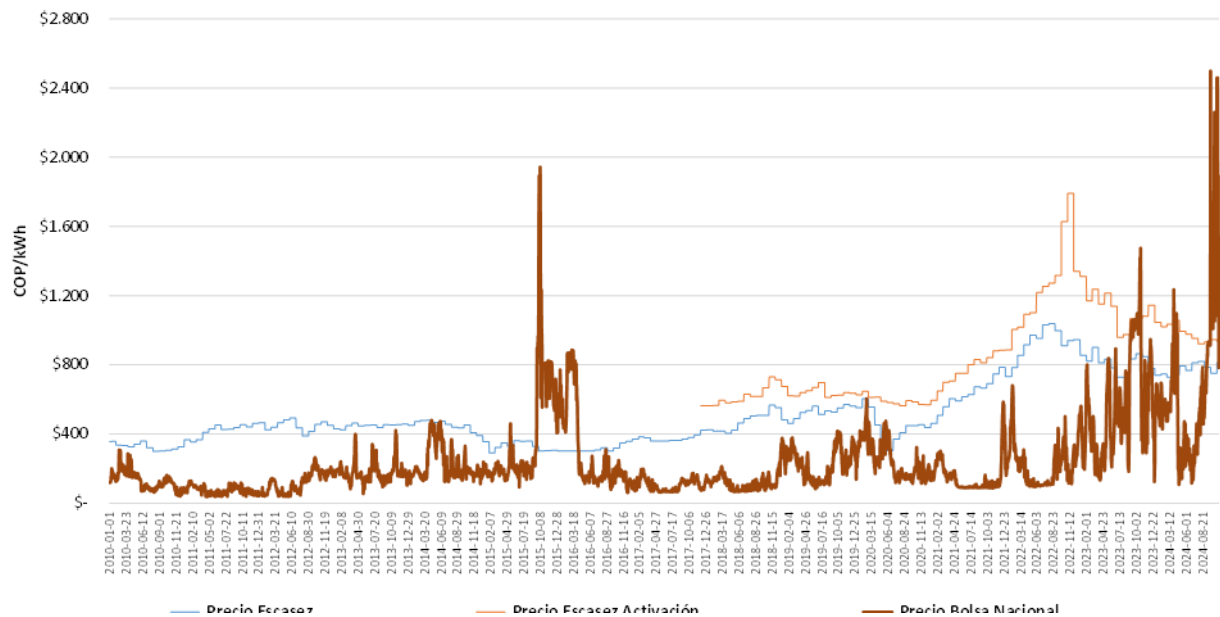


Ilustración 25: Histórico de precios de referencia del mercado  
Fuente: Sinergox, cálculos CREG

A continuación, se presenta el análisis de las alternativas de Precio de Escasez Inferior (PE<sub>I</sub>), en función de los elementos indicados:

- a) Histórico de ofertas:
  - i. Análisis histórico a partir de la curva de duración de precios de bolsa:

La siguiente ilustración corresponde a la curva de duración de precios de bolsa, desde enero de 2000 hasta junio de 2024, en precios constantes de ese último periodo.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 50

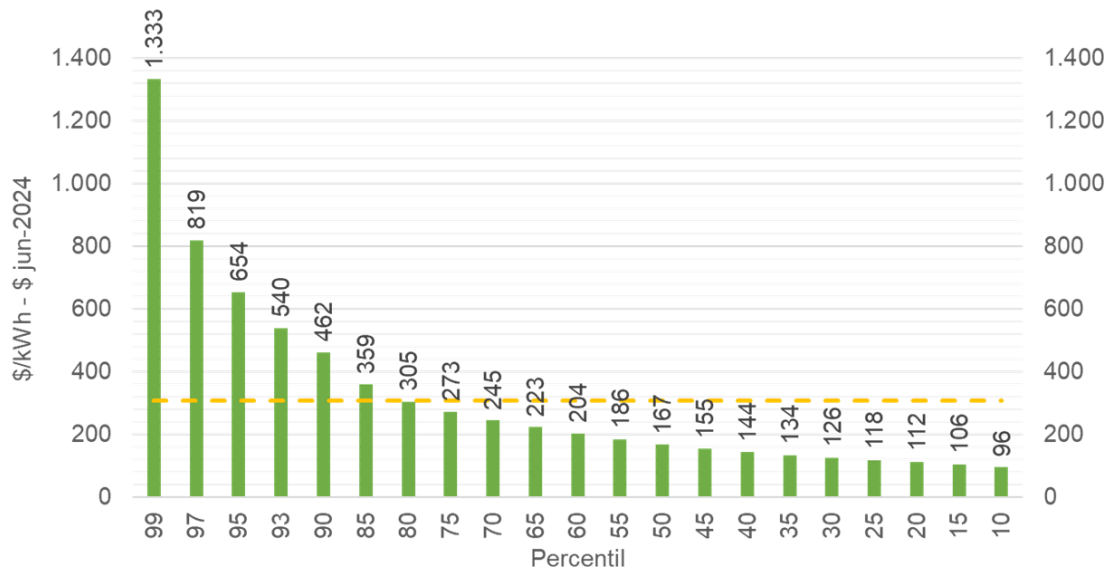


Ilustración 26: Curva de duración de precios de bolsa horario desde enero de 2000  
Fuente: Sinergox, cálculos CREG

Del análisis estadístico de los datos se encuentra que, el percentil 85 de esta curva se establece en 359 COP/kWh, así mismo, se encuentran otros valores de referencia como el percentil 90 (463 \$/kWh) o el percentil 95 (654 \$/kWh). Adicionalmente, la línea amarilla punteada en el gráfico corresponde con el nivel promedio de precios de contratos.

El valor presentado en la consulta de 359 \$/kWh, equivale al Percentil 85 del histórico de precio de bolsa horario. De la gráfica se observa que, este nivel garantiza que el precio propuesto esté alineado en un alto porcentaje con el comportamiento histórico de los precios horarios.

ii. **Análisis histórico a partir del histograma de frecuencia de precios de bolsa:**

Al análisis anterior, se suma la información que revela el histograma de frecuencia de precios de bolsa que se presenta en la siguiente ilustración. El histograma que se construye con los precios de bolsa observados en todas las horas desde el 1 de enero de 2000 hasta el 29 de noviembre de 2024, expresados en precios constantes de octubre de 2024 y eliminando atípicos. Este gráfico demuestra que los intervalos de precios cercanos a 359 \$/kWh reflejan una frecuencia significativa que agrupa el 89% de los precios observados, lo que refuerza la representatividad del PEi propuesto.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 51

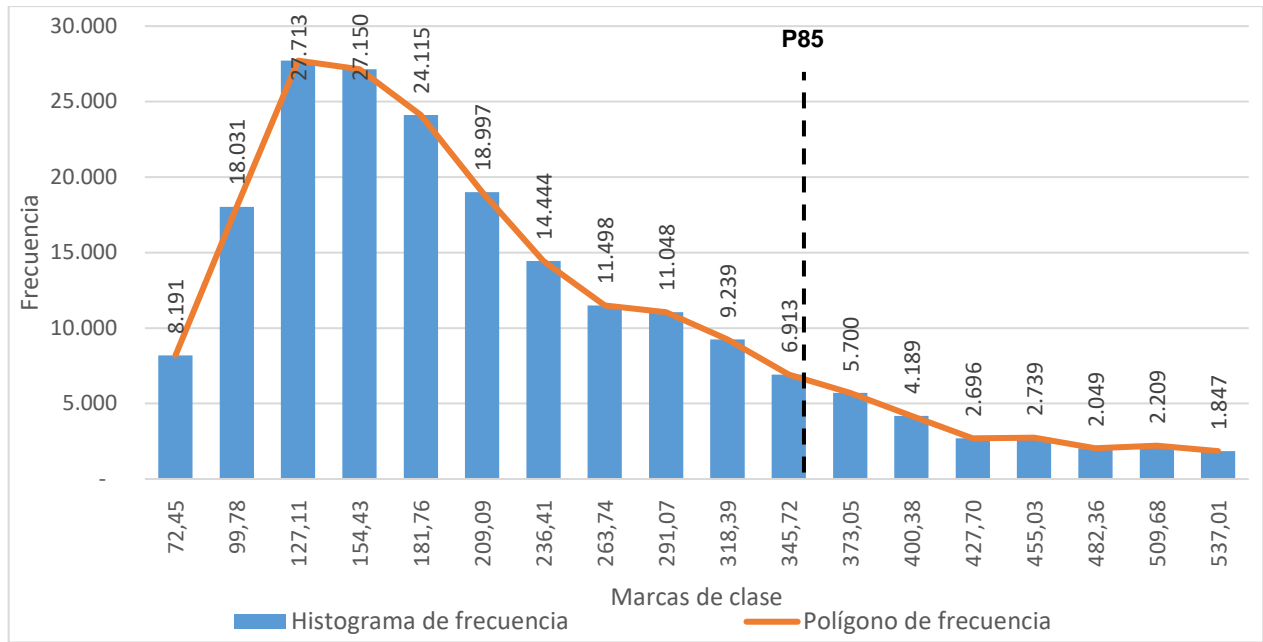


Ilustración 27: Histograma de frecuencia de precios de bolsa horario desde enero de 2000  
Fuente: Sinergox, cálculos CREG

iii. **Análisis comparativo con el precio promedio de contratos y el MC:**

Se analizó la relación entre los PE<sub>i</sub> correspondientes al percentil 80 (305 \$/kWh), al percentil 85 (359 \$/kWh), y al percentil 90 (462 \$/kWh), respecto de dos métricas relevantes: el promedio mensual de precios de contratos y el costo promedio ponderado por energía (MC).

• **PE<sub>i</sub> propuestos y promedio mensual de contratos (2018-2024):**

- i. Este análisis mostró que, en los 84 meses observados, los PE<sub>i</sub> del percentil 90 (462 \$/kWh) y del percentil 85 (359 \$/kWh), estuvieron por encima del promedio mensual de precios de contratos.
- ii. Por otro lado, el PE<sub>i</sub> del percentil 80 (305 \$/kWh), si bien se encuentra por encima del precio promedio mensual de contratos en 54 de los 84 meses observados, en 30 meses queda por debajo (35% de los casos).

Lo anterior puede indicar que con el PE<sub>i</sub> del percentil 90, los generadores podrían obtener rentas que no se derivan de un mecanismo competitivo toda vez que hay un PE<sub>i</sub> menor (en el percentil 85) que cubre costos variables promedio y que sigue estando por encima del promedio mensual de contratos. En contraste, un percentil inferior (ej. P80) tiene el potencial de dejar descubiertos el valor medio de algunos meses.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 52

- **PE<sub>i</sub> propuestos y MC (2018-2024):**

- El análisis de los percentiles 80, 85 y 90 confirma que el percentil 85 ofrece un balance que permite cubrir los precios ofertados de generación en un porcentaje igual o mayor al 85% y mantener la estabilidad en el mercado. Lo anterior, teniendo en cuenta que el PE<sub>i</sub> del percentil 85 se mantuvo por encima del MC en todos los meses del periodo analizado. Este comportamiento permite estimar que el PE<sub>i</sub> no afectaría negativamente los costos de referencia de la contratación bilateral y garantiza que se cubran los costos variables de generación de un 85% de las plantas/agentes que han estado contratados a estos valores.
- En el caso del percentil 90 (462 \$/kWh), aunque cumple con los objetivos planteados, su nivel más alto podría derivar en rentas adicionales a las eficientes para cubrir costos de generación. Este escenario podría constituir una carga adicional en el precio final que perciben los usuarios.
- El percentil 80 (305 \$/kWh), si bien es adecuado en 40 de los 84 meses observados, en 44 meses queda por debajo del promedio de precios de contratos (47% de los casos), lo cual podría generar riesgos para la estabilidad financiera de los agentes.
- En contraste, el percentil 85 permite estimar que el precio de escasez inferior sea suficientemente bajo para no impactar negativamente los precios de contratación y suficientemente alto para cubrir los costos y evitar distorsiones en el mercado.

#### iv. **Conclusión**

El precio de escasez inferior propuesto en 359 \$/kWh representa un nivel técnicamente fundamentado que cumple con los objetivos regulatorios, evita impactos negativos en la contratación y mantiene la estabilidad del mercado. Este nivel asegura una cobertura adecuada de costos y fortalece la eficiencia del mecanismo de Cargo por Confiabilidad, alineándose con los objetivos de la CREG para garantizar la sostenibilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Además, como se presenta más adelante el precio de escasez inferior no es la referencia para evaluar las decisiones en la contratación, dado que el precio para compras en bolsa es el promedio ponderado de los precios de escasez que se activen y el precio de bolsa, para conformar lo que se denomina el Precio de Transacción en Bolsa, tal como se explica en el literal b).

#### **b) Incentivo para la contratación de energía:**

Entre los elementos fundamentales para la contratación a mediano y largo plazo de energía se encuentra la reducción de la exposición a la bolsa, en particular durante los periodos de

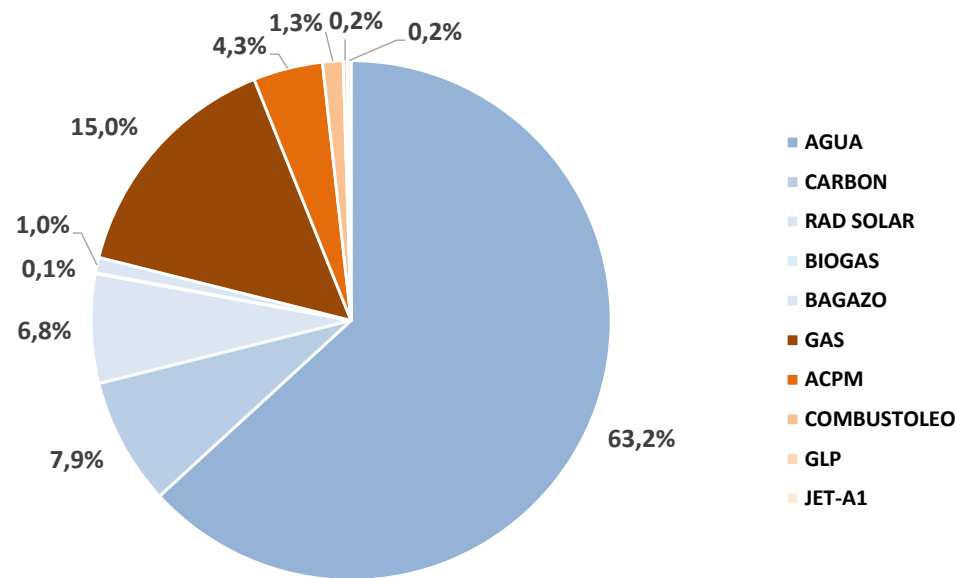
D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 53

operación crítica del sistema, generalmente asociados por bajos aportes hídricos. Contar con altos niveles de contratación, permite que los usuarios tengas tarifas estables. Dado lo anterior, es importante analizar el impacto de la medida sobre la contratación de energía a mediano y largo plazo.

Como parte del análisis, se realiza una revisión de la participación de los precios de escasez inferior y superior desde la oferta. En primer lugar, se encuentra que respecto al total de la capacidad instalada (Nov 2024) el 78,9% corresponde a plantas y/o unidades de generación con Precio de Escasez Inferior (PE<sub>I</sub>), predominando la participación de las centrales operadas con recurso hídrico, seguidas por las centrales a carbón, tal y como se presenta en la siguiente ilustración.

Ilustración 28: Participación del grupo de precios según la capacidad instalada de los recursos de generación.



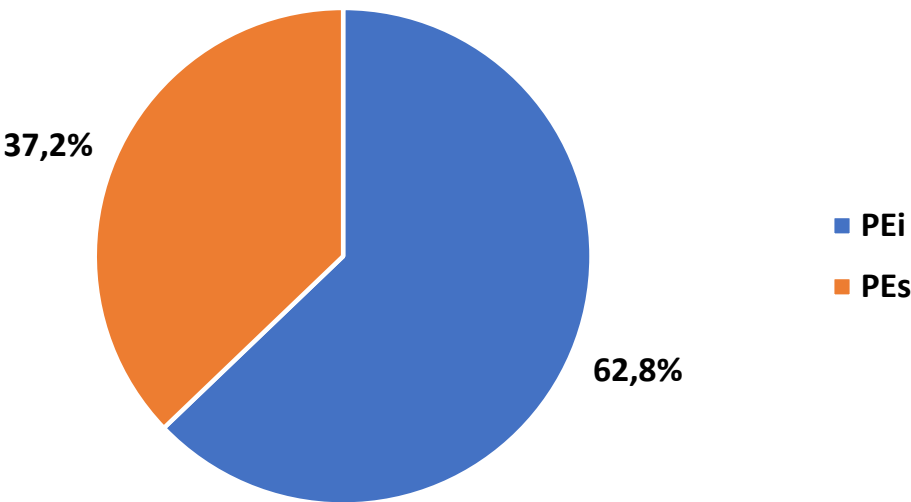
Fuente: Sinergox, cálculos CREG

Respecto al grupo de plantas con Precio de Escasez Superior (PE<sub>S</sub>), se encuentra que en agregan en total el 21,1% de la capacidad del sistema, siendo las plantas operadas con Gas Natural tienen la mayor participación.

Así mismo, se analiza la participación respecto a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas para el periodo 2023 – 2024. En este caso se encuentra que el 62,8% de las OEF fueron asignadas a plantas del grupo de Precio de Escasez Inferior y el 37,2% restantes a plantas del grupo de Precio de Escasez Superior, como se presenta a continuación.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 54

Ilustración 29: Participación del grupo de precios según las OEFs de los recursos de generación.



Fuente: XM, cálculos CREG

A continuación, se presentan escenarios de estimación del PTB que consideran los datos históricos de la generación ideal del sistema durante el periodo diciembre 2023 hasta noviembre 2024:

● **Escenario Base:**

En primer lugar, se analiza un escenario en cual se asume la entrada en vigencia de la resolución a partir del 1 de diciembre de 2023. Para este caso, las plantas activan sus obligaciones según el precio al cual les fueron asignadas o acogidas, es decir una gran proporción de plantas con precio marginal de escasez definido en la Resolución CREG 140 de 2017, y en menor proporción algunas centrales de generación las cuales tiene como referencia el Precio de Escasez (PE) definido en la Resolución CREG 071 de 2006.

En la siguiente grafica se presentan precios diarios representativos del mercado, así como la estimación del Precios de Transacciones en Bolsa (PTB). De los datos se encuentra que, durante el periodo de análisis, el Precio de Bolsa (PB) se fue superior al Precio de Escasez (PE) durante 99 días y por encima del Precio de Escasez de Activación (PEa) durante 50 días. Durante este periodo también se resalta también la activación del mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad a finales del mes de septiembre.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 55

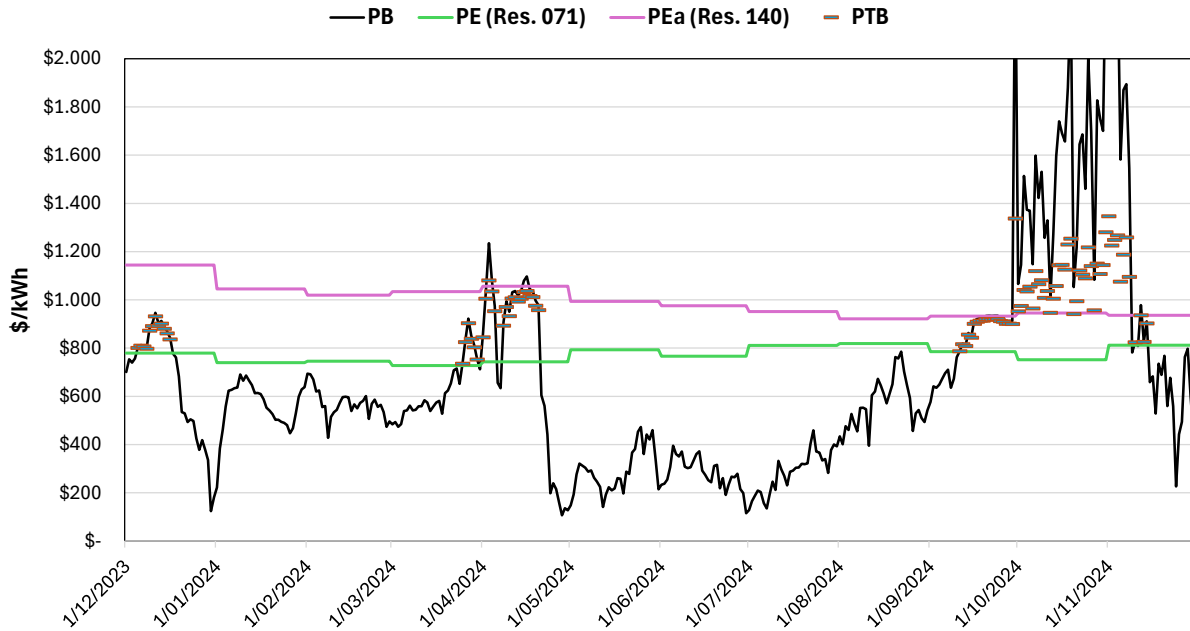


Ilustración 30: Estimación PTB Escenario Base. Comparación con precios de referencia  
Fuente: XM, cálculos CREG

En cuanto al PTB se encuentra que:

- La PTB se activa una vez el precio de bolsa supera al precio de escasez.
- Cuando la PTB esta activa, su valor es inferior al precio de bolsa en todos los casos.
- El valor máximo de la PTB durante toda la vigencia fue de 1.346,2 \$/kWh, para un día en que el PB fue de 2.459,3 (ese día se encontraba activo el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad).
- Excluyendo el periodo en el cual estuvo activo el mecanismo para sostenimiento de la confiabilidad, el máximo valor estimado de PTB es de 1.079,7 \$/kWh para un día cuyo PB fue de 1.234,7 \$/kWh, representando un beneficio para la demanda superior a 150,0 \$/kWh.
- En cuanto al beneficio para la demanda, cuando está activado el PTB (excluyendo los días que no estuvo activado el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad), se estima en promedio 17,9 \$/kWh, con un máximo de más de 150 \$/kWh.

#### • Escenario 1:

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 56



Para este caso se tienen los siguientes supuestos de activación de Obligaciones de Energía Firme:

- Se acogen al Precio de Escasez Inferior las plantas hidráulicas con embalse cuya regulación es inferior a 1 mes (Alban, Betania, Ituango, Miel I, Playas, Porce II Porce III, San Carlos y Urra<sup>4</sup>), las plantas eólicas y las plantas solares.
- Las plantas con asignaciones de energía firme según la resolución CREG 071 activan sus obligaciones cuando el Precio de Bolsa supera al Precio de Escasez.
- Las demás OEF se activan cuando el precio de bolsa supera al Precio de Escasez de Activación (Res. 140)

En la siguiente grafica se ilustra la comparación entre el PTB y los precios de referencia del mercado. De los resultados se observa que el valor medio del PTB se estima en 651,4 \$/kWh con un máximo de 1.278,9 \$/kWh. Así mismo, al comparar el PTB con el precio de bolsa se observa un valor medio de 143,8 \$/kWh, con un máximo de 1.327,6 \$/kWh a principios del mes de noviembre de 2024 (se encontraba activado el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad).

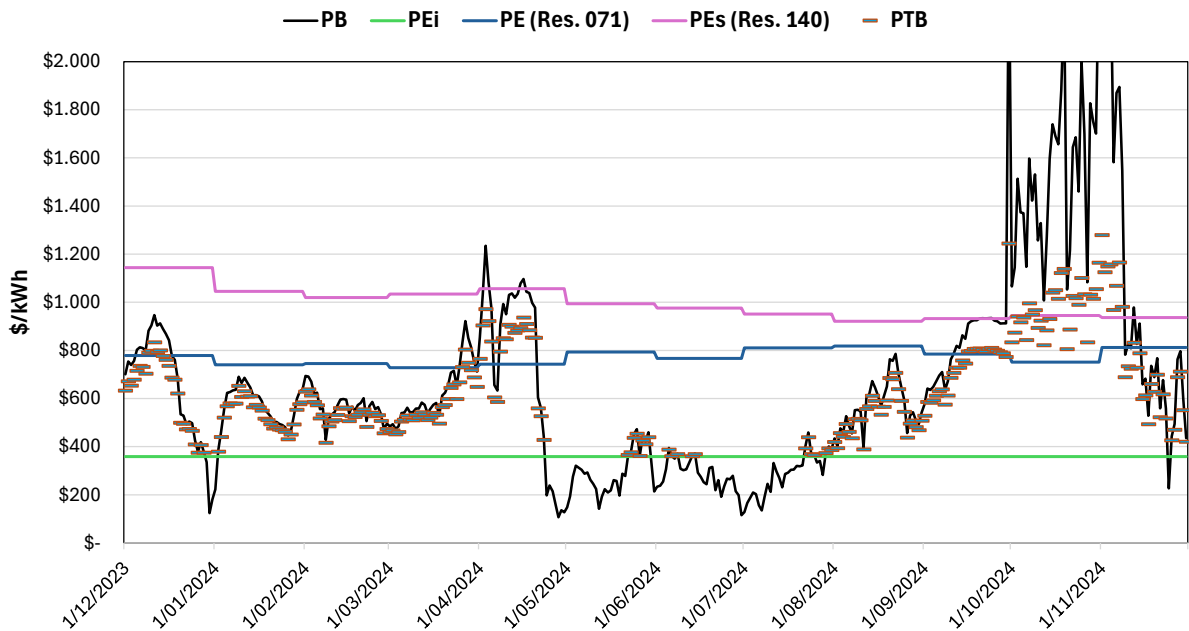


Ilustración 31: Estimación PTB Escenario 1. Comparación con precios de referencia  
Fuente: XM, cálculos CREG

<sup>4</sup> **Fuente:** Boletín Trimestral de Monitoreo de Mercados Mayoristas de Energía y Gas, **UMMEG - SSPD**. Disponible: <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-ummeg-Trimestral-Mar-a-May-2024.pdf>  
D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 57

- **Escenario 2:**

Finalmente, se plantea un escenario en el cual las Obligaciones de Energía Firme de cada central/unidad de generación se activan cuando el precio de bolsa supera el precio del grupo en al cual se clasifican, es decir, si el precio de bolsa se ubica por encima del valor del precio de escasez inferior, se activan las obligaciones de todas las plantas del grupo de plantas con precio variable inferior y de la misma forma para el caso de las plantas del grupo con precio superior.

En este caso se observa que el precio de bolsa se ubica por encima del Precio de Escasez Inferior (359 \$/kWh) durante 282 días es decir cerca del 77,0% del periodo de análisis. Al igual que en los casos anteriores, el precio de bolsa se ubicó por encima del Precios de Escasez Superior (PEs) durante 50 días.

En cuanto al Precio de Transacción en Bolsa se encuentra un valor medio estimado de 554,7 \$/kWh, incluyendo el periodo en el cual estuvo activado el mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad. Así mismo, se estima que el valor máximo de PTB para este escenario es de alrededor de 1.100 \$/kWh.

En cuanto al beneficio (diferencia entre el PB y el PTB) se encuentra que el valor medio fue de 240,5 \$/kWh durante los días que la PTB fue el valor de referencia del mercado. Revisando de manera particular los meses de abril (temporada crítica – fin de verano) y septiembre (mes de bajos aportes – días previos activación del mecanismo para el sostenimiento de la confiabilidad) se encuentran valores máximos de beneficio de 432,8 \$/kWh y 299,3 \$/kWh respectivamente.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 58

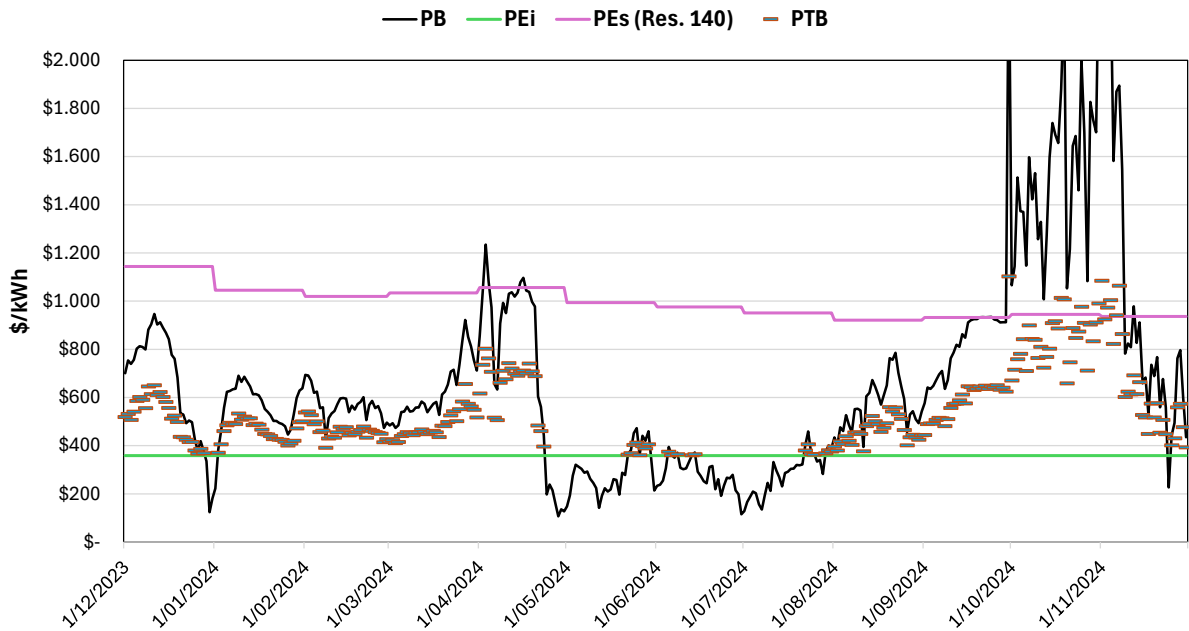


Ilustración 32: Estimación PTB Escenario 2. Comparación con precios de referencia  
Fuente: XM, cálculos CREG

**Conclusión:**

Del ejercicio se puede inferir que, si bien el Precio de Transacción de Bolsa reduce el precio de referencia, respecto al cual los agentes evalúan su necesidad de realizar contratos de energía a mediano y largo plazo, el mismo puede ubicarse por encima del precio de escasez inferior durante varios periodos, lo cual implicaría para los agentes comercializadores estar expuestos a precios elevados. En otras palabras, si bien la señal de contratación de energía para los comercializadores se modifica a la baja, la necesidad de cubrirse ante la volatilidad de la bolsa se sigue manteniendo.

**c) Contratación de energía en el Mercado Regulado:**

Un elemento de análisis que complementa la determinación del Precio de Escasez Inferior (PEi) es la verificación de los percentiles de los datos históricos del precio de bolsa respecto a los valores de los contratos de energía.

Para este análisis se tiene en cuenta la información disponible en el portal del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP) administrado por XM, donde reportan datos relacionados con contratos de energía del Mercado Regulado. Al momento de la consulta (noviembre de 2024), se encontró información de 329 contratos cuyas vigencias se ubican entre el enero y noviembre del año 2025.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 59

En la siguiente ilustración se presenta la distribución de los datos de los obtenidos de SICEP y se muestra líneas de referencia de los percentiles de los valores históricos horarios de los precios de bolsa nacional.

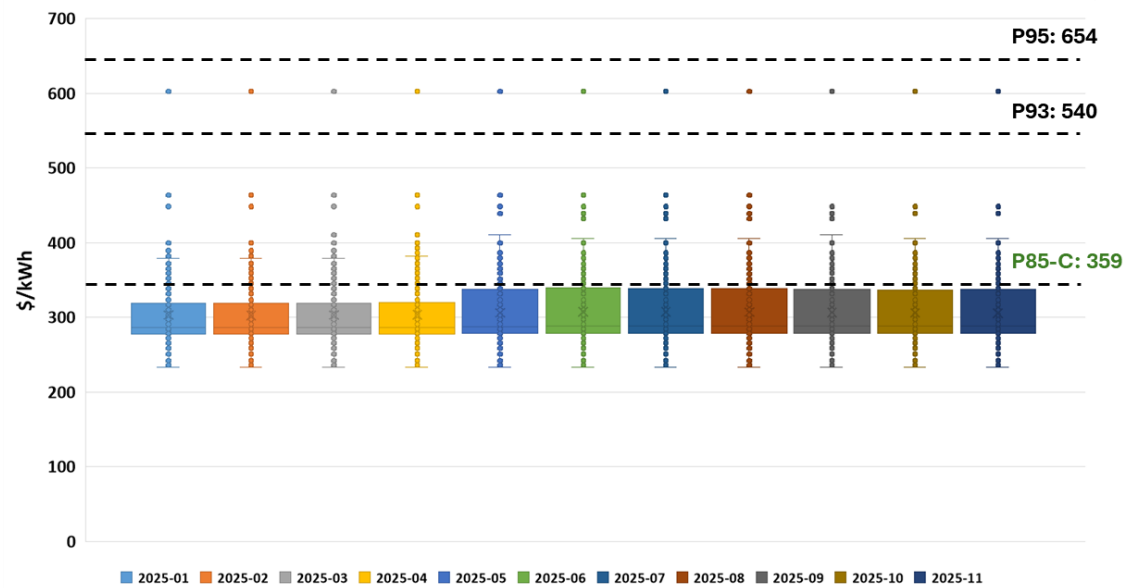


Ilustración 33: Comparación PPP Mercado regulado vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional.  
Fuente: XM (SICEP), cálculos CREG

De los datos se encuentra que, el precio promedio de los contratos es de 305,3 \$/kWh y el valor promedio mensual máximo es de 307,4 \$/kWh para el mes de julio de 2025. En cuanto a los cuartiles, de los datos de XM se obtiene que el promedio del Cuartil 3<sup>5</sup> para los 11 meses es de 330,9 \$/kWh y el valor máximo es 338,9 \$/kWh para el mes de junio. Finalmente, el valor medio del percentil 95 del valor de los contratos es de 384,7 \$/kWh.

Adicionalmente, entre las variables para tener en cuenta se resalta el Precio Promedio Ponderado de contratos con destino al Mercado Regulado (PPP Mercado Regulado), que para el inicio del mes de noviembre de 2024 se ubicó en 316,07 \$/kWh y el Precio Promedio Ponderado de contratos con destino al Mercado No Regulado (PPP Mercado No Regulado) cuyo valor fue 306,8 \$/kWh.

Al comparar los valores descritos, con los percentiles de los datos históricos del precio de bolsa se observa que el P85 (359,0 \$/kWh) se ubica por encima del valor promedio de los contratos de con destino al Mercado Regulado. Así mismo, se encuentra que el valor del P85 también se ubica por encima del máximo Cuartil 3 observado, correspondiente al del mes de junio, con valor de 338,8 \$/kWh. En contraste se encuentra que, el valor del P85

<sup>5</sup> Cuartil 3 incluye el 75,0% de los datos  
D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 60

se ubica por debajo del valor medio del percentil 95 del valor de los contratos observado, correspondiente a 384,7\$/kWh.

**d) En cuanto a la expansión del sistema – Análisis de Costos de Nivelados de Energía (LCOE):**

Entre las consideraciones para la determinación del Precio de Escasez Inferior – PEI se incluyó el concepto de Costo Medio Nivelados de Energía – LCOE, que nos evaluar la viabilidad de la expansión futura de generación.

Según el Banco Interamericano de Desarrollo – BID<sup>6</sup>, el LCOE “... *puede también considerarse como el punto de equilibrio de una central eléctrica, es decir, el precio mínimo al que ésta tendría que vender la electricidad para no ganar ni perder.*” Adicionalmente, el BID indica que, es una herramienta que permite “*comparar de forma consistente los costos de diferentes tipos de tecnologías (solar, eólica, gas natural, etc.).*”

Teniendo en cuenta lo anterior, se utiliza esta metodología para el cálculo de LCOE para identificar los valores de referencia para las tecnologías que hacen parte del Grupo de plantas con precios variables inferiores (PCVI).

De manera general, se puede indicar que el cálculo del LCOE consiste en estimar el costo promedio total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil. Ahora bien, al revisar el detalle aritmético del cálculo, la Agencia Internacional de Energía Renovable – IRENA<sup>7</sup> indica que el LCOE se determina a partir de la siguiente expresión:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

LCOE = Costo Medio Nivelados de Energía

$I_t$  = Costo de inversión en el año  $t$

$M_t$  = Gastos de O&M en el año  $t$

$F_t$  = Gasto de combustible en el año  $t$

$E_t$  = Generación de electricidad en el año  $t$

$r$  = Tasa de descuento

<sup>6</sup> ¿Cómo calcular cuánto cuesta generar la energía eléctrica? Banco Interamericano de Desarrollo – BID. Disponible: <https://idbinvest.org/es/blog/energia/como-calcular-cuanto-cuesta-generar-la-energia-electrica>

<sup>7</sup> Renewable Power Generation Costs in 2023. Agencia Internacional de Energía Renovable – IRENA. Disponible: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA\\_Renewable\\_power\\_generation\\_costs\\_in\\_2023.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf)

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 61

$n = \text{vida útil del sistema}$

Finalmente, también se resalta que el BID indica que el LCOE sirve para “Medir la evolución de la competitividad entre diferentes tecnologías a lo largo del tiempo”.

Para el presente análisis se realizó una búsqueda en bibliografía especializada, con el fin de encontrar la mejor referencia de LCOE para las diferentes tecnologías de interés, así como valores representativos para el caso colombiano. Como resultado se consideró el documento Renewable Power Generation Costs in 2023, publicado por IRENA en septiembre de 2024.

El documento presenta información de costos para plantas solares fotovoltaicas, eólicas en tierra, eólicas costa afuera, entre otras. En cuanto a las variables presentadas en el documento se resaltan los Costos totales de instalación, los costos de operación y mantenimiento y los LCOE.

Respecto a los LCOE el documento señala dos supuestos fundamentales; el primero corresponde a la tasa de descuento y el segundo se refiere a la vida útil de los proyectos. En cuanto a la vida útil, la Agencia considera para las tecnologías solares y eólicas 25 años. Para la tasa de descuento, IRENA utiliza valores diferentes en función de si los países hacen parte de la “OCDE + China” y otro para el “Resto del mundo”. La información se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 2: Supuestos de IRENA para el calculo del LCOE  
**Table A1** Standardised assumptions for LCOE calculations

Technology	Economic life (years)	Weighted average cost of capital (real)	
		OECD and China	Rest of the world
Wind power	25	7.5% in 2010 falling to 5% in 2020	10% in 2010 falling to 7.5% in 2020
Solar PV	25		
CSP	25		
Hydropower	30		
Biomass for power	20		
Geothermal	25		

Fuente: IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency.

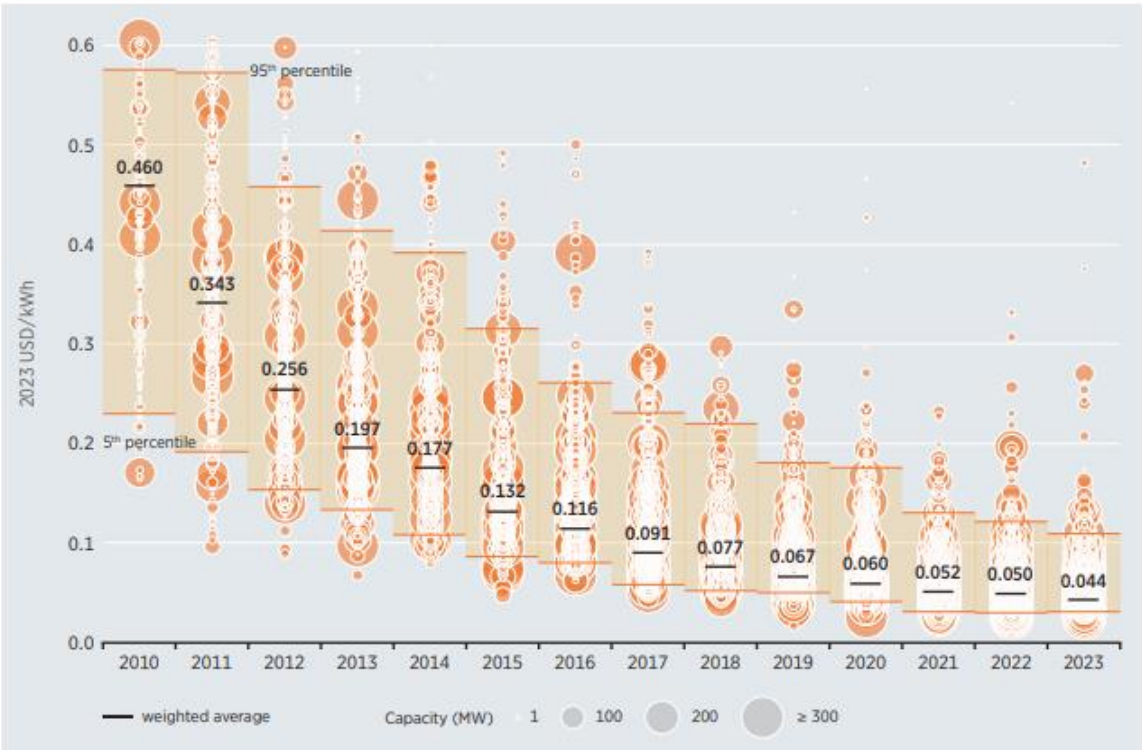
De manera general, el documento indica que se ha registrado una reducción sustancial en los costos de las tecnologías renovables desde el año 2010 hasta el año 2023.

En particular, para la tecnología solar fotovoltaica, el informe señala que han registrado la reducción más rápida de costos, pasando de valores globales medios ponderados de 0,460 D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 62

USD/kWh en 2010 a 0,044 USD/kWh en 2023, es decir un decrecimiento cercano al 90,0%, tal y como lo muestra la siguiente ilustración:

**Figure 3.10** Global utility-scale solar PV project LCOE and range, 2010-2023



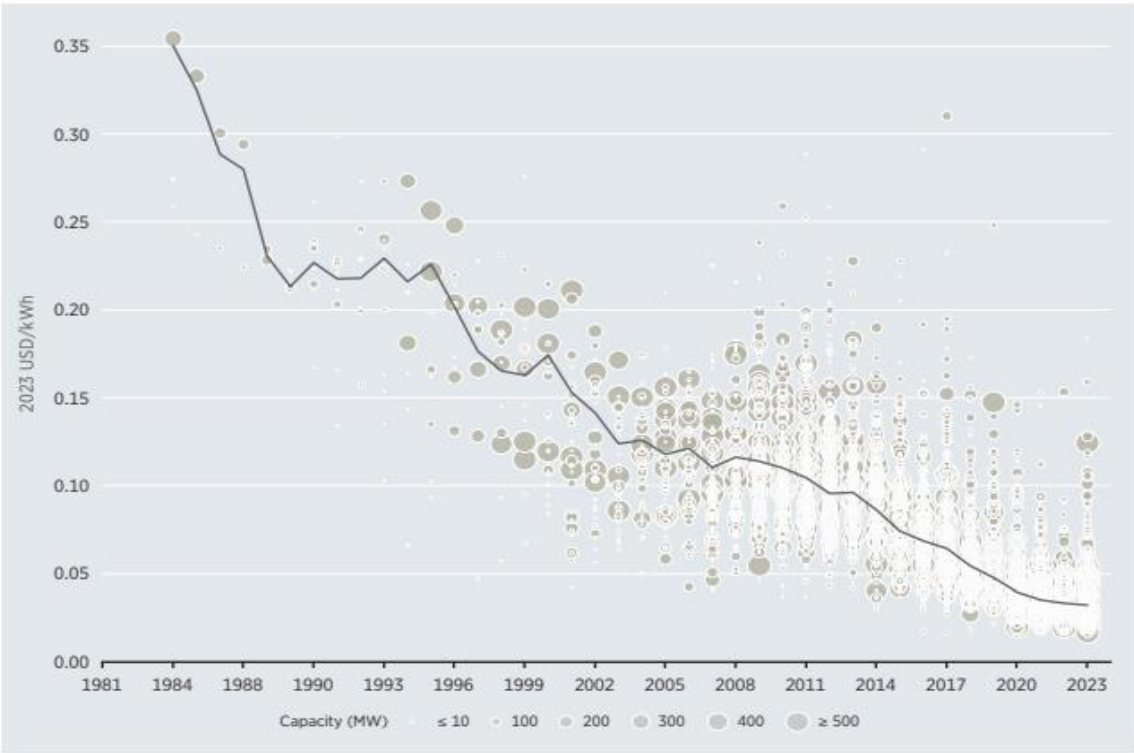
*Ilustración 34: Evolución de LCOE global de proyectos solares fotovoltaicos*  
Fuente: IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency.

Por su parte, los costos globales promedio ponderado de los proyectos de eólicos en tierra tuvieron una reducción cercana al 70,0% en el mismo periodo de tiempo, pasando de 0,111 USD/kWh a 0,033 USD/kWh.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 63



**Figure 2.11** LCOE of onshore wind projects and global weighted average, 1984-2023



*Ilustración 35: Evolución de LCOE global de proyectos eólicos en tierra*

*Fuente: IRENA (2024), Renewable power generation costs in 2023, International Renewable Energy Agency.*

Lo anterior, permite evidenciar una evolución favorable de los LCOE para las tecnologías solares fotovoltaicas y eólica en tierra, las cuales en los dos casos han tenido una tendencia constante a la baja.

A continuación, se presenta de manera detallada el análisis comparativo entre el Precio de Escasez Inferior – PEi y el LCOE para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica en tierra. En este caso se tiene en cuenta una tasa de cambio para el dólar de 4.400 COP/USD. Adicionalmente, para garantizar una comparación adecuada, se debe tener en cuenta los costos base de las ofertas de los agentes generadores en el mercado, los cuales están conformados principalmente por el CERE, FAZNI y Ley 99.

• **Costos de Nivelados de Energía: Solar fotovoltaico:**

Para este análisis es preciso indicar que el informe de IRENA no cuenta con información específica de Colombia, por lo cual se tuvo en cuenta en el análisis 3 países de Latinoamérica y dos del sur de Europa con disponibilidad de recurso solar importante.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 64



En la siguiente grafica se presenta la comparación entre los valores medios ponderados para cada uno de los países (sumándoles el valor de la oferta base – porción naranja de las barras) y los valores de referencia de los percentiles de históricos de precio de bolsa presentado en la sección anterior.

De los datos se encuentra que, el valor correspondiente al Percentil 85 del histórico del precio de bolsa, es decir 359 \$/kWh, se encuentra por encima del LCOE medio ponderado Global y de la mayoría de los demás valores de la muestra, siendo solo superado por el LCOE de México. También se encuentra que, el valor P95 del LCOE Global (579 \$/kWh) se ubica entre el P93 y P95 del histórico del precio de bolsa.

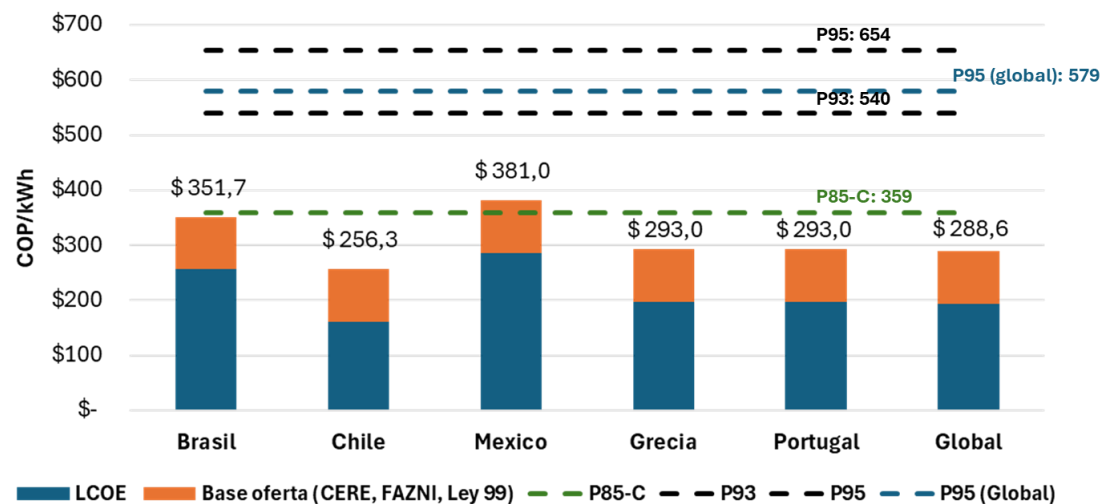


Ilustración 36: Comparación LCOE solar vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional.  
Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA (2024).

• **Costos de Nivelados de Energía: Eólico en tierra:**

De la misma forma que para el caso solar, se realiza el análisis comparativo entre el valor medio ponderado de LCOE para recursos eólicos en tierra y los valores de referencia de los percentiles de históricos de precio de bolsa. Para este caso se cuenta con información de 4 países latinoamericanos, al igual que con el dato agregado denominado “Otros Suramérica”.

A partir de la información publicada por IRENA se encuentra que, el P85 (359 \$/kWh) de los datos históricos del precio bolsa se ubica por encima de los valores medios de los LCOE de la muestra, incluyendo el valor de la categoría “Otros Suramérica”.

Igualmente se observa que, el valor P95 de LCOE de la categoría “Otros Suramérica” (583 \$/kWh) se ubica entre el P93 y P95 del histórico del precio de bolsa.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 65

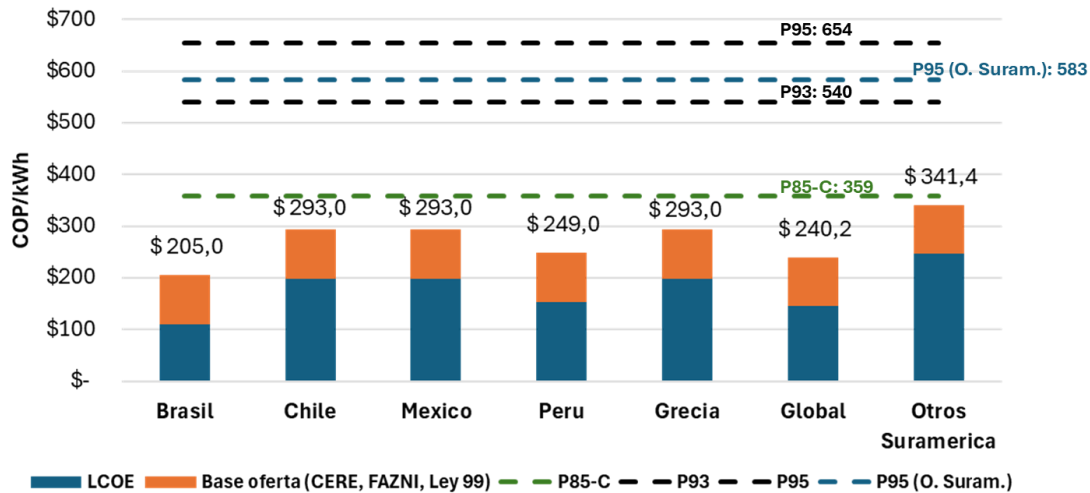


Ilustración 37: Comparación LCOE eólica en tierra vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional.  
Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA (2024).

Finalmente, en la siguiente ilustración, se presenta la comparación de los valores medios ponderados de LCOE por tecnología, la cual además de los valores presentados anteriormente, incluye datos de eólica costa afuera, hidráulicas de gran escala e hidráulicas pequeñas.

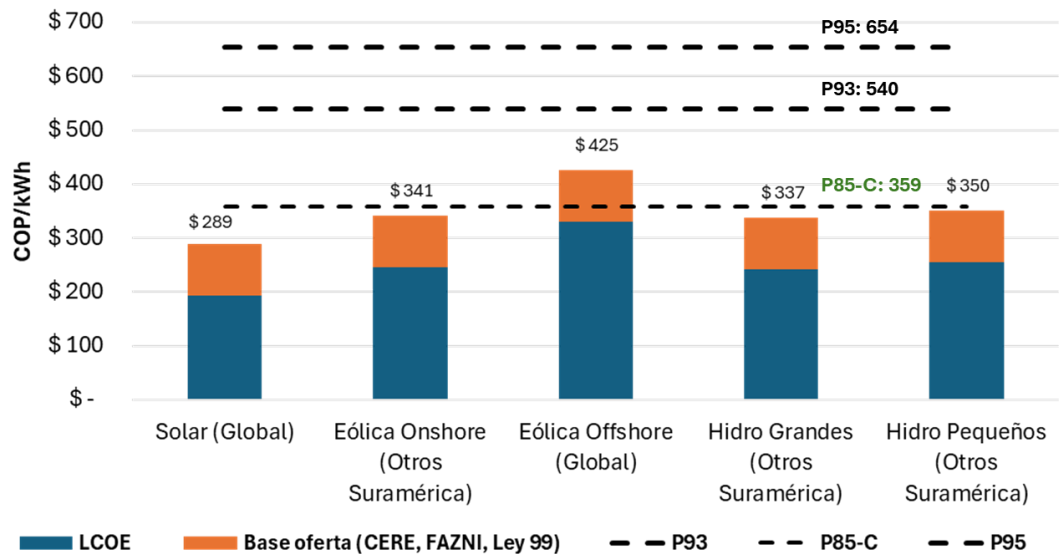


Ilustración 38: Comparación LCOE renovables vs. Percentiles históricos de precios de bolsa nacional.  
Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA (2024).

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 66

De los datos de LCOE se observa que, el percentil 85 (P85) del histórico de precios de bolsa, es decir 359 \$/kWh, se ubica por encima del valor medio ponderado de LCOE de la mayoría de las tecnologías renovables presentada en el reporte de IRENA, a excepción de la eólica costa afuera.

#### e) Indexador costos de referencia del carbón:

El mecanismo de indexación propuesto para el Precio de Escasez Inferior (PEI) toma como referencia los costos del carbón. Lo anterior, toda vez que se hace necesario mantener una actualización dinámica del PEI, alineada con las fluctuaciones del mercado global de materias primas, en particular del carbón, garantizando así la sostenibilidad operativa de las plantas que emplean este recurso como fuente principal de energía.

Ahora bien, el índice de actualización toma como referencia los costos del carbón en razón a que la generación térmica con costos variables bajos en Colombia encuentra este combustible predominante.

- **Criterios para el diseño del indexador:**

Base de referencia inicial: Se establece el valor del PEI en 359 COP/kWh, calculado con base en el percentil 85 del histórico de precios de bolsa. Este valor inicial será actualizado mensualmente en función de las variaciones en los costos del carbón.

- **Metodología de actualización:**

La referencia principal será el costo del carbón declarado en los contratos de suministro, siguiendo las disposiciones de la Resolución CREG 140 de 2017.

Se utilizará un promedio ponderado de los precios reportados, ajustado por una tasa de cambio representativa para reflejar variaciones internacionales.

La expresión matemática que sustenta este indexador es:

$$PEI_m = Vr \times \frac{C. Referencia_{C,m-2}}{C. Referencia_{C,m0}}$$

Donde:

$PEI_m$	Precio de Escasez Inferior para el mes $m$ .
$Vr$	Valor de referencia definido en 359 \$/kWh. Dicho valor aplicará para el mes de publicación en el <i>Diario Oficial</i> de la resolución.
$C. Referencia_{C,m0}$	Costo promedio de referencia para el carbón del mes de junio de 2024.
$C. Referencia_{C,m-2}$	Costo promedio de referencia para el carbón del mes $m-2$ .
$m$	Mes para el cual se calcula el PEI.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 67

De acuerdo con lo anterior, para el primer mes de publicación de la Resolución, el valor que aplica es 359 \$/kWh, y a partir del segundo mes se aplica la actualización del valor de 359 \$/kWh considerando la variación de costos de referencia de los contratos de carbón.

- **Beneficios del indexador:**

- Flexibilidad y adaptabilidad: El mecanismo asegura que el PEI responda a las condiciones del mercado, ajustándose en tiempo real a las variaciones en los precios del carbón.
- Estabilidad para los generadores: Los ajustes mensuales garantizan que el precio refleje de manera consistente los costos variables, permitiendo a los agentes térmicos mantener su viabilidad operativa.
- Transparencia: Al basarse en datos auditados y accesibles, el indexador brinda confianza a los agentes del mercado y a los usuarios.

- **Proyección de comportamiento del índice:**

Con base en las tendencias históricas y proyecciones del mercado de carbón publicadas por Bloomberg, se espera que el PEI experimente variaciones moderadas, alineadas con los movimientos globales de la materia prima, reduciendo el riesgo de desalineación entre el precio de escasez y los costos reales de generación.

Este enfoque proporciona un balance entre flexibilidad operativa, transparencia regulatoria y sostenibilidad económica, elementos fundamentales para fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano.

Ahora bien, una vez analizado el comportamiento mensual de los precios de referencia para generación del carbón en Colombia, se observa que estos muestran una tendencia decreciente sostenida a lo largo del año 2024, como se detalla en el costo promedio de combustible:

- **Costo promedio del combustible (CPC):**

Este indicador ha mostrado una caída progresiva, desde los 16.754 COP\$/MBTU en enero de 2024 hasta los 14.352 COP\$/MBTU en noviembre del mismo año. Así, la variación mensual promedio para 2024 fue de -1,5%, que representa una variación acumulada de -14,3%.

Las variaciones del costo promedio del combustible estuvieron relacionadas con factores externos como las dinámicas del mercado global de carbón y ajustes internos en las

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 68

cadenas de suministro, lo cual permitió amortiguar parcialmente los efectos de las alzas internacionales observadas en años anteriores.

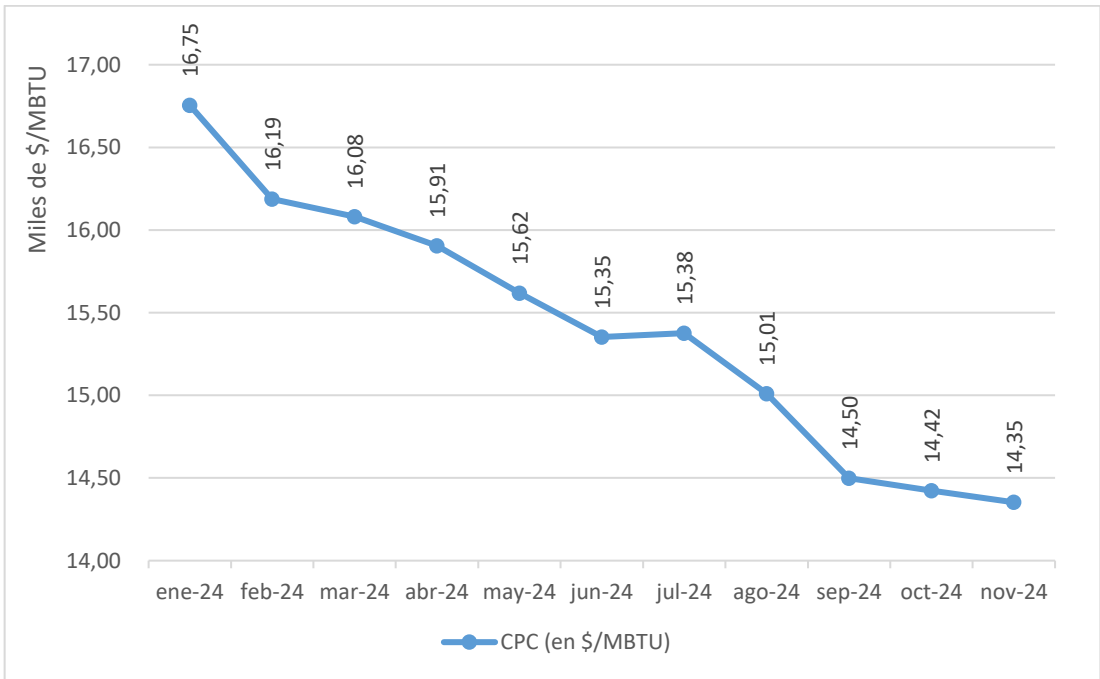


Ilustración 39: Costo promedio de carbón.  
Fuente: XM, cálculos CREG

• Implicaciones para la propuesta regulatoria del precio de escasez inferior:

El comportamiento analizado de los precios de referencia para el carbón tiene implicaciones directas sobre la propuesta regulatoria de actualización del precio de escasez.

Así, la actualización del Precio de Escasez Inferior (PEI) considerando esta referencia garantiza que dicho valor mantenga su valor relativo, dado que con la indexación propuesta se van a reflejar los cambios en las condiciones del mercado, asegurando la sostenibilidad operativa de las plantas térmicas a carbón<sup>8</sup>.

En línea con lo anterior, el comportamiento de los precios internacionales del carbón se encuentra estrechamente vinculado con factores de oferta y demanda en el mercado

<sup>8</sup> Una referencia de los costos de operación de una planta con carbón se puede construir si tomamos un *heat rate* promedio de 10,3 MBTU/MWh, de acuerdo los *heat rate* reportados para las plantas que operan en el SIN, y costos de carbón de 15,000 \$/MBTU, con lo que el costo de generación por el carbón es de 150 \$/kWh, y si agregamos los otros costo variables (OCV) por 103 \$/kWh y costos de operación y mantenimiento de 34 \$/kWh, valores publicado por XM (<https://www.xm.com.co/transacciones/cargo-por-confiabilidad/precio-de-escasez>) se tiene el costo de operación es de 292 \$/kWh.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 69

global, así como con dinámicas geopolíticas y económicas que afectan las cadenas de suministro. Dado que el carbón es uno de los principales combustibles con costos variables bajos para la generación térmica en Colombia, sus fluctuaciones de precio se traducen directamente en cambios en los costos variables de producción de energía para recursos de generación con estas tecnologías. De esta manera, el costo del carbón actúa como un referente confiable para reflejar, los incrementos o disminuciones que experimenta el mercado ante choques coyunturales sean estos al alza o a la baja.

En consecuencia, construir un indexador que incorpore el comportamiento de los precios del carbón permite que el valor del precio de escasez se mantenga alineado con la realidad operativa de las plantas de generación. Este enfoque asegura que las señales de precio otorgadas por el regulador se actualicen mensualmente de acuerdo con las condiciones efectivas del mercado, reduciendo el riesgo de desfaseamiento entre el costo real de producir energía y el precio de escasez vigente. Con ello, se promueve tanto la sostenibilidad económica del sector como la transparencia y estabilidad para generadores, comercializadores y usuarios finales.

#### **f) Estimación de ajuste de prima de remuneración:**

Cómo parte de los ajustes a la propuesta regulatoria se plantea incluir un reconocimiento económico a través del ajuste de la prima de remuneración del cargo por confiabilidad. Para esto se propone que, los agentes con plantas que hacen parte del grupo de plantas con precios variables inferiores podrán optar por acogerse a los menús de transición.

Lo anterior, dado que es necesario contar con un esquema para respetar los compromisos adquiridos, dado que migrar hacia la regla propuesta en el presente documento significaría un cambio de las condiciones vigentes: pareja remuneración prima de confiabilidad y precio de escasez, es decir, si se ajusta el precio de escasez se requiere revisar la remuneración del cargo por confiabilidad, dado que son una pareja dependiente.

Para garantizar este principio, se proponen dos menús, el primero de ellos corresponde al menú de transición de corto plazo y aplica para agentes generadores con OEF que inician en los 2024-2025, 2025-2026 o 2026-2027, que se asignaron para esos años, bien sea en asignaciones para dichos períodos o que se asignaron previamente y que cubren dichos períodos, y el segundo, denominado menú de transición de largo plazo, aplica para las OEF que inician a partir del periodo 2027 – 2028, bien sea en la subasta que se adelantó para dicho período o asignado previamente.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 70

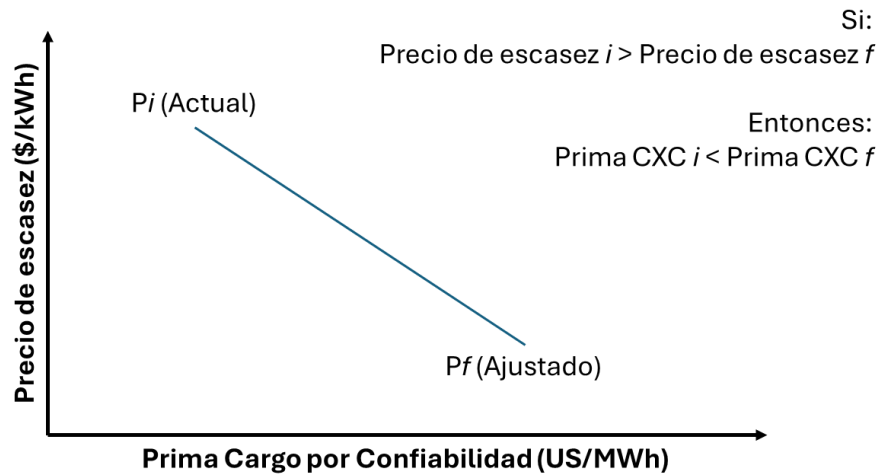


Ilustración 40: Parejas de remuneración  
Fuente: Elaboración propia

La metodología para el cálculo del ajuste de la prima se construye bajo el principio que, la demanda, como agente que adquiere la energía firme, debe ser indiferente entre las opciones que se le presentan al generador, lo que significa que, el costo esperado para el usuario de cualquiera de las opciones es el mismo.

De manera general, la metodología para estimar el ajuste de la prima de remuneración del Cargo por Confiabilidad para un precio de escasez menor a la inicial consiste en estimar un valor que le significaría a la demanda, la misma utilidad esperada, es decir, el mismo VPN. En este caso, se considera una situación en que la demanda es neutral al riesgo. Este procedimiento es similar al establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 140 de 2017.

Para el cálculo se parte de la pareja (Precio de escasez y Prima de remuneración) que se tiene asignada (punto inicial), a continuación, se supone una ventana de tiempo de cinco (5) años, dado el período de recurrencia de El Niño, de los cuales se activan las OEF por un período de seis (6) meses y se calcula el Valor Presente Neto (VPN) del Cargo por Confiabilidad para la demanda. Luego se estima el valor de la prima de remuneración equivalente para el asegurar el mismo VPN con el valor de Precio de Escasez inferior.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 71

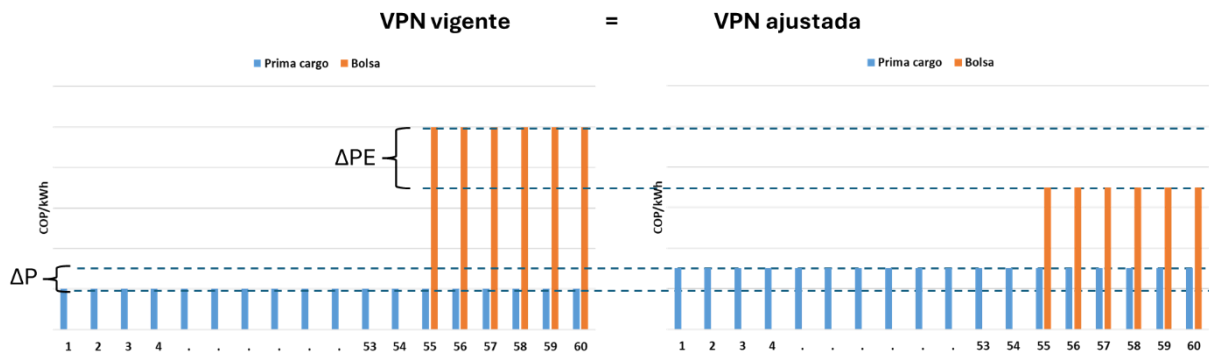


Ilustración 41: Diagrama metodología ajuste de prima de remuneración CXC  
Fuente: Elaboración propia

● **Análisis activación de cargo:**

Como parte de los elementos de la metodología de ajuste de la prima corresponde a la frecuencia de activación del cargo por confiabilidad. Para esto se tuvieron en cuenta dos elementos; la frecuencia de ocurrencia de fenómeno de El Niño, y los periodos de activación del cargo por confiabilidad.

Respecto a la ocurrencia de fenómeno de El Niño, se toma como referencia la información publicada por la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA) del Índice Niño Oceánico (ONI), correspondiente a una medida de la condición de la Oscilación del Sur de El Niño (ENSO).

Esta variable se considera, dado que se ha observado una correlación entre la ocurrencia de fenómenos de El Niño, y la reducción en las precipitaciones en el territorio nacional. Lo anterior, se puede relacionar con baja hidrología, es decir baja disponibilidad de aportes para la generación, lo que puede conllevar al incremento de los precios de energía a tal punto que se puede activar el cargo por confiabilidad.

En la siguiente tabla, la NOAA presenta los episodios cálidos y fríos por temporada. Para el análisis se tuvieron en cuenta los datos desde el año 2010.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 72



Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2010	1.5	1.2	0.8	0.4	-0.2	-0.7	-1.0	-1.3	-1.6	-1.6	-1.6	-1.6
2011	-1.4	-1.2	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.5	-0.6	-0.8	-1.0	-1.1	-1.0
2012	-0.9	-0.7	-0.6	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.4	0.4	0.3	0.1	-0.2
2013	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.3
2014	-0.4	-0.5	-0.3	0.0	0.2	0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.6	0.7
2015	0.5	0.5	0.5	0.7	0.9	1.2	1.5	1.9	2.2	2.4	2.6	2.6
2016	2.5	2.1	1.6	0.9	0.4	-0.1	-0.4	-0.5	-0.6	-0.7	-0.7	-0.6
2017	-0.3	-0.2	0.1	0.2	0.3	0.3	0.1	-0.1	-0.4	-0.7	-0.8	-1.0
2018	-0.9	-0.9	-0.7	-0.5	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.5	0.8	0.9	0.8
2019	0.7	0.7	0.7	0.7	0.5	0.5	0.3	0.1	0.2	0.3	0.5	0.5
Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2020	0.5	0.5	0.4	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.2	-1.3	-1.2
2021	-1.0	-0.9	-0.8	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.7	-0.8	-1.0	-1.0
2022	-1.0	-0.9	-1.0	-1.1	-1.0	-0.9	-0.8	-0.9	-1.0	-1.0	-0.9	-0.8
2023	-0.7	-0.4	-0.1	0.2	0.5	0.8	1.1	1.3	1.6	1.8	1.9	2.0
2024	1.8	1.5	1.1	0.7	0.4	0.2	0.0	-0.1	-0.2	-0.2		

Ilustración 42: Registro histórico de ONI

Fuente: Climate Prediction Center – NOAA. Disponible:

[https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/ensostuff/ONI\\_v5.php](https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php)

De los datos se observa que desde el año 2010 se han conformado 3 fenómenos de El Niño, siendo el más extenso el que tuvo inicio en octubre de 2014, cuya duración fue de 19 meses. Así mismo, se observa que, aproximadamente, cada 4 o 5 años inicia una temporada de fenómeno de El Niño.

En cuanto a los periodos de activación del cargo, se analiza la información disponible en los aplicativos de XM sobre las diferentes series de precios de referencia del sistema desde el año 2010. Es preciso señalar que hasta el año 2017, la activación del cargo por confiabilidad ocurría cuando el precio de bolsa superaba el precio de escasez. Luego, a partir de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 140 de 2017, el CXC se activa cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez de activación.

De los datos se encuentra que, el cargo por confiabilidad se ha activado durante 272 días desde enero de 2010, es decir alrededor del 5,0% del tiempo. También se encuentra que la racha que de activación ininterrumpida más extensa fue de 206 días (6,9 meses aprox.), durante los meses de septiembre 2015 y abril de 2016, tal y como se observa en la siguiente ilustración. Se resalta que, esta racha ocurrió durante una temporada extensa de fenómeno de El Niño y el precio de activación se calculaba según la metodología mencionada en la Resolución CREG 071 de 2006.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 73

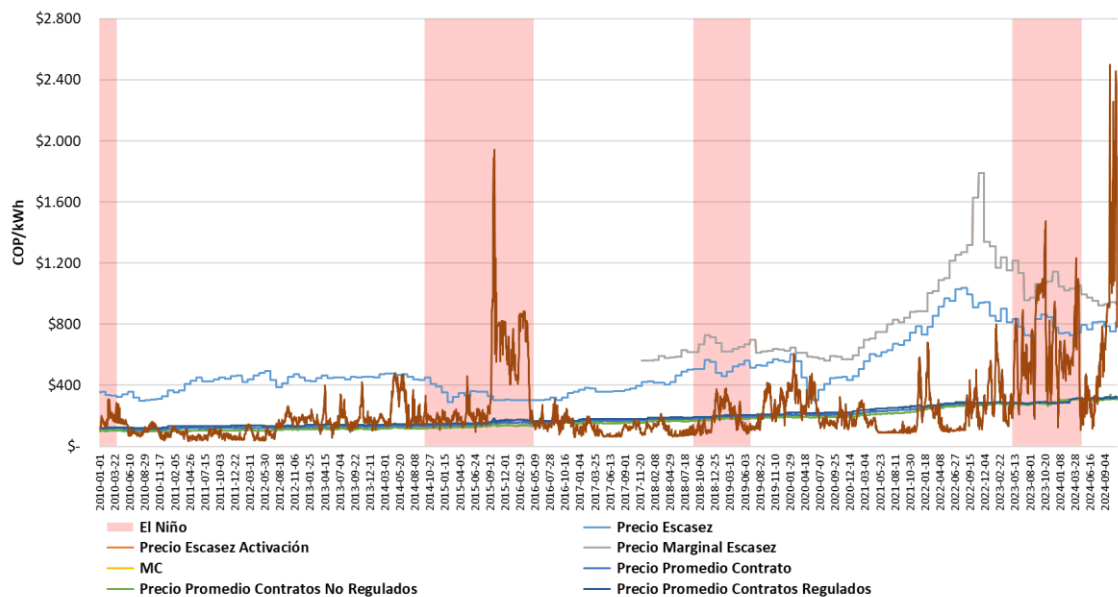


Ilustración 43: Histórico de activación de cargo por confiabilidad  
Fuente: XM, NOAA, cálculos CREG

En la ilustración también se aprecia que, durante el fenómeno de El Niño 2018 – 2019, no se activó el Cargo por confiabilidad, en contraste, también se registran periodos en los cuales se ha activado el cargo por confiabilidad sin que este declarada la condición climática de El Niño.

Una vez presentada las consideraciones correspondientes, a continuación, se presenta de manera detallada la metodología de estimación de ajuste de prima de remuneración.

En primer lugar, se tienen los siguientes supuestos:

- i. Horizonte análisis de sesenta (60) meses, de los cuales se activa el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) en los últimos seis (6) meses.
- ii. El 20% de la demanda total doméstica compra la energía en la bolsa. Es decir, dicha demanda paga el precio de escasez cuando se activa el cumplimiento de las OEF.
- iii. Este valor presente neto se descuenta con una tasa ( $\rho$ ) del 0.7783%<sup>9</sup> mes.

Luego, se calcula el valor presente neto de los sesenta (60) pagos mensuales (VNA<sub>i</sub>) con el Cargo por Confiabilidad inicial que es el resultado del producto mensual de las OEF (MWh/mes) por el Cargo por Confiabilidad asignado originalmente (USD/MWh) más los

<sup>9</sup> Valor equivalente mensual para la tasa vigente publicada por el Banco de la República (9,75%)  
D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 74

pagos de las compras en bolsa en periodo crítico a precio de escasez, mediante la siguiente ecuación:

$$VNA_i = \sum_{m=1}^{60} \frac{OEF_m \times [Cx C_i + (PE_i \times 0.2 \times \beta)]}{(1 + \rho)^m}$$

Donde:

- $VNA_i$ : Valor presente neto con el cargo por confiabilidad asignado originalmente.
- $OEF_m$ : Sumatoria de las OEF respaldadas mensuales del mes  $m$  del periodo cargo 2024-2025 según al Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006. Este valor aplica con independencia del precio del Cargo por Confiabilidad asignado originalmente.
- $CxC_i$ : Precio del Cargo por Confiabilidad asignado originalmente. Para cada valor del precio del Cargo por Confiabilidad se debe calcular un menú de transición.
- $PE_i$ : Precio de escasez de la Resolución CREG 071 de 2006 o Precio Marginal de Escasez vigente para el mes de cálculo, expresado en USD/MWh, según corresponda de acuerdo a la pareja de OEF correspondiente.
- $\rho$ : Tasa de descuento mensual
- $\beta$ : Variable que toma el valor de 1 en los últimos 6 meses de los 60 meses de evaluación. Para el resto del horizonte el valor será 0.

Luego, se plantea el valor presente de los sesenta (60) pagos mensuales ( $VNA_n$ ) con el Cargo por Confiabilidad del menú de transición, como el valor presente neto de los productos mensuales de las OEF (MWh/mes) por el Cargo por Confiabilidad del menú de transición (USD/MWh) más el valor de las compras en bolsa con el precio de escasez inferior, asumiendo nuevamente que el 20% de la OEF (MWh/mes) para los últimos seis (6) meses, período crítico, se compran en bolsa, con una tasa de descuento ( $\rho$ ) del 0.7783% mes, es decir:

$$VNA_n = \sum_{m=1}^{60} \frac{OEF_m \times [Cx C_n + (PEI \times 0.2 \times \beta)]}{(1 + \rho)^m}$$

Donde:

- $VNA_n$ : Valor presente neto con el Cargo por Confiabilidad del menú de transición.
- $OEF_m$ : Sumatoria de las OEF respaldadas mensuales del mes  $m$  del periodo cargo 2017-2018 según al Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006. Este valor aplica con independencia del precio del Cargo por Confiabilidad asignado originalmente.

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 75

- CxCn: Cargo por Confiabilidad del menú de transición. (Variable a encontrar.)
- PEI: Primer precio de PEI, expresado en USD/MWh.
- $p$ : Tasa de descuento mensual
- $\beta$ : Variable que toma el valor de 1 en los últimos 6 meses de los 60 meses de evaluación. Para el resto del horizonte el valor será 0

Para convertir los pesos colombianos (COP) del precio de escasez a dólares americanos (USD), se debe tomar la tasa representativa del mercado (TRM) del día de cálculo.

Finalmente, se debe encontrar el valor de la prima de remuneración del cargo por confiabilidad ajustada del menú de transición (CxCn), como el valor que permita igualar el VNA<sub>i</sub> con el VNA<sub>n</sub>, con una tolerancia de +/- 0.001 entre los VNA.

Un ejemplo de aplicación de la metodología anterior nos muestra que si tomamos como valores la pareja prima de 18,2 USD/MWh y precio de escasez de 932 \$/kWh, y se pasa al nuevo precio de escasez de 359 \$/kWh, la prima que resulta para mantener el equilibrio sería de 20,2 USD/MWh.

## 10. RESUMEN DEL ANÁLISIS DE IMPACTO

Los análisis de impactos que se presentaron anteriormente para cada uno de los elementos de la cadena de la prestación del servicio se pueden resumir como sigue:

- a) **Usuarios.** Con respecto a los usuarios se identifican los siguientes impactos:
- i) **Precio de compras en bolsa**, los usuarios expuestos en bolsa van a tener una disminución relevante en precios por compras en bolsa, dado que la definición del Precio de Transacción en Bolsa (PTB), en donde se podría llegar a tener valores de PTB cercanos a 650 \$/kWh en momentos en los cuales el precio de bolsa se ubica alrededor de 930 \$/kWh, por lo tanto, se tiene una mitigación del precio de bolsa con una menor volatilidad.
  - ii) **Prima cargo por confiabilidad**, tendrá un incremento moderado en la prima del cargo por confiabilidad, del orden de 10 \$/kWh, lo que equivale a aproximadamente al 1% en el CU.
- b) **Generadores.** En relación con los generadores podemos los siguientes temas:

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 76

- i) **Corto plazo**, en donde se consideran la OEF asignadas, se respetan las condiciones de asignación y se propone un esquema de transición voluntarios en donde se ajusta la prima de remuneración del Cargo por Confiabilidad ante la disminución en el precio de escasez para las plantas de grupo de costos variables bajos.
- ii) **Largo plazo**, en este caso se hicieron los análisis los costos nivelados de las nuevas tecnologías de costos variables bajos, y se encontró que, dada la evaluación en la competitividad de dichas tecnologías, el desarrollo de nuevas plantas no estaría limitadas por el precio de escasez inferiores.
- iii) **Contratos**, aunque con la determinación del Precio de Transacciones en Bolsa (PTB), el precio de compras en bolsa se tiene mitigado, se siguen manteniendo las motivaciones para la contratación como son: cobertura por la volatilidad de los precios de bolsa y precios más competitivos, dado que los precios que se obtienen por PTB son mayores a los precios de los contratos.
- c) **Liquidación de cuentas.** La empresa XM S.A. E.S.P., en su función de Administrador de Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC, deberá implementar la determinación del Precio de Transacciones en Bolsa (PTB) y la nueva liquidación del Cargo por Confiabilidad, Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 modificado. Además, de los ajustes que se hacen en las diferentes resoluciones ante los cambios previstos en la liquidación del Cargo por Confiabilidad.

## 11. SÍNTESIS DE LA PROPUESTA

La propuesta tiene como objeto establecer un valor de referencia para recuperar la función de precio techo en las transacciones en bolsa, que se espera por el pago de una prima que cubre las posibles rentas inframarginales que se dejan de percibir en la bolsa de energía cuando se presentan condiciones críticas. Ahora bien, esta medida no pretende sustituir la cobertura de precio de primer nivel que se obtiene con los contratos.

Como parte de los elementos de la resolución se resalta la definición del Grupo de plantas con precios variables superiores (PCVS), que les aplica el precio de escasez superior o precio marginal de escasez definido en la Resolución CREG 140 de 2017, y aplica a las plantas que operan con combustibles líquidos y gas. Así como, la definición del Grupo de plantas con precios variables inferiores (PCVI), que les aplica el precio de escasez inferior

D – 901 153 DE 2024 – PRECIO DE ESCASEZ DEL CARGO POR CONFIABILIDAD – ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS DE AJUSTE

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 77

que se define en la norma, y aplica a las plantas que operan con recursos renovables o carbón.

Con la citada medida, también se implementa el Precio de las Transacciones en Bolsa (PTB), correspondiente a un valor promedio ponderado entre el precio de bolsa y los precios de activación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), cuando los precios en la bolsa superan cada uno de los precios de escasez, teniendo como resultado un valor de PTB inferior al precio de bolsa.

El PTB corresponde el valor al cual será cobrada la energía a los agentes comercializadores que estén expuestos en la bolsa, en beneficio del pago que realizan los usuarios por el concepto de generación de energía. Lo anterior, sin sustituir que los agentes comercializadores hagan contratos de suministro de energía para asegurar el precio que se transfiere a los usuarios, corresponde a un precio de largo plazo y no a un precio de coyuntura asociado a una condición de bajos aportes.

Una vez quede en firme la metodología de la liquidación, se iniciarán los plazos que tienen los agentes con OEF asignadas para acogerse de manera voluntaria a las alternativas que definen la transitoriedad de corto y largo plazo, las cuales fueron definidas para salvaguardar la estabilidad jurídica de los procesos de adjudicación de OEF con antelación a la vigencia de la Resolución CREG 101 066 de 2024. Lo anterior implica la aplicación inmediata al cambio del precio de escasez y valor del cargo por confiabilidad de las obligaciones que se tienen asignadas. Para las futuras asignaciones de OEF se aplicarán los nuevos precios de escasez.

A partir de la implementación de la Resolución por parte de XM, para lo cual la norma define un período de un (1) mes, aplicará la regla de activación de las OEF al precio de escasez correspondiente a cada recurso de generación y la determinación del Precio de las Transacciones en Bolsa.

Hacia futuro para nuevas asignaciones de OEF, los precios de escasez de referencia según el grupo serán los definidos en la actual propuesta, es decir el PES para las plantas del grupo de costos variables altos, y PEI para las plantas del grupo de costos variables bajos. Y así mismo en nuevas subastas de expansión se definiría dos (2) primas para Cargo por Confiabilidad, de pendiendo del grupo de planta.

Proceso	<b>REGULACIÓN</b>	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	<b>DOCUMENTO CREG</b>	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 78