



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**MEDIDAS TRANSITORIAS PARA FACILITAR
LAS COMPRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A
TRAVÉS DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO
PARA LA ATENCIÓN DE DEMANDA
REGULADA**

DOCUMENTO CREG- 901 057
07 DE FEBRERO DE 2024

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

CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES	3
2.	FACULTADES DE LA CREG PARA ESTABLECER LAS MEDIDAS	3
3.	NECESIDAD REGULATORIA IDENTIFICADA.....	4
3.1.	Definición del problema.....	5
3.2.	Principales causas del problema	5
3.2.1.	Causas de mercado	6
3.2.2.	Causas operativas	9
3.3.	Principal consecuencia del problema.....	10
4.	MEDIDAS REGULATORIAS ADOPTADAS.....	10
4.1.	Flexibilización transitoria de contratos para la atención de demanda regulada	10
4.2.	Se mantienen los límites de compras propias establecidos en la Resolución CREG 130 de 2019	11
4.3.	Temporalidad de las medidas de flexibilización regulatoria, duración máxima de los contratos resultantes de su aplicación y exclusión en el cálculo del Mc	12
4.4.	Cálculo de cantidades de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía.....	12
4.5.	Precio de las compras de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía.....	13
4.6.	Despacho y liquidación de contratos resultantes de estas medidas transitorias	15
4.7.	Transparencia	15
5.	CONSULTA PÚBLICA	16
6.	FORMULARIO DE INCIDENCIA EN LA COMPETENCIA	16

MEDIDAS TRANSITORIAS PARA FACILITAR LAS COMPRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO

1. ANTECEDENTES

La Resolución CREG 130 de 2019 estableció los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores de energía eléctrica en la celebración de contratos de energía destinados a atender la demanda de energía del mercado regulado colombiano y que promuevan los principios de eficiencia, neutralidad, transparencia y fiabilidad en un entorno de mercado que promueva la libre competencia.

Entre otras disposiciones, la Resolución CREG 130 de 2019 estableció la creación de un Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, así como sus tiempos de operación en cada una de las etapas de las convocatorias públicas que se adelanten a través de él.

Desde su creación, el SICEP ha logrado los objetivos de: i) dotar de mayor transparencia el proceso de contratación, ii) reducir los costos de transacción, iii) permitir una mejor vigilancia, iv) limitar la posibilidad de discriminación y en general proteger al usuario.

Sin embargo, ante la expectativa del inicio del Fenómeno del Niño en el último semestre de 2023, esta Comisión expidió el Proyecto de Resolución CREG 701 021 de 2023, con el fin de proponer para consulta pública una serie de medidas que buscaban facilitar las compras de energía a través de convocatorias públicas, para reducir la exposición a los precios de bolsa por parte de la demanda regulada.

2. FACULTADES DE LA CREG PARA ESTABLECER LAS MEDIDAS

Las actividades de generación y de comercialización de energía eléctrica están definidas como servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública (L. 143/94, art. 5, y L. 142/94, arts. 4, 14.2 y 14.25), y sometidas a la intervención del Estado, especialmente la que se lleva a cabo a través de los instrumentos de regulación, y de inspección, vigilancia y control (L. 142/94, arts. 3, 73, 74 y 79).

Se trata de actividades reguladas y controladas por el Estado. En consecuencia, la libertad económica y contractual de quienes las acometen está sometida a los límites y restricciones establecidas por la Constitución para este tipo de servicios públicos y a las restricciones legales.

La Ley 142 de 1994, artículo 74.1, literal c), expresamente atribuyó a la CREG la función y facultad especial de expedir el Reglamento de Operación para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Aplicando las definiciones de Reglamento de Operación y de Mercado Mayorista contenidas en el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994, en virtud de esta función le corresponde a la CREG definir el conjunto de principios, criterios y procedimientos obligatorios que deben cumplir

los generadores y comercializadores para realizar sus operaciones económicas en este Mercado.

Esta función comprende la regulación de todos los aspectos relativos al funcionamiento del Mercado Mayorista, incluidos los relacionados con su diseño, organización, los contratos que allí se celebran y todos los demás que sean necesarios para que se logren los fines atribuidos por la Constitución y la Ley al Mercado.

Está definida, tanto desde el punto de vista constitucional como legal, la competencia de la CREG para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista a través del Reglamento de Operación, que se materializa en resoluciones de carácter general, impersonal y abstracto.

En ejercicio de esta función, le compete a la CREG regular todos aquellos “elementos o factores del mercado mayorista”, tales como los contratos que se celebran en dicho mercado para el suministro de la energía eléctrica, los niveles mínimos operativos, la intervención de precios de oferta, etc.

El contrato para el suministro de energía es un instrumento indispensable para el funcionamiento del Mercado Mayorista, pues precisamente es a través de este instrumento que se compra y se vende energía. En tanto estos contratos dan forma jurídica a las operaciones económicas propias del funcionamiento de dicho mercado, le corresponde a la CREG establecer el régimen especial al que estarán sometidos.

La adopción de un régimen especial mediante el Reglamento de Operación para los contratos que se celebran en el Mercado Mayorista para el suministro de la energía eléctrica no constituye la creación directa o autónoma de normas con fuerza de ley, sino que se trata de aplicar y desarrollar los mandatos superiores contenidos en las leyes 142 y 143 de 1994.

La principal función que debe ejercer el regulador es la de corregir las fallas del mercado para lograr condiciones de competencia que beneficien a los usuarios en la provisión del servicio de energía. Para el ejercicio de esta función el regulador debe sujetarse a las normas de carácter superior que lo rigen, encausarse al cumplimiento de los objetivos constitucionales y legales y debe considerar las condiciones del mercado que regula para atender adecuadamente estos mandatos y fines.

3. NECESIDAD REGULATORIA IDENTIFICADA

El Análisis de Impacto Normativo - AIN, es la herramienta empleada por la CREG para apoyar la toma de decisiones en el proceso de construcción regulatoria y que tiene por objeto analizar técnicamente y con evidencia la pertinencia de una intervención y la mejor forma de llevarla a cabo.

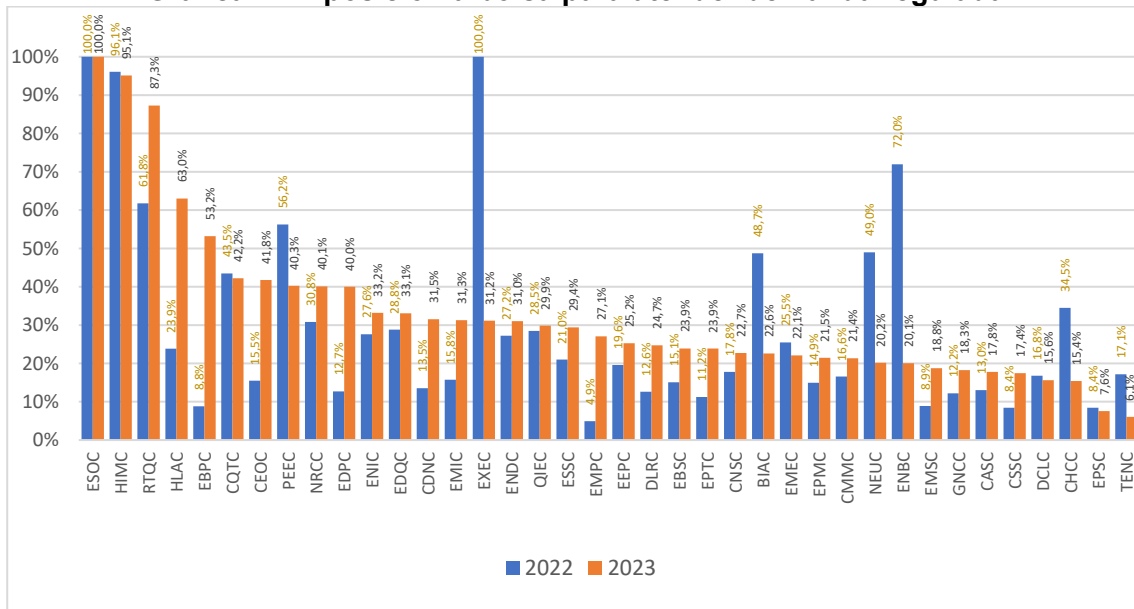
Lo anterior es posible porque el AIN prescribe una metodología que permite establecer un problema a resolver, sus causas y consecuencias, así como las alternativas de intervención que pueden generar los impactos esperados para dar tratamiento al problema identificado. A continuación, se precisan los elementos técnicos que llevaron a la CREG a formular la propuesta regulatoria que acompaña a este documento.

3.1. Definición del problema

El problema regulatorio que motiva la expedición de la resolución que acompaña el presente documento de soporte, corresponde al mismo identificado en el Documento CREG 901-022 de 2023.

En el mencionado documento, se presentó como problema la “baja cobertura de la demanda regulada frente a compras en bolsa, en un contexto de incrementos en precios derivados de la coyuntura – Fenómeno del Niño”. Para ilustrar el problema identificado, se presentó la comparación entre la exposición a bolsa para la atención de demanda regulada en 2022 y 2023.

Gráfica 1. Exposición a bolsa para atender demanda regulada



Fuente: XM – SINERGOX

Un análisis de la exposición de los comercializadores a la bolsa de energía para atender la demanda regulada revela una exposición promedio simple de 28,4% y 29% respectivamente para los años 2022 y 2023.

Es preciso destacar que el promedio ponderado de exposición a bolsa a nivel nacional se encuentra alrededor del 20%. Si bien este es menor que el promedio simple que arriba se presenta, resulta previsible que dicha exposición sea suficiente para generar un impacto significativo en el costo unitario del servicio (CU) para los usuarios cuya demanda deba ser atendida mediante compras en la bolsa de energía durante el Fenómeno del Niño.

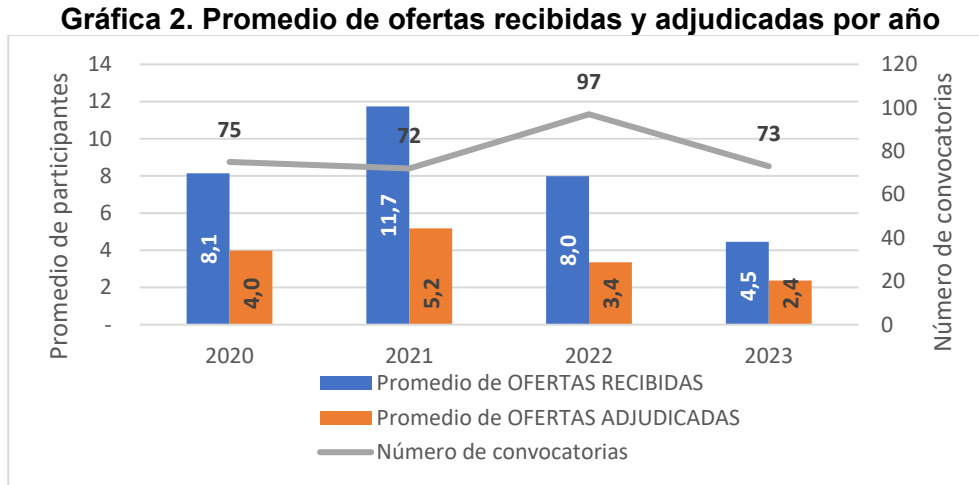
3.2. Principales causas del problema

En el Documento CREG 901-022 de 2023 se identificaron una serie de causas que explican el problema regulatorio señalado. Algunas de ellas aún resultan pertinentes para señalar las oportunidades de acción regulatoria y se presentan a continuación.

3.2.1. Causas de mercado

- **Generadores no tienen suficientes incentivos de mercado para participar de las convocatorias realizadas por los comercializadores.**

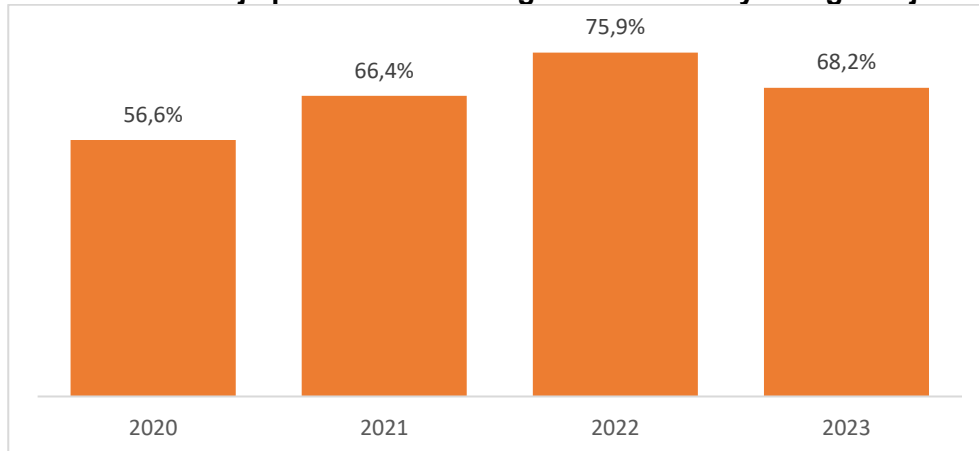
A agosto de 2023 se han registrado 317 convocatorias en SICEP y la participación promedio que estuvo por encima de 11 ofertas en 2021 ha evidenciado una reducción para 2022 y 2023. Lo anterior resulta significativo si se observa que el promedio anual de ofertas adjudicadas fue del 47,1% de las ofertas recibidas.



Fuente: Cálculos CREG con información de XM – SICEP

En términos de volúmenes de energía demandada y energía adjudicada, la Comisión evidenció que, en promedio, 66,8% de la energía demandada en convocatorias públicas resultó efectivamente adjudicada. Esto resulta relevante si se tiene en cuenta que toda energía demandada y que no resulta adjudicada se traduce en una mayor exposición a bolsa para la atención de la demanda comercial regulada.

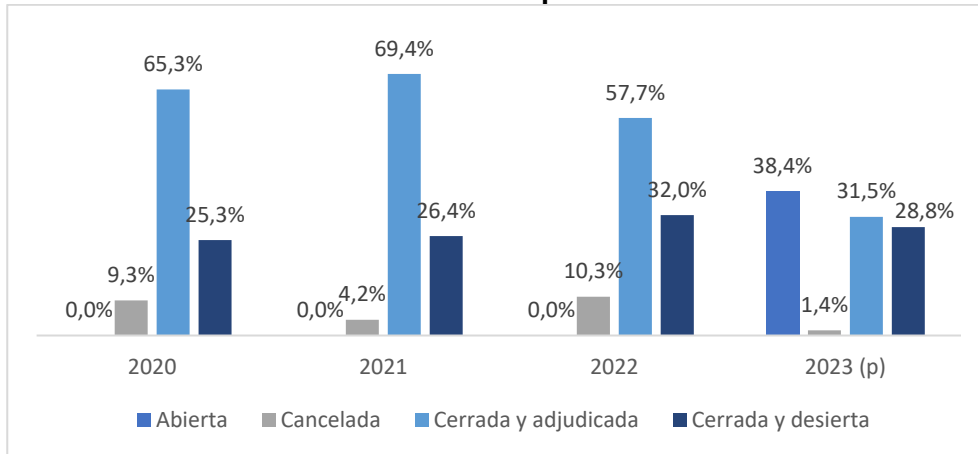
Gráfica 3. Porcentaje promedio de energía demandada y energía adjudicada



Fuente: Cálculos CREG con información de XM – SICEP

En adición a lo expuesto, la CREG revisó el estado de las 317 convocatorias realizadas a agosto de 2023 y encontró: (i) en promedio, el 6,6% de las convocatorias se han cancelado, (ii) el 56,2% de las convocatorias resultaron cerradas y adjudicadas, (iii) el 28,4% de las convocatorias terminaron cerradas y desiertas y, (iv) el 8,8% de las convocatorias están abiertas y en desarrollo. En el gráfico siguiente, se presenta el estado de las convocatorias por año de desarrollo:

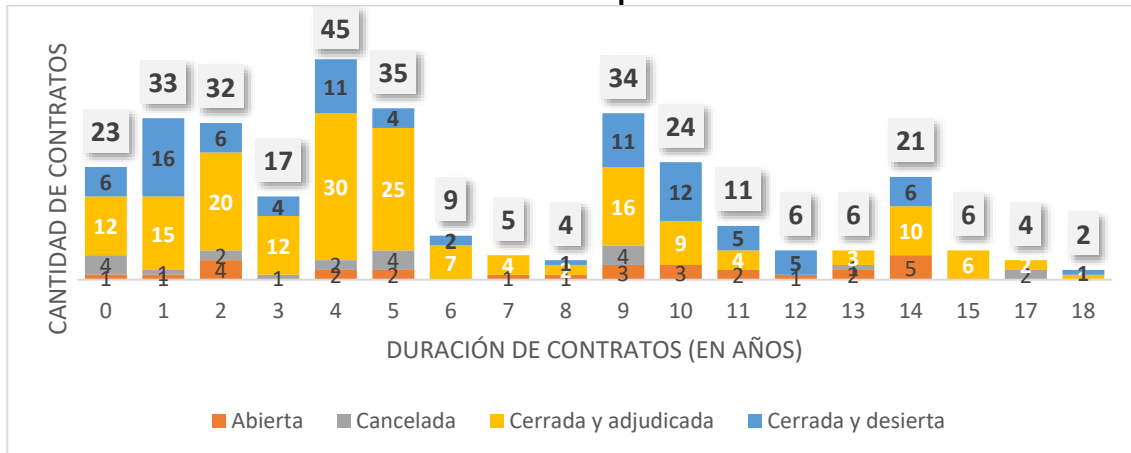
Gráfica 4. Estado de convocatorias por duración de los contratos



Fuente: Cálculos CREG con información de XM – SICEP

Por último, un análisis del estado de las convocatorias en función de la duración de sus contratos revela que: (i) el mayor volumen de convocatorias da como resultado contratos con duración de 0 a 5 años y, (ii) el volumen de convocatorias cerradas y desiertas despierta preocupaciones porque lleva asociados contratos que hubieran llevado a coberturas de energía de mediano y largo plazo.

Gráfica 5. Estado de convocatorias por duración de los contratos



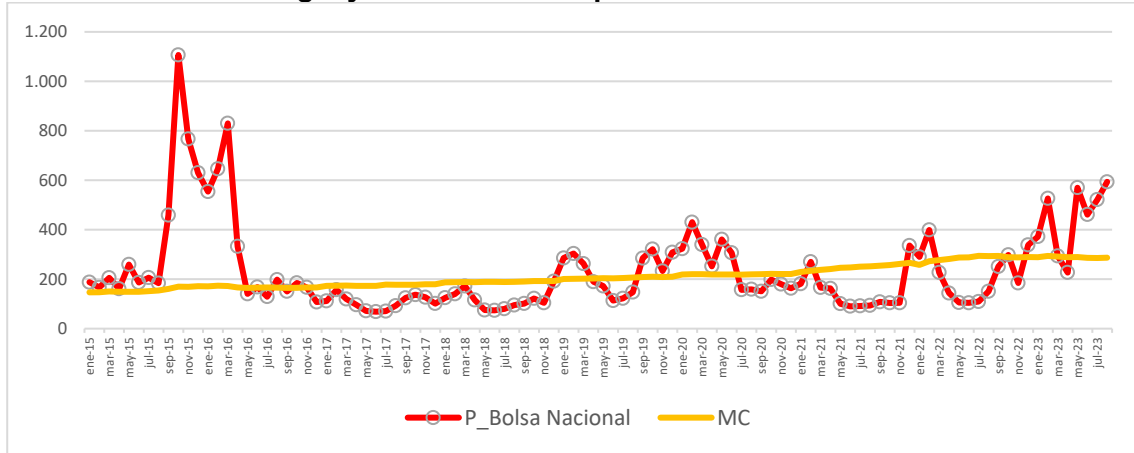
Fuente: Cálculos CREG con información de XM – SICEP

Así, la proporción de energía demandada en convocatorias que no resulta adjudicada constituye coberturas de energía no logradas por parte de los comercializadores quienes al

final deben concurrir a la exposición en bolsa de energía, la cual se caracteriza por mayores precios que son transferidos al usuario final.

Al respecto, es importante tener presente el comportamiento histórico de los precios promedio observados en los contratos de energía para atender la demanda regulada y no regulada (MC), así como los precios promedio de la bolsa de energía.

Gráfica 6. Precios promedio de energía transada en contratos y en bolsa de energía y valores del componente de referencia MC



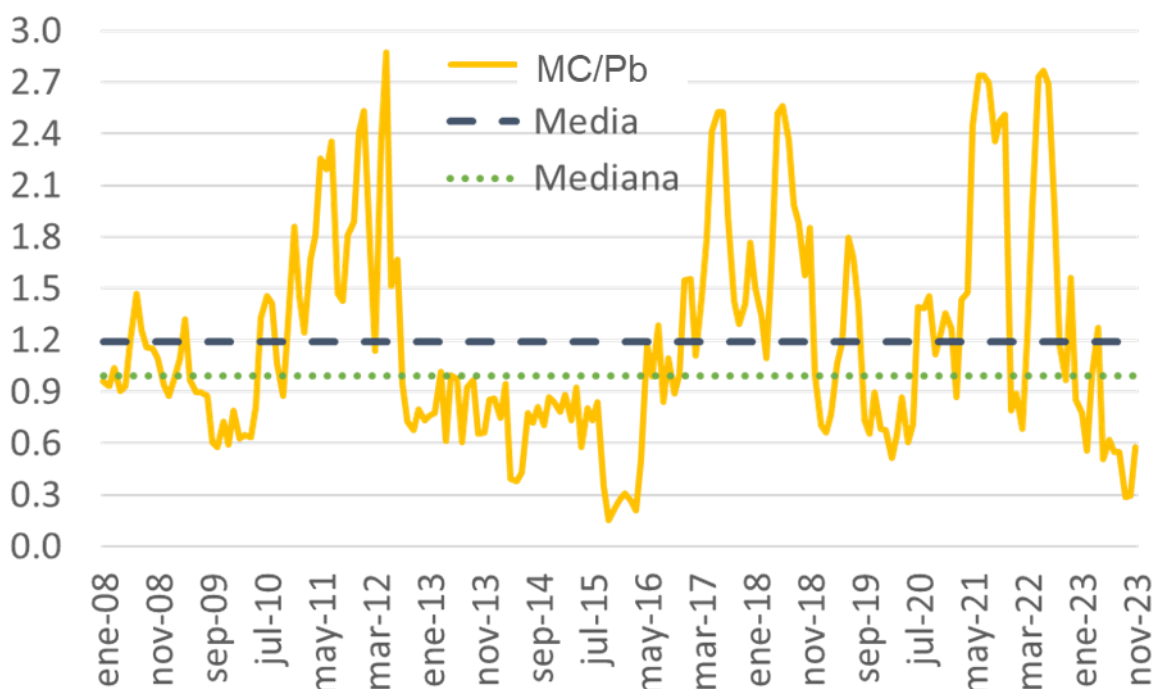
Fuente: XM – SINERGOX

Este análisis muestra que en escenarios de incertidumbre y de criticidad asociados a baja hidrología, típicos de periodos de Fenómeno del Niño, se caracterizan por niveles promedio de precios de bolsa mucho mayores que los observados en los precios promedio de contratos para esos periodos.

A su vez, el precio promedio de contratos (MC) se caracteriza por su baja volatilidad respecto de la observada para el promedio de precios en la bolsa de energía.

Por último, la relación entre el precio de bolsa (Pb) y el precio promedio ponderado de contratos (MC) permite concluir que la variable MC es un buen referente del precio de largo plazo de la energía.

Gráfica 7. Relación de largo plazo entre el precio de bolsa (Pb) y el precio promedio ponderado de contratos (MC)



Fuente: XM – SINERGOX

Como se observa en la gráfica anterior, la mediana de la relación MC/Pb para el periodo comprendido entre enero de 2008 y noviembre de 2023 tuvo un valor de 1, lo que lleva a concluir que el precio promedio ponderado de contratos (MC) es un buen referente del precio de largo plazo de la energía eléctrica en Colombia.

3.2.2. Causas operativas

- **Los tiempos regulatorios de las convocatorias públicas son extensos.**

La Resolución CREG 130 de 2019 unificó los tiempos de desarrollo de las convocatorias públicas de compra de energía con el fin de dar certeza a los agentes acerca del desarrollo del proceso. Actualmente, el tiempo promedio de ejecución de estas convocatorias se encuentra alrededor de los 60 días hábiles.

Si bien los tiempos máximos para ejecutar estos mecanismos de contratación por parte de los comercializadores fueron acortados mediante la Resolución CREG 101 033 de 2023, con la ocurrencia del Fenómeno del Niño estos tiempos siguen siendo extensos para que se pueda reducir en muy poco tiempo la exposición actual a la bolsa por parte de la demanda regulada.

- **Tipo de contrato definido para compras de energía con destino al mercado regulado: Pague lo Contratado.**

Las mesas de trabajo sobre esta temática que fueron adelantadas por la CREG le han permitido tener una aproximación sobre las posibles barreras a la apertura de

convocatorias, la concurrencia de oferentes y la adjudicación de energía en convocatorias para la contratación de energía de largo plazo en una coyuntura de baja hidrología (Fenómeno del Niño).

Esto debido a la incertidumbre que enfrentan los generadores con tecnologías hidráulicas sobre la energía máxima que pueden producir, pues está directamente asociada a los aportes de agua a los embalses que utilizan como fuente para la generación.

3.3. Principal consecuencia del problema

Como se señaló en el Documento CREG 901-022 de 2023, la falta de cobertura suficiente de la demanda regulada frente a compras en bolsa, en un contexto de incrementos en precios derivados de la expectativa de ocurrencia del Fenómeno del Niño, traería como consecuencia el traslado de precios altos y con alta volatilidad, en la tarifa final al usuario (CU).

Entre más fuerte resulte ser el efecto climático sobre la hidrología del país, más altos serán los precios que se presenten en la bolsa de energía y mayor costo será el que se les traslade a los usuarios regulados a través del CU.

4. MEDIDAS REGULATORIAS ADOPTADAS

En respuesta a la necesidad de contar con medidas regulatorias que permitan de manera oportuna y en muy corto tiempo reducir la exposición a los precios de bolsa por parte de usuarios regulados, esta Comisión encontró necesario modificar la propuesta presentada en el Proyecto Regulatorio 701-021 de 2023. Estas modificaciones fueron presentadas en el Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023.

Agotado el periodo de consulta de este último proyecto regulatorio (11 de enero de 2024), se recibieron diversos comentarios por parte de los interesados, los cuales se presentan de manera detallada con su correspondiente respuesta en la matriz que se anexa al presente documento.

A continuación, se presentan las medidas regulatorias resultantes y que se expiden con el acto administrativo que acompaña este documento.

4.1. Flexibilización transitoria de contratos para la atención de demanda regulada

Una de las dificultades de algunos generadores para comprometer cantidades de energía superiores a lo que ya tienen en contratos de largo plazo es que no pueden predecir con certeza la cantidad de energía que pueden generar cada día.

Con el fin de facilitar la participación de los generadores o comercializadores vendedores en convocatorias públicas mediante las cuales se busque cubrir a la demanda regulada frente a los precios de la bolsa para los meses en los cuales está pronosticada la ocurrencia del Fenómeno del Niño, se propone permitir la suscripción de un contrato adicional al definido en los procedimientos de la Resolución CREG 130 de 2019.

Para promover una mayor participación voluntaria de los generadores como oferentes en contratos que permitan reducir la exposición a bolsa por parte de la demanda regulada, esta Comisión ratifica la propuesta presentada en el Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023, de flexibilizar el tipo de contrato para vender la energía excedentaria de los agentes generadores.

Se permite entonces, de manera transitoria, el uso de un contrato tipo pague lo contratado condicionado a la generación ideal nacional del vendedor que no se encuentre comprometida en contratos (en adelante, "PCG"). Este contrato podrá negociarse y suscribirse mediante contratación directa (i.e. por fuera del SICEP) de manera voluntaria.

Con esta flexibilización los generadores podrán contratar energía directamente con comercializadores que atienden demanda regulada, mediante contratos que les permitan eliminar la incertidumbre que enfrentan para predecir con precisión su generación efectiva cada día. Esto dado que la energía finalmente comprometida en contratos PCG es solo la que generan, descontando las obligaciones contractuales suscritas.

Con base en los comentarios recibidos en el marco de la consulta pública del Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023 se aclara en el presente documento y en la resolución que lo acompaña que la generación ideal considerada en estos contratos corresponde a la nacional. Esto para no interferir con la regulación aplicable para transacciones internacionales de energía.

También se ratifica la posibilidad de utilizar, en el marco de estas medidas transitorias, contratos tipo "pague lo contratado" que resulten del acuerdo directo de voluntades entre compradores y vendedores.

4.2. Se mantienen los límites de compras propias establecidos en la Resolución CREG 130 de 2019

Como se señaló desde el inicio del presente capítulo, de manera transitoria, los comercializadores podrán suscribir contratos para incrementar la cobertura de sus usuarios regulados frente a los precios de la bolsa, de manera directa. Es decir, no les serán exigibles todas las reglas establecidas en la Resolución CREG 130 de 2019 para la ejecución de convocatorias públicas a través del SICEP.

No obstante, se aclara que siguen aplicando las reglas generales de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019. Se resaltan en particular las obligaciones de: i) sujetarse al fin regulatorio de estas medidas, ii) participar de manera diligente, honorable, transparente y vinculante en los mecanismos de transacción que disponga la regulación y iii) realizar la debida diligencia por parte de los comercializadores en las compras de energía para la atención de sus usuarios.

De otra parte, no se encuentra procedente flexibilizar los límites de compras propias vigentes, pues el interés regulatorio es que en muy corto tiempo todos los comercializadores del mercado (integrados y no integrados) puedan incrementar su contratación y reducir la exposición a bolsa de sus usuarios regulados. Es necesario mantener la senda de compras propias establecida en el artículo 19 de la Resolución CREG 130 de 2019, para garantizar

que los comercializadores con mayor exposición a bolsa y que no estén integrados con un generador, puedan aplicar a esta transitoriedad en su contratación.

Según los comentarios recibidos en la consulta pública del Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023, se aclara en este documento y en la resolución que lo acompaña, que las compras realizadas en el marco de estas medidas transitorias también se consideran para aplicar y verificar las disposiciones señaladas en los artículos 18 a 21 de la Resolución CREG 130 de 2019, respecto del límite de compras propias.

4.3. Temporalidad de las medidas de flexibilización regulatoria, duración máxima de los contratos resultantes de su aplicación y exclusión en el cálculo del Mc

Se reitera en este punto que el propósito principal de las medidas de flexibilización regulatoria propuestas es el de incrementar la cobertura de demanda regulada frente a los precios de la bolsa de energía durante el Fenómeno del Niño.

Considerando que el Fenómeno del Niño ya se encuentra declarado en el país, es necesario fijar una fecha próxima para el inicio de los contratos resultantes de estas medidas transitorias:

- Plazo máximo de inicio de contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG: **1 de marzo de 2024.**

Asimismo, se adopta la vigencia máxima propuesta en el Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023 de la siguiente forma:

- Vigencia máxima de contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG: **28 de febrero de 2026**

La ratificación de la vigencia propuesta obedece a que los contratos resultantes de la flexibilización regulatoria descrita en la presente propuesta no cumplen con los estándares regulatorios de largo plazo establecidos en la Resolución CREG 130 de 2019. La propuesta de permitir su incorporación **transitoria** en el portafolio de los comercializadores obedece a la necesidad puntual de incrementar la cobertura de los usuarios regulados frente a eventuales incrementos sustanciales en el precio de la bolsa para los meses en los cuales se presente el Fenómeno del Niño.

Por lo anterior, también se mantiene la condición de que los precios resultantes de estos contratos no sean incorporados por el ASIC en el cálculo de la variable Mc en el componente G de generación, para evitar distorsiones en la señal de precio de largo plazo que se busca recoger a través de esa variable.

4.4. Cálculo de cantidades de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía

Se ratifica la propuesta presentada en el Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023, en el sentido de que las cantidades de energía que podrían ser cubiertas a través de estos

contratos transitorios debe corresponder, como máximo, a la demanda regulada que aún no se encuentra cubierta por contratos de largo plazo.

Sin embargo, con base en los comentarios recibidos durante el periodo de consulta del Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023, esta Comisión encuentra necesario aclarar que estos corresponden a aquellos resultantes de: i) convocatorias públicas adelantadas en el marco de la Resolución CREG 020 de 1996, ii) convocatorias públicas adelantadas en el marco de la Resolución CREG 130 de 2019, iii) subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía y iii) mecanismos cuyo traslado ha sido autorizado en aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018.

Será responsabilidad de los comercializadores establecer esta cantidad de energía contar con los soportes de todas sus acciones frente a la definición de esta cantidad, en caso de ser requerido por la autoridad competente.

Para las compras que se realicen mediante la suscripción de contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, resultantes de lo dispuesto en la resolución que acompaña el presente documento, se establece la siguiente regla de traslado:

$$C = \sum_{s=1}^n q_s$$

Donde,

C : Energía mensual cubierta mediante contratos transitorios, con destino al mercado regulado.

q_s : Cantidad mensual de energía cubierta mediante el contrato s , con destino al mercado regulado.

n : Número de contratos transitorios con destino al mercado regulado.

4.5. Precio de las compras de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía

Para establecer el precio máximo no es procedente realizar una diferenciación por tecnología, reconociendo que la energía contratada es respaldada con el portafolio de generación del vendedor, o incluso mediante contratos con los que este cuente.

En consideración de lo anterior, se presenta la fórmula de traslado aplicable a todos los contratos que resulten de la aplicación de las medidas transitorias propuestas.

$$p_l = \min \left(\text{precio techo}; \frac{\sum_{s=1}^{n_l} p_s * q_s}{C} \right)$$

Donde,

p : Precio promedio ponderado de las compras realizadas a través de contratos transitorios.

M_c : Costo promedio ponderado por energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de todos los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione.

p_s : Precio del contrato transitorio s .

q_s : Cantidad de energía cubierta mediante el contrato transitorio s .

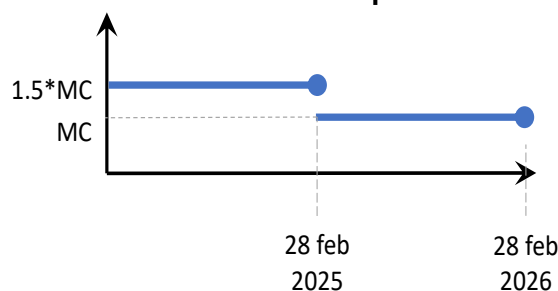
n : Número de contratos transitorios.

C : Energía mensual cubierta mediante contratos transitorios, con destino al mercado regulado.

precio techo: Entre el inicio del contrato y el 28 de febrero de 2025 el precio techo de traslado es $1.5 \cdot M_c$. Entre el 1 de marzo de 2025 y el 28 de febrero de 2026 el precio techo de traslado es M_c .

A continuación, se presenta la representación gráfica de traslado para los contratos transitorios que resulten de la aplicación de las medidas acá propuestas:

Gráfica 8. Estado de convocatorias por duración de los contratos



Los precios máximos de traslado son el resultado del análisis adelantado por esta Comisión respecto del comportamiento histórico del precio de la bolsa y su relación con la variable M_c .

Como ya se indicó, la variable M_c representa una medida adecuada del precio de largo plazo de la energía para usuarios regulados. De allí que esta Comisión considerara adecuado vincular el precio máximo de traslado de estos contratos al valor del M_c para cada periodo.

Considerando una vigencia que se extiende hasta febrero de 2026, esta Comisión encontró que en 2 de 3 posibles escenarios de precio de bolsa simulados hasta febrero de 2026, un

multiplicador de 1.5 veces el MC, permitía que el contrato transitorio resultara más atractivo que la venta en bolsa para el generador, como se muestra en la tabla siguiente:

**Tabla 1. Valor presente de la venta de excedentes de generación
Bolsa de energía Vs. Contrato transitorio**

Multiplicador MP	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Dif (%) Contrato - Pbmax	-23.8%	-18.4%	-13.5%	-9.0%	-4.8%
Dif (%) Contrato - Pbmed	-11.1%	-6.3%	-1.9%	2.2%	6.0%
Dif (%) Contrato - Pbbajo	1.5%	5.8%	9.7%	13.3%	16.7%

De acuerdo con la información presentada se observa que, cuando se fija un multiplicador de 1.5 veces el MC para los primeros 11 meses del contrato, acompañado de un multiplicador de 1 para los 12 meses restantes, tanto en el escenario de precios medios como en el de precios bajos, que corresponden justamente a los valores históricos observados de la relación MC/Pb (ver Gráficas 6 y 7).

Por su parte, el escenario Pbmax corresponde a un escenario en el cual el precio de bolsa se mantiene siempre por encima o igual al MC (nunca por debajo) durante los próximos 2 años; escenario que se simuló para efectos de contraste, pero que esta Comisión encuentra poco probable considerando el comportamiento histórico de estas dos variables para periodos posteriores a un Fenómeno del Niño.

4.6. Despacho y liquidación de contratos resultantes de estas medidas transitorias

Con base en los comentarios recibidos durante el periodo de consulta del Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023, esta Comisión aclara en el presente documento y en la resolución que lo acompaña, que el despacho de contratos PCG se realiza con posterioridad al de todos los demás contratos registrados ante el ASIC.

Dado que los contratos tipo pague lo contratado sí contienen cantidades de energía predeterminadas y vinculantes en su totalidad para las partes, no se encuentra procedente establecer medidas regulatorias diferentes a las ya aplicables para su despacho.

Para la liquidación de los contratos resultantes de la aplicación de estas medidas transitorias, independientemente de su tipo (pague lo contratado o PCG), estos deben ser asignados de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 024 de 1995 y en línea con el programa de asignación de contratos a cargo del ASIC.

4.7. Transparencia

Con base en los comentarios recibidos durante el periodo de consulta del Proyecto Regulatorio 701-034 de 2023, esta Comisión encuentra procedente hacer uso de la plataforma SICEP, administrada por el ASIC, para publicar los contratos resultantes de estas medidas transitorias.

Por tal razón, con posterioridad al inicio de estos contratos (a más tardar el 15 de marzo) y con base en la información reportada previamente al ASIC por los agentes para su

correspondiente registro, se publicará en el SICEP la siguiente información para cada contrato:

- i) tipo de contrato escogido
- ii) vigencia
- iii) cantidades máximas por despachar definidas

5. CONSULTA PÚBLICA

Las medidas regulatorias desarrolladas en este documento resultaron de la consulta pública adelantada frente a los proyectos regulatorios 701-021 y 701-034 de 2023 y de la evolución observada frente a la ocurrencia del Fenómeno del Niño, que ya se encuentra oficialmente declarado en el país.

El detalle de los comentarios recibidos y su correspondiente respuesta se encuentra en la matriz que se anexa al presente documento.

6. FORMULARIO DE INCIDENCIA EN LA COMPETENCIA

Nombre de la entidad solicitante	COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS		
Nombre de la entidad interviniente	COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS		
Nombre del Proyecto de Regulación	Flexibilización transitoria de compras de energía para la atención de demanda regulada		
Objeto del Proyecto de Regulación	Incrementar cobertura de usuarios regulados frente al precio de la bolsa de energía durante el Fenómeno del Niño a través de contratos de largo plazo		
Fecha de diligenciamiento	30 enero 2024		
CUESTIONARIO			
PREGUNTA	SI	NO	JUSTIFICACIÓN A LA RESPUESTA
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:			
a) ¿El proyecto regulatorio otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes?		X	
b) ¿El proyecto regulatorio establece licencias, permisos, autorizaciones para operar, cuotas de producción o de venta?		X	
c) ¿El proyecto limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio?		X	

d)	¿El proyecto eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas?		X	
e)	¿El proyecto crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión?		X	
f)	Incrementa de manera significativa los costos:			
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?		X	
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?		X	
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:				
a)	¿El proyecto controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción?	X		Busca impedir el traslado de altos precios de energía a los usuarios regulados durante la ocurrencia del Fenómeno del Niño, mediante la fijación de un techo de traslado que tiene como referente el precio de mercado de largo plazo de la energía en Colombia (MC).
b)	¿El proyecto limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos?		X	
c)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para promocionar productos?		X	
d)	¿El proyecto otorga a los operadores actuales en el mercado trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes?		X	
e)	¿El proyecto otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras?		X	
f)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de		X	

	producción o su forma de organización industrial?		
g)	¿El proyecto limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes, pero bajo nuevas formas?		X
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:		
a)	¿El proyecto genera un régimen de autorregulación o corregulación?		X
b)	¿El proyecto impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (p. ej. precios, nivel de ventas, costos, etc.)?		X
En opinión del regulador ¿El Proyecto genera alguna otra limitación a la libre competencia económica?			
En opinión de la CREG, este proyecto regulatorio no genera limitaciones a la libre competencia económica. Las pregunta marcada con respuesta afirmativa corresponde justamente la prevención del ejercicio de poder de mercado por parte de comercializadores o generadores, que derive en el traslado de ineficiencias a los usuarios a través de la tarifa del servicio.			
CONCLUSIONES			
Esta Comisión no encuentra que el proyecto limita la libre competencia económica. Por el contrario, busca evitar el ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes durante la ocurrencia del Fenómeno del Niño y eventuales traslados de precios ineficientes a los usuarios regulados. Sin embargo, se remite para concepto de la SIC toda vez que una de las preguntas tiene respuesta afirmativa.			