

Bogotá D.C., Octubre 03 de 2023

Doctor
Omar Andrés Camacho Morales
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Doctor
José Fernando Prada Ríos
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Ciudad

Asunto: Comentarios a las propuestas contenidas en las Resoluciones CREG 701020 y 701021 de 2023 sobre nuevos mecanismos para la comercialización de energía eléctrica

Respetado Señor Ministro y Señor Director:

ANDEG y sus empresas afiliadas resaltamos el esfuerzo realizado por el Ministerio y la Comisión para coadyuvar en la coyuntura para mitigar los riesgos de exposición a bolsa de algunos comercializadores que atienden demanda regulada, de tal manera que puedan contar con la energía disponible en el SIN para garantizar el suministro de energía eléctrica, tal como se ha propuesto anteriormente por parte de la Asociación en los comunicados ANDEG 037 y 044 de 2023, así como en espacios directos con el Ministerio de Minas y Energía y con la CREG, desde inicios del año 2023.

Consideramos, en términos generales, que es loable el objetivo perseguido por ambas propuestas regulatorias, sin embargo, los esquemas propuestos en las resoluciones en consulta del asunto, son inviables debido a que no incentivan a la oferta a vender su energía excedentaria en el mercado de contratos bilaterales desde la perspectiva de señales de precio, dado que el esquema de remuneración planteado no refleja la condición de escasez del mercado, y en tal sentido, no se reflejaría la retribución de venta de energía excedentaria por parte de plantas térmicas con mayores costos variables, desde la perspectiva de recuperación de costos de combustibles.

A continuación, presentamos los comentarios a las propuestas normativas sometidas a consulta por parte de la Comisión el día 18 de septiembre, en relación con la habilitación transitoria de la comercialización de energía excedentaria para plantas menores, cogeneradores y autogeneradores a gran

escala y disposiciones generales para la comercialización de energía a usuarios regulados.

1. Resolución CREG 701 020 de 2023

Desde ANDEG consideramos inocuo el mecanismo planteado en la propuesta regulatoria, debido a que se está priorizando la cantidad sobre el precio, debido a que en la coyuntura de Fenómeno de El Niño, el esquema de precios propuesto para traslado a la demanda regulada, en especial para la generación térmica, no es atractivo para que la oferta por parte de plantas menores y cogeneradores realice contratos a través de los mecanismos propuestos, en adición que el esquema planteado está mal orientado pues se promueve la contratación bilateral, sin incentivos de participación desde la perspectiva de precios, cuando el ambiente natural de venta de excedentes de energía de este tipo de energía es la bolsa del mercado mayorista.

Vale la pena recordar que en Colombia, de acuerdo con la información publicada por la UPME, se estima que existe un potencial superior a 1500 MW entre plantas de autogeneración, plantas de emergencia y de cogeneración¹, con lo cual, se debe incentivar a través de la señal de precio a la oferta para que exista interés en entregar dicha energía, esto es, **permitir la participación en bolsa de las plantas menores, cogeneradores y autogeneradores y que se les remunere a través de incentivos de participación que reflejen las condiciones del mercado actual**. La referencia utilizada del "Mc" no es la adecuada para el costo de generación de plantas térmicas porque, incluso multiplicando por el 1.5, no alcanza a cubrir el costo de combustibles en el marco de la suficiencia financiera, con lo cual la propuesta regulatoria estaría induciendo a prácticas de "dumping". En ese sentido sugerimos que la propuesta regulatoria tenga un análisis de competencia por parte de la Superintendencia de Industria y Comercio-SIC. En todo caso, solicitamos no incluir ninguna referencia que no compense el costo de la generación térmica en un contexto de escasez.

También, se debe considerar el mecanismo implementado para el Fenómeno de El Niño 2015-2016 a través de la Resolución CREG 171 de 2015 en donde se permitió la oferta directa de plantas menores en la bolsa y la negociación directa con comercializadores o generadores del SIN a precios pactados libremente, con lo que se contribuyó a mitigar los riesgos de desabastecimiento en el SIN. Se precisa que en ningún caso las medidas que se propongan deben ser obligatorias para ningún agente, sino que se deben incentivar en el marco de la libre competencia establecido por la Ley 143 de 1994.

En general, observamos que promover la participación de plantas menores, cogeneradores y autogeneradores en el mercado eléctrico, **a partir de un**

¹ Información obtenida de: <https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Solicitudes-conexion-reporte5.aspx>
<https://www1.upme.gov.co/Paginas/Autogeneración-y-Cogeneración.aspx>

adecuado esquema de incentivos a través del precio, es acorde a los objetivos de participación de la demanda que se plantean en las políticas de transición energética, y en particular, en el caso de una eventual estrechez en el balance energético en el SIN, se contribuiría a mitigar los riesgos de déficit de electricidad si se llegan a presentar situaciones críticas asociadas a la condición de hidrología por el Fenómeno de El Niño.

2. Resolución CREG 701 021 de 2023

Con respecto esta propuesta normativa, que establece medidas para la comercialización de energía con destino al mercado regulado, consideramos inconvenientes las propuestas relacionadas con la venta de excedentes de energía eléctrica, en especial, lo establecido en los Artículos 11 y 14 que tratan sobre el traslado de precios de los contratos para la generación térmica, así como la obligatoriedad en la participación de estos esquemas por parte de las plantas de generación, lo cual, consideramos que no resuelve en el corto plazo la problemática asociada con el déficit de contratos de energía para atención de la demanda regulada expuesta en bolsa.

En primer lugar, consideramos conveniente precisar que el término “ENFICC” planteado en el Artículo 14 de la propuesta regulatoria corresponde a: *“La máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG-071 de 2006 o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan”*- Resolución CREG 60 de 2007-, en lo que se refiere a la energía entregada por un agente, en condiciones de baja hidrología, lo cual, es la columna vertebral del esquema del Cargo por Confiabilidad- Res. CREG 071 de 2006. De ninguna manera, consideramos, que la regulación debe inducir a comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico a través de la venta de ENFICC en el mercado de contratos, siendo estos dos mercados totalmente diferentes y aparte uno del otro.

En el contexto anterior, sugerimos que haya un ajuste en la definición planteada en el sentido de promover la participación de agentes del mercado **con “energía disponible para contratación”**, y así las cosas, al existir **energía disponible para contratación** declarada por los agentes del mercado, de forma voluntaria, los agentes podrían participar en los mecanismos de compra que establece la regulación, caso del SICEP, para contribuir a asegurar coberturas de contratos para la atención de usuarios regulados.

De otro lado, es importante resaltar que se debe incentivar la participación a través de adecuadas señales de precio que reflejen las condiciones del mercado en la actualidad. Al referirnos específicamente al Artículo 11 en donde se menciona el Mc y el Precio de Escasez como valores a tener en cuenta en el precio de traslado para contratos con respaldo de generación térmica, se está desconociendo la situación presentada en el Fenómeno de

El Niño 2015-2016, y lo relacionado con la Resolución CREG 140 de 2017, en donde se actualizó la referencia al Precio de Escasez de activación el cual ha correspondido al Precio Marginal de Escasez, según lo presentado en la Figura 1, al ser mayor que el Precio de Escasez; por ello establecer como señal de precio a trasladar tanto el Precio de Escasez como el Mc, no se está reflejando el costo de generación con plantas térmicas en el contexto de la condición del Fenómeno de El Niño. En línea con lo anteriormente expuesto, no es claro en la propuesta regulatoria cómo se va a remunerar a los comercializadores lo relacionado con la diferencia entre el precio a trasladar a la demanda regulada vs el costo real de la generación térmica que participe eventualmente en los mecanismos de contratación propuestos y se debe dejar claro el plazo de aplicación para dichos mecanismos.

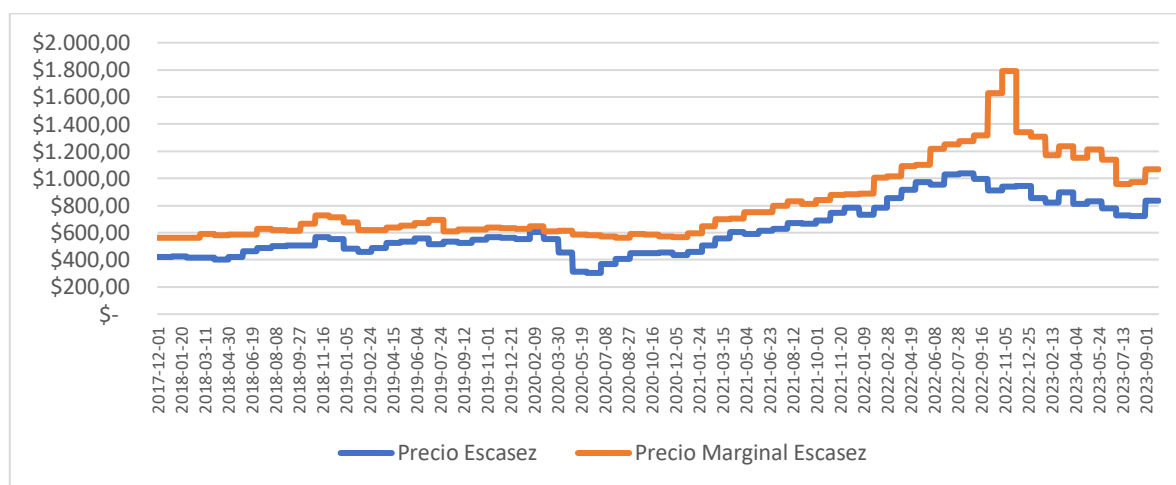


Figura 1. Precio de Escasez y Precio Marginal de Escasez – Fuente: XM

Así mismo, se debe resaltar la importancia de preservar los principios de libre competencia en el marco del desarrollo del mercado de energía en Colombia, consagrados en la Ley 143 de 1994, e incluso, con el Decreto 929 de 2023, desde la perspectiva de voluntariedad de participación, y que sea a discreción la participación o no en los mecanismos que se propongan, desde la perspectiva de incentivos de precio, y de esta manera, solicitamos que no se obligue a los generadores a vender excedentes, y en todo caso, reiteramos la importancia de considerar la “energía disponible para la contratación”, excluyendo lo asociado con la ENFICC del mercado de confiabilidad, es decir, la garantía del abastecimiento en el SIN para atención de la demanda.

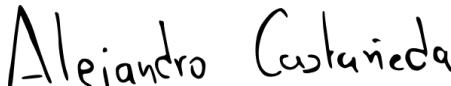
Es importante resaltar que la fórmula tarifaria actual dada por la Resolución CREG 119 de 2007 y sus modificaciones, establece en el componente de Generación (G) la variable AJ, por medio de la cual se realiza el traslado paulatino de los precios del componente de generación asociados a la bolsa, por ello, es adecuado manifestar que la fórmula tarifaria general contempla medidas para mitigar el traslado inmediato de los costos de los precios asociados a la bolsa de energía, en especial, para aquellos comercializadores alto nivel de

exposición en el mercado, con lo que consideramos incluso adecuado que revise la conveniencia de las propuestas en consulta.

Finalmente, en el marco de la construcción de la Hoja de Ruta de la Transición Energética Justa, vemos conveniente que se establezca un lineamiento de política que incentive a asegurar la contratación de largo plazo para la atención de usuarios regulados, con el fin de mitigar el desarrollo de propuestas como las planteadas en la consulta pública, que no contribuyen a solucionar la problemática actual de exposición a la bolsa de energía por parte del mercado regulado. Creemos que el Regulador debe promover de forma eficaz los esquemas de cobertura de contratos que plantea la Resolución CREG 114 de 2018. Reiteramos la importancia del análisis de competencia por parte de la SIC en relación con las propuestas en consulta.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro y del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Director Ejecutivo