

Bogotá D.C., Diciembre 26 de 2023

Doctor

Omar Fredy Prias Caicedo

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Agenda Regulatoria Indicativa CREG 2024

Respetado Señor Director:

A continuación, presentamos los comentarios al proyecto de agenda regulatoria indicativa de la CREG 2024, que fue publicado mediante Circular CREG 089 de 2023.

Desde ANDEG destacamos la naturaleza del papel del Regulador en el marco de las Leyes 142 y 143 de 1994, en el contexto de las funciones en el desarrollo institucional, que bajo el esquema actual donde el Ministerio de Minas y Energía es quien define la política pública, la CREG tiene funciones asociadas a la regulación económica, se ha logrado que el sector cuente con un marco normativo y regulatorio robusto, con lo que se ha asegurado un nivel de cobertura adecuado en el SIN, con altos niveles de confiabilidad desde la perspectiva del abastecimiento energético y la competitividad. Por supuesto, persisten retos de calidad e infraestructura de redes para asegurar los objetivos de transición energética.

Así las cosas, la primera recomendación que hacemos es asegurar el nombramiento en propiedad de los 6 expertos comisionados de la Comisión, tal como lo establece el artículo 21 de la Ley 143 de 1994. En segundo lugar, a la luz de la Resolución CREG 105 003 de 2023, si bien establece el plazo de publicidad de los proyectos de resolución para comentarios, consideramos pertinente que propuestas normativas de impacto regulatorio que afecten la estructura del mercado en lo correspondiente a precios, deben ser realizadas con un análisis B/C suficiente, en donde se presente a través de talleres la propuesta a los agentes sectoriales, a fin de mitigar los riesgos y dar adecuadas señales de inversión.

1. Corto plazo - Fenómeno de El Niño

Dado que, para febrero de 2024 se prevé la realización de la Subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad, las propuestas regulatorias orientadas al esquema de formación de precios no deben afectar las señales de inversión de largo plazo; de hecho, ANDEG espera que con la Subasta de Expansión se incorporen en el sistema más de 2000 MW que le aseguren al sector inversiones

superiores a los 2.500 millones de dólares, en donde inversionistas están desarrollando en la actualidad las actividades asociadas al cronograma de participación, con lo cual, propuestas regulatorias como la planteada en la Resolución CREG 701028 de 2023, que afectan las reglas de juego a los agentes de la cadena, definitivamente erosionan la credibilidad del esquema normativo, y se pone en riesgo el abastecimiento de energía de largo plazo.

A su vez, creemos que cualquier propuesta normativa en el contexto del mercado eléctrico debe considerar la estructura de los energéticos disponibles en el país. En la actualidad, se debe tener en cuenta que, ante la insuficiencia de gas natural en el interior del país, las plantas térmicas de esta región han tenido que acudir a generar con combustibles líquidos. Por su parte, ante la ausencia de gas natural en la costa norte del país, el Grupo Térmico hizo inversiones para poder asegurar un esquema de contratación que le permitiera al país considerar el gas natural importado para sustituir el combustible líquido usado por el Grupo Térmico, lo que, a la fecha, ha permitido ahorros superiores a los 1.500 millones de dólares, contribuyendo a la competitividad de las tarifas de energía y a la mitigación del impacto ambiental.

En el contexto anterior, consideramos que cualquier propuesta que se considere para modificar el mercado de energía, debe considerar todo el portafolio energético que tiene el país para abastecimiento de combustibles asegurando: señales de inversión, desde el punto de vista de la expansión de la confiabilidad eléctrica en el marco de la transición energética justa, gradual y segura, y especialmente, debe procurarse una oferta suficiente de combustibles en el contexto de la diversificación de energéticos.

En adición, tengamos en cuenta que, en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad, el proceso de construcción de la regulación de este mecanismo ha considerado el desarrollo de señales de precio para enfrentar la situación de Fenómeno de El Niño a partir de esquemas como el Precio de Escasez de Activación, variable que reconoce la escasez de gas natural, dado que, el combustible de referencia es el ACPM, pues en la actualidad, las plantas térmicas deben asegurar el uso de combustibles líquidos, así como asegurar el uso del carbón, que durante los meses más críticos de hidrología crítica en el SIN, aportan por encima de 30 GWh-día en promedio, lo que representa entre 11 mil y 18 mil toneladas de consumo de carbón, y de esta manera, se contribuye a dinamizar la cadena del carbón.

Si bien el sistema, de acuerdo con los análisis de balance energético realizados por XM y la CREG, tenemos recursos suficientes para atender la demanda durante el Fenómeno de El Niño 2023-2024, creemos que deben establecerse medidas para la participación de la demanda. De los análisis de ANDEG, se ha identificado que existe un potencial de 1000 a 1500 MW de capacidad de oferta que puede contribuir a la coyuntura, caso de la autogeneración, cogeneración y plantas de emergencia. Sugerimos que se den señales de precio que reflejen la condición de escasez para que, plantas menores, cogeneradores y autogeneradores puedan entregar excedentes a la red, tal como se presentó en

el Fenómeno de El Niño 2025-2016, donde la industria pudo entregar excedentes de energía.

2. Mediano Plazo- Res. CREG 133 de 2021

Reiteramos la inconveniencia de la propuesta contenida en dicha resolución. Se debe tener en cuenta que el Cargo por Confiabilidad reconoce la energía en firme de todas las plantas de generación en función de la energía que realmente aporte al sistema.

Con la iniciativa propuesta en la Resolución CREG 133, algunas plantas existentes, especialmente plantas térmicas que constituyen una fuente abundante y confiable de energía firme, podrían correr el riesgo de no quedar asignadas en el esquema planteado por la CREG, o tener una sub-remuneración respecto a la confiabilidad aportada al sistema, lo cual, afectan los planes de inversión establecidos por las plantas, enfocados en su mayoría en modernización, actualización tecnológica y eficiencia en los procesos de generación, incluso los proyectos de expansión de capacidad de plantas existentes. En adición, se motivaría una salida anticipada del mercado de plantas que son fundamentales ante una situación de hidrología crítica, retraso de proyectos de expansión, y/o de estrechez en la oferta de energía en firme, lo que pone en riesgo el balance energético de largo plazo.

Insistimos en que, si la propuesta regulatoria no considera un análisis de impacto regulatorio robusto, que tenga en cuenta escenarios energéticos de mediano y largo plazo, de formación de precio de energía, y los efectos sobre las cadenas del servicio de energía y combustibles, especialmente sobre la cadena de gas natural y carbón, observamos desde ANDEG que no es conveniente avanzar en el trámite de iniciativas de alto impacto, orientadas a modificar el esquema de asignación de OEF a plantas existentes, hasta tanto no se publique y presente por parte de la CREG la relación Beneficio/Costo de la iniciativa regulatoria. Se adjuntan los comentarios de ANDEG a la Resolución CREG 133 de 2021¹.

De otro lado, la expansión de renovables no convencionales (solar/eólica) exige la ampliación de capacidad a partir de generación síncrona como soporte y respaldo en el sistema eléctrico. Así, si el sistema requiere 500 MW solares o eólicos, también se requerirán entre 100 y 200 MW de capacidad para la generación de energía firme. La relación es 1 MW térmico por cada 3 MW eólicos, y 1 MW térmico por cada 5 MW² solares. Así, si se requiere reemplazar 6000 MW térmicos, deberán construirse más de 25000 MW solares con los retos que implica. De esta manera, es necesario que se garantice el abastecimiento de los insumos, caso de los combustibles fósiles, para el parque de generación termoeléctrico, que son esenciales para la estabilidad y seguridad de la red, por

¹ https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/12/151221_Comentarios_ANDEG_Res_CREG_132_133_CxC.pdf

² Cálculos ANDEG con base en relación ENFICC vs CEN considerando factores de planta para las diferentes tecnologías

sus características de provisión de inercia, aporte de corriente de cortocircuito real, balance de reactivos, provisión de reservas, regulación de frecuencia/tensión entre muchos otros requerimientos técnicos de la red. Así, las térmicas se consolidarán como los jugadores en la banca que están listos para suplir al sistema en momentos de hidrología crítica dado que garantizan la firmeza y confiabilidad al SIN.

Por lo anteriormente expuesto, solicitamos se retire de la agenda regulatoria la implementación de la Res. CREG 133 de 2021.

3. Modernización del Mercado de energía

Es necesario reglamentar en el mercado de corto plazo y servicios complementarios, a partir de lo definido en la Resolución CREG 143 de 2021, en el contexto de lo planteado por ANDEG sobre que la reglamentación del mercado de corto plazo contribuirá al desarrollo de un mercado completo, esto es, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada), y por su parte, la regulación económica de los servicios complementarios permitirá asegurar la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica, y en especial, de recursos de generación de carácter intermitente, acorde a los objetivos de la transición energética de Colombia. Así mismo, consideramos de especial relevancia que la propuesta de modernización del mercado se complemente con aspectos de la coordinación gas-electricidad, considerando las siguientes propuestas:

- i. Fortalecer la herramienta del RUT Gas contenido en el Gestor del Mercado de Gas Natural de tal manera que presente información en tiempo real de la infraestructura de gas natural, útil tanto para el operador del mercado de energía eléctrica como para los agentes del mercado eléctrico. Esta propuesta toma la experiencia de la FERC sobre el análisis de interdependencia del sector eléctrico y de gas natural y cuyo resultado quedo plasmado en la Orden No. 787 de 2013, donde se establece lo siguiente:
"...to provide explicit authority to interstate natural gas pipelines and public utilities that own, operate, or control facilities used for the transmission of electric energy in interstate commerce to share non-public, operational information with each other for the purpose of promoting reliable service or operational planning on either the public utility's or pipeline's system."
- ii. Adicionalmente, el Gestor del Mercado de Gas Natural presentó una propuesta de Interdealer Broker para profundizar la liquidez del mercado secundario y de otras transacciones del mercado mayorista. Esta plataforma, voluntaria, podría servir como instrumento para centralizar y aumentar la liquidez de este mercado. Lo anterior, acorde con el

esquema de promotor de mercado que señala la Resolución CREG 89 de 2013, con el fin de estimular la liquidez del mercado.

4. Asignación de costos de restricciones por indisponibilidad de activos de transporte

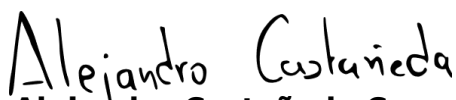
Es adecuado que se revise el impacto de lo definido en la Resolución CREG 101 028 de 2022 frente a esta iniciativa, teniendo en cuenta que la problemática de restricciones eléctricas en el SIN debe abordarse de forma integral en el contexto de:

- 1) Asegurar las obras de infraestructura de red en el STN y en el sistema de distribución de la región Caribe, de tal forma de contribuir a mitigar la congestión de red que ocasiona el mayor requerimiento de generación de seguridad, servicio prestado por plantas térmicas, de mayor costo variable.
- 2) Avanzar en el desarrollo del mercado de corto plazo y de servicios complementarios a fin de asegurar la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica, y en especial, de recursos de generación de carácter intermitente.

En todo caso, todas las propuestas deben evaluarse en el contexto del análisis B/C y de impacto normativo, contemplando todos los efectos que tienen las medidas presentadas, en el marco de las buenas prácticas regulatorias de la OCDE. Reiteramos la importancia de la regulación para asegurar señales de inversión y de expansión y asegurar la transición energética justa, gradual y segura.

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

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Director Ejecutivo