

Bogotá 22 de Agosto 2022

Doctor
Jorge Alberto Valencia Marín
Director ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Ciudad

Asunto: Comentarios a la propuesta regulatoria contenida en la resolución CREG 701 016 de 2022- Subasta Cargo por Confiabilidad.

Respetado Dr. Valencia:

ANDEG y sus empresas afiliadas presentamos a continuación comentarios a la propuesta regulatoria contenida en la resolución del asunto, relacionada con la convocatoria de una subasta del Cargo por Confiabilidad. Consideramos que lo planteado por la CREG es un avance en el marco de asegurar la energía firme que requiere el país en el mediano plazo, tal como esta Asociación lo ha manifestado en la comunicación ANDEG-073-2021¹.

En general, vemos oportuna la convocatoria realizada por la Comisión a través de la propuesta normativa en consulta, en el contexto de anticipar las señales para viabilizar la construcción de nueva infraestructura de generación para garantizar el suministro seguro, confiable y continuo de electricidad a los colombianos, en el contexto del esquema del Cargo por Confiabilidad, desde dos perspectivas: 1) asegurar la energía en firme frente a la incertidumbre en la entrada en entrada de proyectos de expansión, sobre todo algunos asociados a fuentes renovables no convencionales, así como por el retraso de líneas de transmisión, particularmente en la Costa Norte del país, caso de la Línea Colectora y 2) disponer de la energía firme en el Sistema Interconectado Nacional- SIN- dada la perspectiva al alza en la evolución de la demanda de electricidad, acorde a planteado por la UPME en la proyección más reciente presentada².

¹Esta misma solicitud fue realizada por ANDEG a través de las Comunicaciones ANDEG-076-2021 y ANDEG-002-2022.

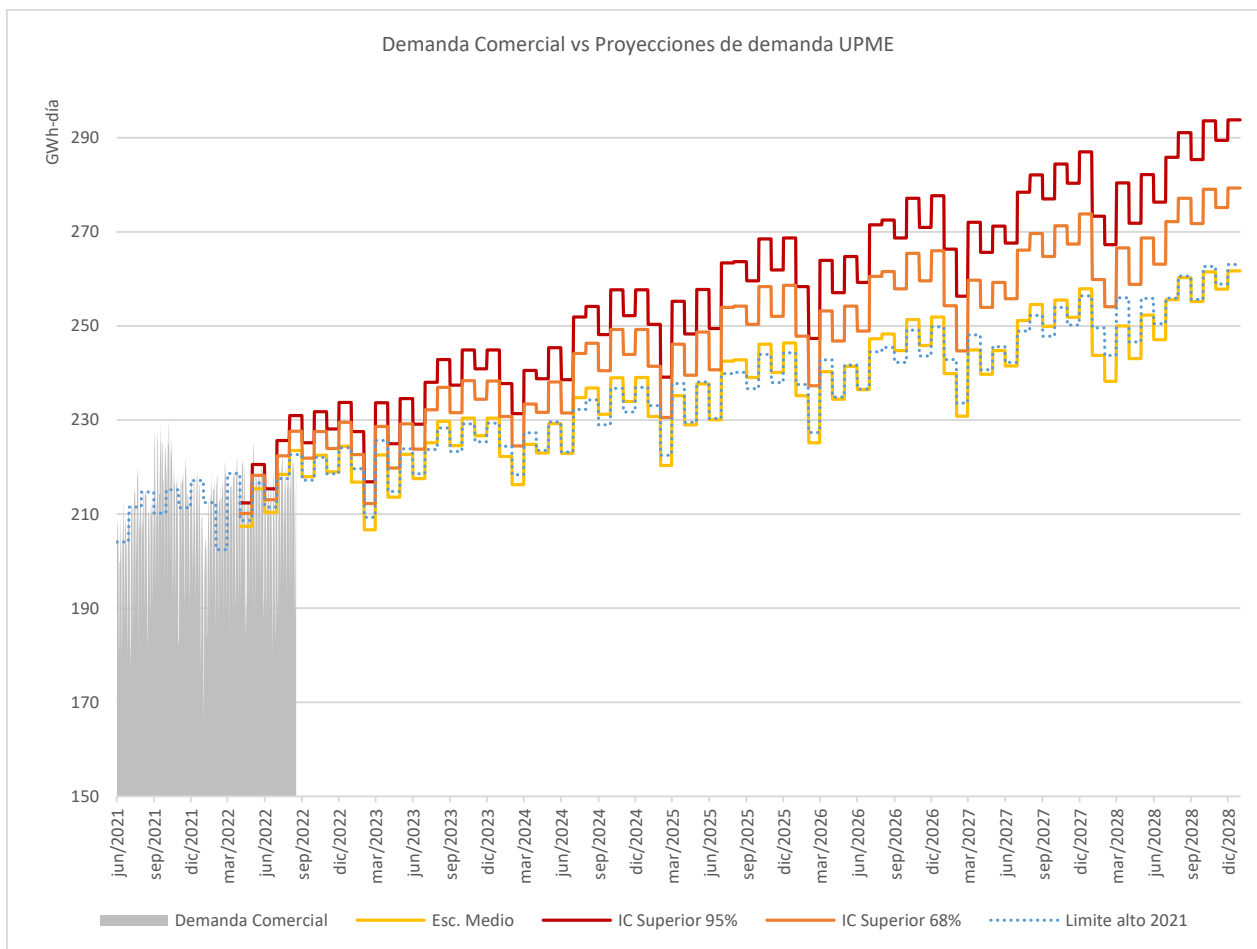
²https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Presentacion_Proyeccion_demanda_energeticos_2022.pdf

En el contexto anterior, consideramos que la propuesta normativa de la CREG podría ser revisada de manera que responda de una manera más efectiva a la realidad de las necesidades del sistema eléctrico, a partir de los diferentes escenarios de balance energético.

1. PROYECCIÓN DE DEMANDA

En primer lugar, en lo que se refiere a la demanda identificada por la Comisión como objetivo de cobertura, consideramos necesario que se evalúe si el escenario medio de la proyección de demanda utilizado por la CREG corresponde efectivamente a la tendencia de crecimiento y recuperación en la que se encuentra la demanda eléctrica, teniendo en cuenta que en el mismo periodo evaluado por la Comisión de los últimos 13 meses (390 días aproximadamente), las curvas de tendencia, tanto del escenario alto del año 2021 como del escenario medio del año corriente, no se comportan de forma similar.

Esto, adicional a los máximos históricos de demanda registrados en las últimas semanas (230 GWh-d, el 7 de agosto de 2021), con subsecuentes picos como los del 4 de Mayo del 2022 en donde se presentaron niveles cercanos a los 226 GWh-d, hacen ver que la tendencia de crecimiento de la demanda se encuentra en niveles por encima de lo planteado por los escenarios de referencia seleccionados por la Comisión, por lo cual, sería conveniente que la CREG tenga en cuenta los escenarios de demanda alta planteados por la UPME.



Gráfica 1. Proyecciones de Demanda UPME vs. Demanda Comercial. Fuente: UPME, XM

Con esto presente, desde esta Asociación y en línea con los objetivos que rigen el esquema bajo el cual se convoca esta subasta del Cargo por Confiabilidad, consideramos que:

- La CREG debe presentar argumentos suficientes frente a la decisión de adoptar una tendencia de demanda de un escenario de crecimiento medio, aun cuando la UPME, generó intervalos de confianza superiores previendo un posible crecimiento mayor al esperado, a fin de asegurar la cobertura de la demanda frente a los escenarios más críticos de abastecimiento.
- Es apropiado que la Comisión revise el escenario de demanda seleccionado, en especial, teniendo en cuenta las perspectivas de crecimiento de la demanda por parte de la UPME en los escenarios superiores, de forma que, el escenario de demanda bajo el cual se lleve a cabo la subasta de expansión: 1) asegure la atención de la demanda eléctrica de forma efectiva, 2) logre incentivar la entrada y el desarrollo de los recursos de generación necesarios y en tiempos oportunos.

Lo anterior, toma relevancia en el marco de la última asignación a prorrata realizada a plantas existentes para los periodos 23-24 y 24-25, la cual generó una asignación cercana al 91 y 98% respectivamente de la ENFICC disponible, lo que evidencia que ante cualquier crecimiento de la demanda superior al previsto por el escenario medio de la UPME, indefectiblemente, se requerirá capacidad y energía firme adicional a la existente en el sistema para lograr dar una cobertura efectiva, incluso para los periodos para los cuales ya se han efectuado asignaciones.

Además, consideramos adecuado asegurar un esquema regulatorio oportuno de la subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad, teniendo en cuenta los tiempos de planeación y desarrollo de proyectos de generación (de cualquier tecnología), los cuales, se han visto afectados por las diferentes contingencias que se han dado entorno al comercio internacional y a la gestión de suministros; así por ejemplo, se ha evidenciado que promotores y desarrolladores de proyectos, en la actualidad, presentan solicitudes de equipos de generación con compromisos de entrega con tiempos superiores a los 50 meses, lo que a todas luces debe tenerse en cuenta en la planeación de la subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad.

2. SUPUESTOS DE LA PROPUESTA NORMATIVA

Por otro lado, en el apartado de la oferta, identificamos que la Comisión está teniendo en cuenta: 1) la ENFICC verificada más actualizada a través de lo establecido en la resolución CREG 127 de 2020 a cargo del CND de plantas con obligaciones previas y adquiridas, 2) los compromisos financieros adquiridos a través de los esquemas de largo plazo administrados por el Ministerio de Minas y Energía, cuya participación de proyectos en el esquema del Cargo por Confiabilidad está en revisión acorde a lo planteado en las Resoluciones CREG 701 008 y 009 de 2022, para definir la medición efectiva del aporte real de energía firme que son capaces de entregar las plantas solares y eólicas al SIN para nuevas asignaciones, y 3) la energía comprometida a través de contratos por plantas no despachadas centralmente.

Sobre el ítem 1) Llama la atención que se tengan en cuenta recursos como Termocentro, recurso el cual no es claro su estado oficial ante el mercado eléctrico, y en el registro del administrador del mercado- XM SA ESP no se encuentra en operación desde finales del año 2021, adicionalmente, al no tener Obligaciones con el SIN, no está sujeto a ningún esquema de pruebas ni auditorias contractuales en el mercado eléctrico; y de otro lado, ante los resultados de los recientes procesos de comercialización de gas, en donde las capacidades de contratación firme fueron tomadas por los agentes del

mercado³, resulta complejo para este recurso poder acceder a contratos de gas que puedan respaldar en el largo plazo sus obligaciones de energía firme.

Por otro lado, como se mencionó anteriormente, las condiciones bajo las cuales se dieron las contrataciones de los mecanismos CLPE en las diferentes subasta de contratos realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, determinaron que los compromisos adquiridos a través de estos esquemas son de carácter financiero y no físico, con lo que, no necesariamente se requiere que el activo exista para poder hacer efectivos los compromisos de entrega de energía, con lo cual, al estar la ENFICC atada a un activo con parámetros operativos reales, podría desdibujarse la esencia del balance energético de energía firme, el que, se concibe a partir de activos operativos que brinden energía de forma constante en eventos de hidrología crítica (Resolución CREG 071 de 2006).

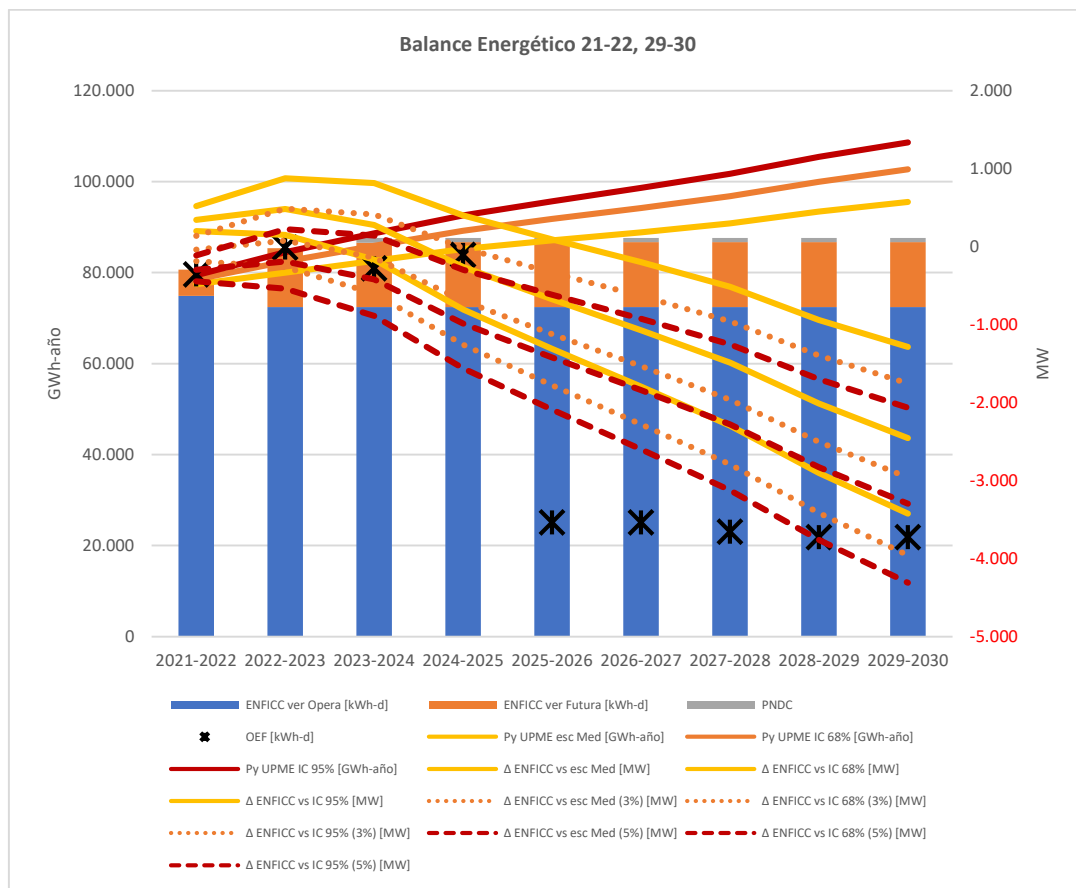
En el mismo sentido, se sugiere se amplíe las razones por las cuales el Regulador toma un excedente del 3% sobre el escenario de demanda elegido, teniendo en cuenta que el histórico de este “margen de holgura” en procesos de subastas anteriores ha sido superior.

Con lo anterior, consideramos que el balance energético, bajo el cual se realiza la planeación del sistema eléctrico en el marco del esquema de expansión de energía firme, debe darse entorno a los escenarios críticos para los cuales fue diseñado el mecanismo del Cargo por Confiabilidad.

Así las cosas, y teniendo en cuenta un balance energético que prevea el escenario de demanda con los intervalos de confianza superiores planteados por la UPME, con los cuales, consideramos que se mitigarían los riesgos incrementales desde la perspectiva de atención de la demanda con energía firme, a partir de los análisis de la Asociación, identificamos que, tomando en cuenta la declaración más actualizada de ENFICC por parte de XM, y los diferentes escenarios de proyección de demanda de la UPME para los intervalo de confianza, en el periodo 2025-2026 se generarían necesidades de energía firme de alrededor de 12.800 GWh-año, lo cual representa una capacidad de 2000 MW⁴ adicionales utilizando el intervalo de confianza del 95% más un margen de holgura del 5%, y de 8725 GWh-año para el mismo periodo, representando una capacidad cercana a los 1400 MW utilizando el intervalo de confianza del 68% con el mismo margen de holgura. Estos escenarios, demuestran la necesidad de anticipar el periodo de asignación de la subasta de expansión, en el marco de garantizar la seguridad energética en el mediano plazo.

³ Fuente: Gestor de Gas, Bolsa Mercantil

⁴ Utilizando un factor de planta del 70%.



Gráfica 2. Balance energético Oferta vs Demanda. Fuente: UPME, XM

3. INCENTIVOS A LA ENTRADA TEMPRANA

En el mismo sentido, consideramos oportuna la revisión del momento y los mecanismos que incentivan la entrada anticipada de recursos que resulten asignados con obligaciones del Cargo por Confiabilidad (OEF), especialmente, para aquellos recursos que logren entrar con anticipación de más de dos años previo a la entrada en vigencia de las obligaciones que se deriven de la subasta de expansión, para los cuales, debería ampliarse el incentivo de entrada temprana a 3 años, para cualquier tecnología que prevea participar en la subasta de expansión.

Por lo anterior, proponemos que se articule la propuesta normativa en comentarios respecto a lo establecido en la Resolución CREG 101 017/22, en el sentido que las plantas que quieran acogerse al esquema de la Res. CREG 101017 y que participen en la subasta de expansión, cuenten con la opción de entrada temprana para las vigencias 2025 – 2026 y 2026 – 2027, con el fin de dar certidumbre a la oferta energética con mayor predictibilidad en el ingreso,

y de esta forma, se asegurará promover la contratación de gas de mediano y largo plazo.

Por último, sugerimos articular los tiempos de entrada de nueva infraestructura de GNL con las fechas de entrada en vigencia de las obligaciones que se deriven de la subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad.

4. PARTICIPACIÓN DE PLANTAS GPPS

Por otro lado, en cuando a la habilitación de participación de plantas GPPS existentes y/o en construcción, bajo esquemas de plantas especiales, consideramos que debería revisarse su participación, teniendo en cuenta los efectos que ha tenido el desarrollo de estos esquemas en el mercado de confiabilidad, en especial sobre las señales del precio de la confiabilidad, así como los análisis previos que ha llevado a cabo la Comisión en el marco de los estudios contratados por la CREG a los expertos Harbord y Pagnozzi^{5,6} para la evaluación de las subastas realizadas, en donde encontró entre otros, que:

- 1) "La separación de la expansión en dos subastas posiblemente ha conducido a menor competencia y sobre oferta",
- 2) La distorsión adicionada en términos de la formación del precio y las señales de expansión para la suficiencia en el suministro eléctrico de mediano y largo plazo, cuyas problemáticas fueron ratificadas por Sumatoria (2017), al señalar que *"La creación de la subasta GPPS, no prevista inicialmente, introdujo incentivos para sobreoferta de energía firme respecto a la demanda objetivo proyectada, y más allá del período de planeación (un horizonte de 10 años)"*⁷.

De esta forma, invitamos a la Comisión a que revise la conveniencia de permitir que plantas GPPS compitan en las mismas condiciones con activos con tiempos de ejecución más cortos, con aquellos existentes que cuentan con energía disponible adicional (EDA) o que pueden ejecutar ampliaciones o modificaciones a sus activos de generación de forma más oportuna frente a las necesidades del sistema.

5. ARTICULACIÓN FRENTE A LOS TRÁMITE DE CONEXIÓN

Adicionalmente, en lo referente al Artículo 4 del proyecto en consulta, identificamos que el requerimiento del certificado UPME sobre el concepto de conexión aprobado, no es claro en cuanto a las etapas de procedimiento y de

⁵ Review of Colombian Auctions for Firm Energy, 2008, David Harbord & Marco Pagnozzi.

⁶ Second Review of Firm Energy Auctions in Colombia, 2012, David Harbord & Marco Pagnozzi.

⁷ Estudio Sumatoria contratado por ANDEG, 2017, Análisis de la Resolución CREG 055 de 2017.

priorización dadas por la Resolución CREG 075 de 2021, esto, debido a que para ser priorizado en la aprobación de solicitudes de conexión por parte de la UPME, se hace necesario contar con obligaciones de energía firme o compromisos con el sistema ya establecidos, mientras que, por su parte, para poder participar en las subastas que otorgan estas obligaciones, se requiere tener una conexión aprobada según la propuesta regulatoria, por lo que no es claro cómo se articula lo planteado por la CREG con lo definido en la regulación para trámite de conexión de proyectos que participan en la Subasta del Cargo por Confiabilidad.

Entendemos que, con este requisito, se busca mitigar el riesgo de proyectos que sean asignados y no cuenten con la seriedad o los parámetros operativos necesarios para honrar estas obligaciones, en todo caso, sugerimos que se precise la metodología de trámite de conexión para proyectos que opten por obligaciones en el marco del Cargo por Confiabilidad, y especialmente, en el contexto de asegurar el balance energético de mediano y largo plazo.

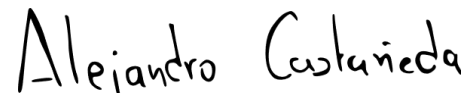
6. ASIGNACIÓN ADMINISTRADA A PLANTAS EXISTENTES

Finalmente, es fundamental que el Regulador, paralelamente, establezca las condiciones de asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas existentes hasta el periodo de vigencia de la asignación a través de la subasta de expansión planteada, en el marco del esquema administrado definido a través de la Resolución CREG 071 de 2006 y en consistencia con la Resolución CREG 101004 de 2022, esto es, a través de la "prorrata" de la ENFICC no comprometida y EDA de los activos existentes; lo anterior, a fin de asegurar la energía firme "base" con que cuenta el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Esto, dado que **el pilar del balance energético es la energía firme de las plantas existentes, y en particular, el aporte de las plantas térmicas a la confiabilidad y la complementariedad de la matriz de generación eléctrica en un entorno de transición energética justa y segura.**

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

Cordialmente,


Alejandro Castañeda

Director Ejecutivo

c.c.

Dra. Irene Vélez Torres, Ministra de Minas y Energía

Dra. Belizza Ruiz Mendoza, Viceministra de Energía

Dr. Christian Jaramillo Herrera, Director de la UPME

Expertos Comisionados

Dra. Maria Nohemí Arboleda, Gerente de XM SA ESP