

Bogotá 13 de Septiembre 2022

Doctor

Jorge Alberto Valencia Marín

Director ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Ciudad

Asunto: Comentarios estudio de "Revisión y Valoración Integral del Mecanismo del Cargo por Confiabilidad".

Respetado Dr. Valencia:

ANDEG y sus empresas afiliadas presentamos a continuación comentarios a planteamientos de la consultoría sobre "Análisis integral del mecanismo del cargo por confiabilidad", contratado por la CREG con la empresa PSR Energy Consulting and Analytics, en donde se elaboran y se proponen alternativas de ajuste al mecanismo del Cargo por Confiabilidad de la Resolución CREG 071 de 2006. En este sentido, agradecemos el espacio de socialización dado por el equipo consultor el pasado 30 de Agosto, en donde se pudo conocer de forma complementaria a los documentos publicados, una descripción sobre la visión del esquema planteado.

En particular, coincidimos con la visión del consultor, en donde se enfatiza que el Cargo por Confiabilidad ha cumplido con su objetivo normativo, el cual se enmarca en, viabilizar las necesidades de respaldo para eventos críticos del sistema eléctrico, especialmente en eventos de estrés hídrico, dada la relevancia en la participación de fuentes renovables, caso de la generación hidroeléctrica, en la matriz de generación, y hacia adelante, con la inclusión de fuentes renovables no convencionales, solar y eólica, especialmente, lo que sin duda alguna requerirá la participación de fuentes de energía firme que aseguren una transición energética justa, segura y gradual.

1. El rol de la confiabilidad en el sistema eléctrico

En opinión de ANDEG, la confiabilidad, y en específico, el Cargo por Confiabilidad, no debe ser evaluado como un esquema aislado del mercado, sino que por el contrario debe ser visto como un atributo sistémico, en donde su interacción holística con el mercado se evalúe en función de la mitigación de riesgos, suficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico.

De esta manera, queremos respaldar la visión del consultor frente a la importancia de preservar la temporalidad anual tanto del producto de confiabilidad (Obligaciones de Energía en Firme - OEF), como del esquema de cálculo de la oferta competitiva de los activos en el contexto de la Energía Firme

del Cargo por Confiabilidad - ENFICC); lo anterior, a la definición normativa de la energía firme: *“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”*.

Consideramos, en cuanto a la definición de la “demanda crítica del sistema” que establece el consultor, que se debe mantener el mecanismo de proyección de demanda empleado por la UPME, con el cual se establece el análisis de balance energético por parte del Regulador para establecer los requerimientos de expansión en el SIN

Sobre la propuesta del consultor de construir un “Benchmark” en donde se evalúen los modelos de expansión frente al cumplimiento y suficiencia de los recursos que aportan energía firme al sistema, se considera que esta propuesta se traslapa con esquemas como el definido en la Resolución. CREG 127 de 2020 “Procedimiento para la verificación anual de la ENFICC de plantas de generación con obligaciones de energía en firme (OEF)”, en donde bajo los parámetros operativos reales del activo que respalda las obligaciones con el mercado, se determina si es capaz de cumplir los compromisos. Desde nuestro punto de vista, el enfoque de la optimización regulatoria debe darse entorno a la definición y cálculo del aporte que tienen los diferentes activos y tecnologías a la confiabilidad del sistema, de forma que la contabilidad de esta sea efectiva y lo más aproximado al aporte real al sistema.

En adición, consideramos que iniciativas del Regulador como las puestas en consulta por las Resoluciones CREG 701 008 y 009 en donde se dan lineamientos para la definición de metodologías de cálculo de ENFICC más precisas en lo que corresponde a activos solares y eólicos, van en la dirección adecuada, acorde al rol de la confiabilidad en la transición energética; por lo tanto, no vemos adecuada la propuesta del Consultor de considerar los volúmenes de energía media de los proyectos asignados en la subasta de contratos de largo plazo dentro del balance de energía firme del Cargo por Confiabilidad, pues en la práctica, se estaría vinculando el mercado de confiabilidad con el mercado de contratos, lo cual, a todas luces, puede generar distorsiones en el diseño de la subasta del Cargo por Confiabilidad, en especial, respecto a la sobre estimación de la oferta en el balance energético.

2. Sobre la propuesta de un mecanismo competitivo de asignación para los activos existentes

Por su parte, frente a la visión del consultor de considerar como un *“Perfeccionamiento deseable para el mercado”*, la inclusión de un mecanismo competitivo de asignación para los activos existentes, consideramos, como se

manifestó en la comunicación ANDEG 065 de 2020¹, ANDEG 003 de 2021² y en el estudio contratado por esta Asociación con la firma Sumatoria³, que la propuesta de un mecanismo competitivo de asignación a existentes presenta efectos negativos sobre:

- a. El hundimiento o destrucción de las inversiones de empresarios que han participado en procesos de M&A durante la vigencia del MEM, creyendo en el principio que los activos valen por el precio de sus productos en el mercado.
- b. El acceso al mercado de financiación debido a la incertidumbre en la fuente de ingresos.
- c. El retiro de plantas sin que necesariamente sea por obsolescencia.
- d. Empresas independientes que se verían abocadas a liquidación.
- e. Inversiones en plantas existentes bajo permanente incertidumbre que castigará artificialmente su valor y/o producirá su retiro, aun siendo económicamente competitivas.

Con lo anterior, es necesario recalcar y recordar al Consultor que no todos los agentes del mercado cuentan con la misma estructura de ingresos y participación en segmentos del mercado, por lo cual la restricción o segregación por una competencia innecesaria, condenaría al default económico y posterior retirada del mercado a activos que por su concepción y estrategia comercial, no cuentan con un portafolio de alternativas en el mercado debido a su vocación y concepción. Por esto, consideramos que en una propuesta de asignación administrada de OEF a plantas existentes, debe tenerse en cuenta, en cualquier caso, la estructura de ingresos de cada uno de los agentes, en especial sobre su participación en bloques de mercado como el de los contratos o las ventas en bolsa, en donde, al revisar y clasificar estos criterios, se evidencia que existen agentes para los cuales el ingreso del cargo por confiabilidad representa hasta el 97% de su flujo de caja, mientras que otros con portafolios diversificados de generación tienen una composición variada de su estructura de ingresos (Figura 1)

¹ <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/11/065-2021-Resoluciones-CREG-132-y-133-de-2021-Solicitud-al-Regulador.pdf?0f7c2b&0f7c2b>

² https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2021/12/151221_Comentarios_ANDEG_Res_CREG_132_133_CxC.pdf?0f7c2b&0f7c2b

³ <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2022/02/Ana%CC%81lisis-Resolucio%CC%81n-CREG-133-de-2021-Sumatoria-PE3-1.pdf?0f7c2b&0f7c2b>

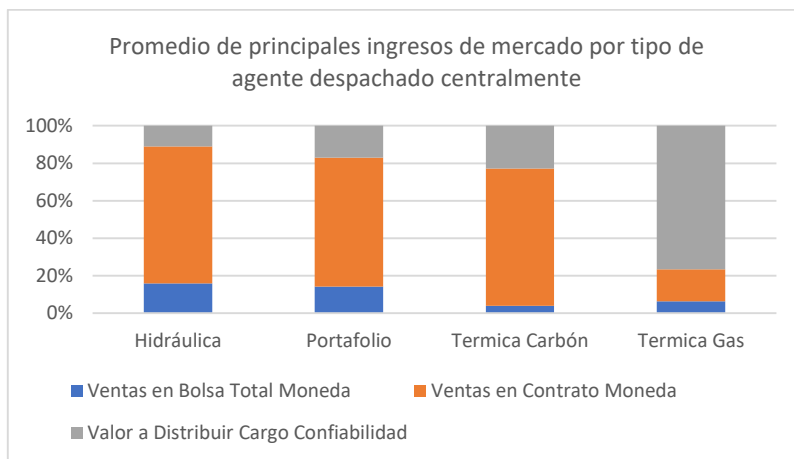


Figura 1: Promedio de ingresos de mercado por tipo de agente en el despacho centralizado.

3. Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento – ESRD

Por otro lado, consideramos que la modificación de los índices de activación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento – ESRD planteado por la CREG, no solo genera un desacople en las señales de mercado frente a la disponibilidad del recurso primario de generación, sino que también, puede modificar la percepción de riesgo y por tanto la oferta competitiva de los agentes hidráulicos, los cuales marginan en el mercado la mayor parte del tiempo, lo que lleva a ocasionar así cambios en la formación del precio de la energía en el mercado eléctrico.

De forma complementaria, creemos que la definición de proyecciones de aportes hídricos como un parámetro de activación del ESRD, debe tener en cuenta el bajo nivel de certidumbre y veracidad que tienen este tipo de ejercicios en geografías tropicales como la del caso colombiano, en donde los niveles de volatilidad anual de aportes ha estado en torno al 25 y 40% para los años 2020 y 2021 respectivamente (Figura 2).

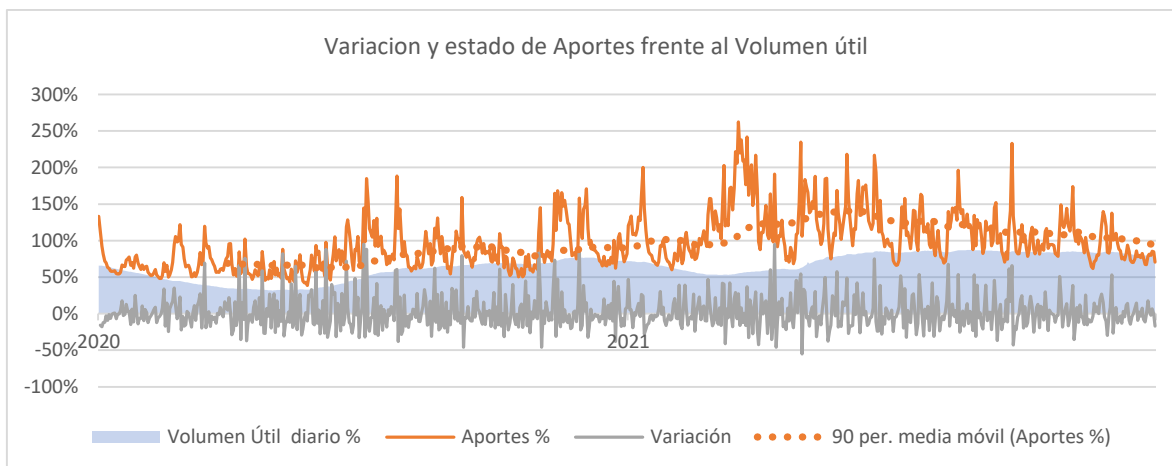


Figura 2: Principales variables hidráulicas y su variación en los últimos años.

4. Reserva estratégica

Desde esta Asociación consideramos inconveniente la inclusión de una “reserva estratégica” como parte de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad, esto, considerando el análisis que presenta el consultor, en donde se evalúa a la confiabilidad y la resiliencia del sistema eléctrico como atributos diferentes, lo cual, en la práctica, estaría generando un doble pago por el mismo producto de confiabilidad, dado que no se incorpora en el análisis del Consultor lo asociado a: 1) Los esquemas de mitigación de riesgos como el ESRD, 2) los mismos anillos de seguridad existentes y 3) las alternativas que trae la modernización del mercado eléctrico como los servicios auxiliares marginales o de “intervención al sistema” como el “blackstart”, “Trip to house load”⁴ (servicios definidos bajo análisis técnicos de riesgo y adquiridos bajo esquemas de competitivos). De igual forma, consideramos que al incluir un servicio adicional de confiabilidad, no solo se incrementaría el precio de la confiabilidad en el sistema, sino que además, trasladaría ineficiencias al mercado y en última instancia al consumidor, en el contexto de la competitividad del servicio de energía.

Finalmente, y considerando parte esencial de un análisis integral de un bloque de mercado fundamental como lo es el Cargo por Confiabilidad, recomendamos que se profundice en el análisis cuantitativo de los impactos regulatorios de las propuestas presentadas por el Consultor, lo cual, no se desarrolla en el Documento final, y en especial, reiteramos a la Comisión la importancia de evaluar convocar la subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad, en el contexto de lo planteado en la Resolución CREG 701016 de 2022, y en el marco del balance energético como se presenta a continuación:

- 1) El balance energético actualizado, construido a partir de supuestos y contribuciones efectivas al sistema, escenarios críticos de crecimiento y la realidad constructiva de los activos en el SIN, bajo los cuales se puede causar, como lo asegura el director de la UPME un riesgo muy alto para 2025, causado en gran parte por las debilidades de infraestructura y conexión de nuevos activos al sistema⁵ (Figura 3).

⁴ <https://www.energy-uk.org.uk/publication.html?task=file.download&id=6138>

⁵ <https://www.elcolombiano.com/negocios/upme-advierte-que-en-2025-habria-un-rationamiento-de-energia-KP18604439>

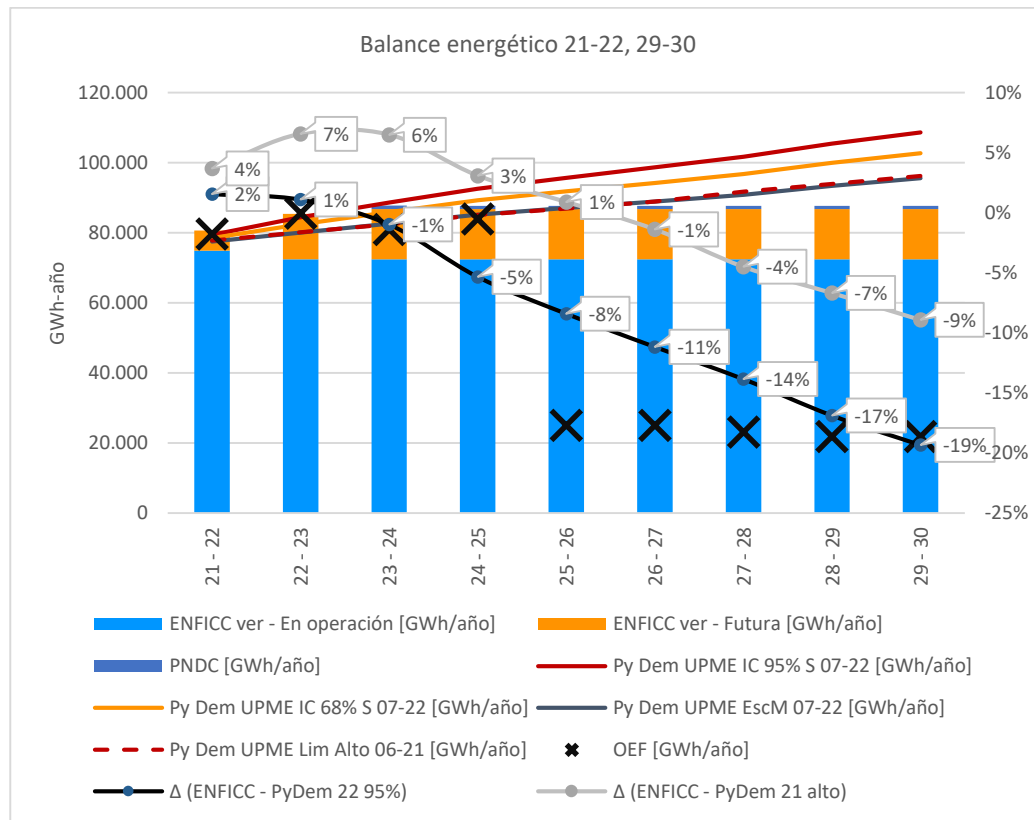
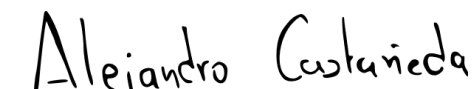


Figura 3: Balance energía firme Oferta – Demanda para los periodos 21-22 hasta 29-30. Tiene en cuenta la última proyección de demanda de la UPME (2022), Ejecución de garantías de proyectos FNCER, Última verificación ENFICC (2022), Volúmenes asignados a prorrata para agentes existentes, entrada a tiempo de proyectos con asignaciones vigentes.

2) El nivel de asignación administrada a recursos existentes otorgados a través de la Resolución CREG 101 004 de 2022, por la cual se alcanzaron niveles de del 91 y 98% de OEFs sobre la ENFICC. Lo que sin duda alguna, refleja necesidad de una expansión del parque generador para el corto-mediano plazo y una extensión de la participación de activos existentes en el mercado de confiabilidad, de forma que se asegure el respaldo y confiabilidad del sistema de forma permanente en el tiempo.

Sin otro particular y resaltando el interés de esta Asociación en una construcción colectiva del mercado eléctrico en Colombia, nos es grato suscribirnos del señor Director sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda
Director Ejecutivo

Dra. Irene Velez Torres, Ministra de Minas y Energía - MME.

Dra. Belizsa Janet Ruiz, Vice-Ministra de Energía - MME.

Dr. Christian Jaramillo, Director Unidad de Planeación Minero energética - UPME