

Bogotá, D.C., Septiembre 6 de 2024

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios a la Resolución CREG 701 060 de 2024

Respetado Señor Director:

ANDEG y sus empresas afiliadas, presentamos comentarios a la Resolución del asunto, relacionada con la convocatoria de Subastas de Reconfiguración para los periodos 2025 a 2028, en el marco de las reglas 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 lo hemos manifestado en las comunicaciones ANDEG-027-2024¹ y ANDEG-051-2024².

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 asignación de energía en firme para plantas con ENFICC no comprometida, y eventualmente, la repotenciación y/o construcción de infraestructura nueva 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 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 lo planteado por la UPME en la proyección más reciente presentada.

¹ https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2024/02/027-2024-Resultados_Asignacion_OEF_Subasta_CxC_-2.pdf

² https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2024/06/051-2024-Comentarios-sobre-Resolucion-CREG-701-045-de-2024-acerca-de-remuneracion-adicional-temporal_.pdf

1. Proyección de demanda utilizada

Si bien en el último año se han desarrollado asignaciones administradas de OEF y se llevó a cabo una subasta de expansión, estas se dieron utilizando 2 proyecciones de demanda diferentes, la de julio de 2023 y la de diciembre de 2023, respectivamente. Es decir, entre las 2 proyecciones de demanda, que no tienen el año de diferencia, hubo cambios sustanciales en cuanto a la demanda del Escenario Medio, tal como se muestra en la Figura 1.

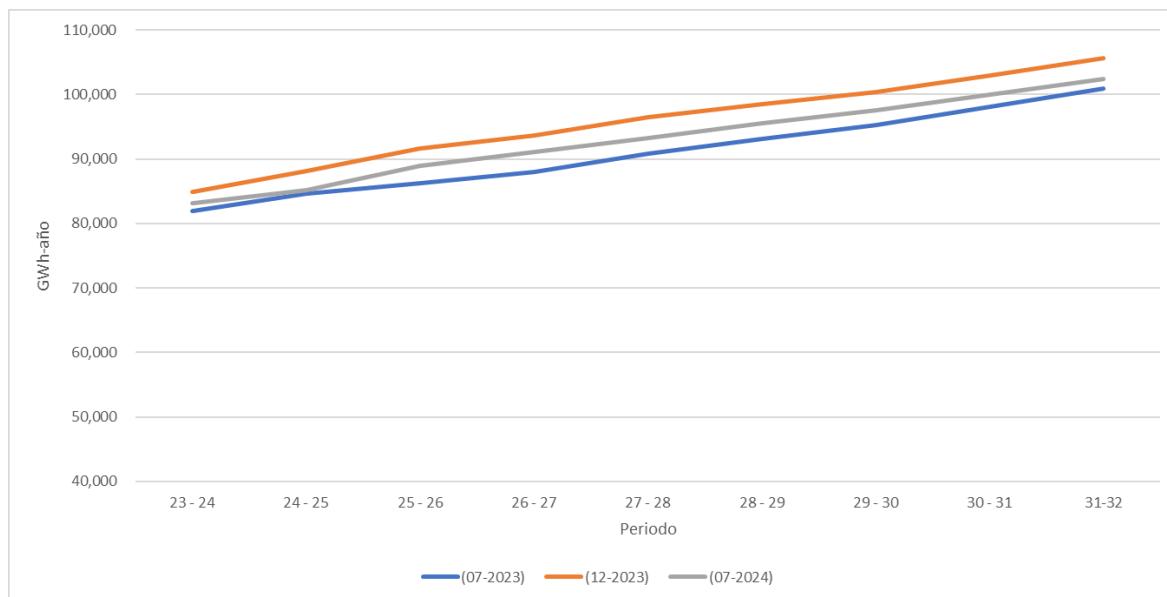


Figura 1. Proyecciones de demanda UPME-Escenario Medio³

Ahora bien, la última demanda publicada por la UPME en agosto de 2024 (con respecto a la cual, de aquí en adelante, nos referiremos como la demanda de julio 2024), es inferior a la de diciembre de 2023, lo que consideramos que, en el documento soporte de la UPME, no se incluye una justificación suficiente sobre las razones por las cuales se ha modificado, con tendencia a la baja, la proyección de demanda de diciembre de 2023; incluso, sin considerar la importancia de los supuestos de crecimiento de la demanda sobre las perspectivas de crecimiento económico, y sobre lo que nos preguntamos si la decisión de ajuste a la baja de la demanda de energía por parte de la UPME prevé impulsar el “decrecimiento económico” desde la óptica del menor uso de los recursos y la energía, supuesto que no acompañamos desde nuestra Asociación, tal como lo manifestamos en los comentarios de ANDEG al Documento CONPES sobre política de reindustrialización:

³ Información de la página: <https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia>

"...Creemos que debe haber una articulación entre la política energética y la política industrial dado el rol, especialmente de la industria intensiva en consumo de electricidad, en viabilizar las necesidades de expansión del sector de energía en el marco de la contribución del PIB industrial al crecimiento económico y a "jalonar" el consumo de electricidad, tal como lo demuestra el rol protagónico de las diferentes fuentes de energía en las etapas de la "revolución industrial"⁴

Adicionalmente, tal como se menciona en el Documento CREG 901 113 de 2024, se utiliza el escenario 4- probabilístico⁵, el cual se plantea como alternativo, fue enviado a la CREG con base en la proyección de demanda de diciembre de 2023⁶, no obstante, no es de conocimiento público:

"d) Escenario 4- Probabilístico

(...) La UPME hace un análisis considerando la probabilidad de desplazamiento de las cargas a 2028, de acuerdo con información del avance de los proyectos, estado de las obras de expansión y criterio experto.

Ahora bien, dado el desempeño de la demanda de la actualidad, presentado en el numeral 1, se encuentra que el escenario 4 puede reflejar de manera más aproximada la demanda esperada."

En el contexto anterior, con la publicación de la nueva proyección de demanda de julio de 2024, no es claro cómo se utiliza este "Escenario 4- Probabilístico", en el contexto de los análisis utilizados por la CREG para definir la viabilidad de convocar la Subasta de Reconfiguración, teniendo en cuenta que los supuestos empleados por el Regulador deben ser consistentes y replicables por los agentes del mercado.

En el mismo sentido, se sugiere que se amplíen las razones por las cuales el Regulador no considera en el escenario de demanda elegido un margen de holgura, teniendo en cuenta que, el Regulador ha previsto para cada subasta un "margen de holgura" basándose en el error de estimación de la demanda como mecanismo para administrar el riesgo de posibles incumplimientos (Documento CREG 050 de 2018). 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

⁴ <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2023/12/097-2023-Comentarios-al-Documento-CNPES-Politica-Nacional-de-Reindustrializacion-2.pdf>

⁵ https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resolucion_CREG_701_060_2024/Documento_CREG_901_113_2024.pdf

⁶ Ibídém

de energía firme, que considera atender la demanda máxima del sistema, debe darse entorno a los escenarios críticos para los cuales fue diseñado el esquema del Cargo por Confiabilidad para mitigar los riesgos de escasez de energía, acorde a los Artículos 12 y 23 de la Ley 143 de 1994.

Por ello, desde la Asociación, solicitamos que la información con respecto a la demanda de energía para la presente Subasta de Reconfiguración, sea asequible y pública para todos los agentes, de manera que se puedan realizar los análisis respectivos. Con lo anterior, vemos adecuado que la publicación de la demanda objetivo sea con debida anticipación, esto es, se realice 5 días hábiles antes que la actividad 20 del Anexo o se publique en la Resolución definitiva.

2. Sobre los trámites de conexión y de licencias ambientales

En lo referente al Artículo 5 del proyecto en consulta, identificamos que el requerimiento del certificado UPME sobre el concepto de conexión aprobado es inconveniente, dado que, se estaría restringiendo la oferta de proyectos que podrían llegar a presentarse a la Subasta, y más aún, teniendo en cuenta la expedición de la Res. CREG 101 017 de 2023, por la cual: 1) se aplazó el ciclo de asignaciones 2, el cual tuvo fecha de recepción de solicitudes hasta el 6 de octubre de 2023, y sobre las cuales, a la fecha, no se tiene respuesta del resultado de la asignación de capacidad y 2) se suspende la recepción de solicitudes durante el año 2024 y se posterga el ciclo 3 de asignaciones hasta el 2025.

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 modifique este requisito, de tal forma que para nuevos proyectos con energía en firme adicional no comprometida, se habilite la presentación de un certificado de trámite de conexión en el marco del proceso de las subastas de Cargo por Confiabilidad, tal como la Asociación solicitó a través de la Comunicación ANDEG-034-2023.

En línea con lo anteriormente expuesto, consideramos que el requisito de exigencia de licencias ambientales debe flexibilizarse en el sentido de permitir la presentación de una mayor oferta de proyectos a la Subasta de Reconfiguración.

3. Sobre los Costos Variables de Combustibles Estimados (CVCE)

Como actividad propuesta del cronograma de la Subasta de Reconfiguración del Cargo por Confiabilidad para los períodos 2025 a 2028, se tiene como hito el reporte de los costos variables de combustible estimados, de acuerdo con el artículo 23 de la Resolución CREG 101 024 de 2022.

Al revisar lo relacionado con la condición de participación para el proceso de subasta del Cargo por Confiabilidad, se considera:

"(...)Sólo podrán participar en los procesos de subasta aquellos participantes con costos variables de combustible estimados que no superen el Precio de Escasez Parte Combustible definido con la metodología del Anexo 1 de la Resolución CREG 071 de 2006, y todas aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituya, vigente en el mes para el cual se hace el cálculo del CVCE, ni el precio marginal de escasez descontando los OCV y COM definidos en el artículo 1 de la Resolución 034 de 2001 y todas aquellas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan, determinados para el mismo mes de cálculo del CVCE." (Negrilla fuera del texto).

Por lo anterior, y debido a cambios en la coyuntura que afectan los precios de los energéticos, se tiene que, por ejemplo, para el año anterior, el Costo Promedio de Referencia por Combustible-CPC, que sigue la referencia del Fuel Oil No. 6 tuvo un valor de \$80.043,45/MBTU, y, para el caso de Gas Natural Importado se tuvo un valor de \$128.601,04 al 30 de abril de 2023 (Figura 2). De esta manera, al calcular el costo variable estimado frente al precio de escasez parte combustible (Figura 3), se evidencia un desacople en el costo variable para el caso de nuevos proyectos que opten por utilizar gas natural importado.

Ahora bien, a julio de 2024, la situación cambia: el Costo Promedio de Referencia por Combustible, que sigue la referencia del Fuel Oil No. 6 tiene un valor de \$86.150,65/MBTU y para el caso de Gas Natural Importado se tuvo un valor de \$60.028,78 al 31 de julio de 2024 (Figura 4), por su parte, al calcular el costo variable estimado frente al precio de escasez parte combustible (Figura 5), se evidencia que los costos serían inferiores al CPC.

Al respecto, consideramos que la participación de plantas nuevas, especiales o existentes con obras en las subastas del Cargo por Confiabilidad no debe estar sujeta a la volatilidad de los precios

energéticos y se debe garantizar la participación sin restricciones de cualquier activo de generación con energía firme no comprometida.

Costo Promedio de Referencia por Familia de Combustibles Nacionales, Abril de 2023 en \$/MBTU					
COMBUSTIBLE	FUEL OIL (FUEL OIL N°6)	ACPM (DIESEL o FUEL OIL N°2)	CARBÓN	GAS NATURAL NACIONAL	GAS NATURAL IMPORTADO
NÚMERO DE PLANTAS CON REPORTE PARA EL MES DE CÁLCULO	3	2	13	18	7
$\Sigma \Sigma$ (CSC+CTC), en \$/MBTU	5,282,867.79	4,010,605.57	6,084,723.21	14,709,779.82	26,749,016.18
CPC, en \$/MBTU	80,043.45	129,374.37	20,282.41	75,823.61	128,601.04

Figura 2. Costo promedio de referencia por Combustible. Fuente XM

CPC	\$/MBTU	CVC para Heat rate	CVC para Heat rate	CVC para Heat rate
		8MBTU/MWh [\$/kWh]	7.6MBTU/MWh [\$/kWh]	7MBTU/MWh [\$/kWh]
FUEL OIL (FUEL OIL N°6)	80,043.45	\$ 640.35	\$ 608.33	\$ 560.30
ACPM (DIESEL o FUEL OIL N°2)	129,374.37	\$ 1,034.99	\$ 983.25	\$ 905.62
CARBÓN	20,282.41	\$ 162.26	\$ 154.15	\$ 141.98
GAS NATURAL NACIONAL	75,823.61	\$ 606.59	\$ 576.26	\$ 530.77
GAS NATURAL IMPORTADO	128,601.04	\$ 1,028.81	\$ 977.37	\$ 900.21
Precio de Escasez Parte de Combustible, Mayo de 2023 en \$/kWh		\$ 697.22		

Figura 3. Comparativo CVC estimado para diferentes Heat Rates comparados con Precio Escasez parte combustible (Fuente XM y cálculos ANDEG)

Costo Promedio de Referencia por Familia de Combustibles Nacionales, Julio de 2024 en \$/MBTU						
COMBUSTIBLE	FUEL OIL (FUEL OIL N°6)	ACPM (DIESEL o FUEL OIL N°2)	CARBÓN	GAS NATURAL NACIONAL	GAS NATURAL IMPORTADO	GLP
NÚMERO DE PLANTAS CON REPORTE PARA EL MES DE CÁLCULO	3	4	13	20	6	1
$\Sigma \Sigma$ (CSC+CTC), en \$/MBTU	775,355.83	3,138,201.38	5,089,489.05	15,136,483.52	11,165,352.65	2,768,145.93
CPC, en \$/MBTU	86,150.65	116,229.68	15,376.10	46,862.18	60,028.78	89,295.03

Figura 4. Costo promedio de referencia por Combustible. Fuente XM

CPC	\$/MBTU	CVC Para heat rate	CVC Para heat rate	CVC Para heat rate
		8MBTU/MWh [\$/kWh]	7.6MBTU/MWh [\$/kWh]	7MBTU/MWh [\$/kWh]
FUEL OIL (FUEL OIL N°6)	86,150.65	\$ 689.21	\$ 654.74	\$ 603.05
ACPM (DIESEL o FUEL OIL N°2)	116,229.68	\$ 929.84	\$ 883.35	\$ 813.61
CARBÓN	15,376.10	\$ 123.01	\$ 116.86	\$ 107.63
GAS NATURAL NACIONAL	46,862.18	\$ 374.90	\$ 356.15	\$ 328.04
GAS NATURAL IMPORTADO	60,028.78	\$ 480.23	\$ 456.22	\$ 420.20
GLP	89,295.03	\$ 714.36	\$ 678.64	\$ 625.07
Precio de Escasez Parte Combustible, Julio 2024 en \$/kWh		\$ 692.93		

Figura 5. Comparativo CVC estimado para diferentes Heat Rates comparados con Precio Escasez parte combustible (Fuente XM y cálculos ANDEG)

Por lo anteriormente expuesto, sugerimos que, la referencia del **Costos Variables de Combustibles Estimados** sea revisada, en el marco de asegurar que diferentes energéticos, puedan ser considerados en asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme (OEF), en el contexto de la Transición Energética. Así las cosas, dado el desacople entre el

Precio de Escasez y el Precio Marginal de Escasez, y debido a que, la referencia para activación de las Obligaciones de Energía en Firme toma el valor máximo entre el Precio de Escasez y el Precio Marginal de Escasez⁷, reiteramos que sea revisada la pertinencia de mantener la referencia al Precio de Escasez Parte Combustible del Anexo 1 de la Res. CREG 071 de 2006, tal como ANDEG lo solicitó en la Comunicación 051-ANDEG-2023, y de esta manera, **solicitamos que se considere únicamente, para la presente Subasta de Reconfiguración, como referencia para los costos variables de combustible de plantas nuevas, especiales y existentes con obras, la del precio marginal de escasez descontando los OCV y COM.** Adicionalmente, solicitamos precisar en la resolución definitiva el esquema de participación, en la subasta de reconfiguración, de la plantas Existentes con cambio de combustible que tengan ENFICC no comprometida.

4. Convocar de manera urgente las subastas del Cargo por Confiabilidad

Con lo expuesto en este documento, solicitamos avanzar oportunamente con la convocatoria de Subasta de Reconfiguración de compra a fin de materializar las asignaciones antes del cierre del año 2024, y tener un panorama preciso del balance energético de mediano y largo plazo.

De otro lado, consideramos adecuado asegurar un esquema regulatorio oportuno para llevar a cabo las subastas 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 40 meses, por lo cual, dado el horizonte limitado de tiempo para realizar nuevos proyectos y/o ampliaciones de existentes, y el déficit de energía en firme que se tiene previsto para el periodo 2028-2029, que es superior a 5000 GWh-año con respecto a la proyección de demanda publicada por la UPME recientemente, es adecuado que se convoque en el corto plazo la Subasta de Expansión para asignación de energía en firme que permita incorporar nueva capacidad de generación en el marco del Cargo por Confiabilidad, para asegurar la atención de la demanda de energía. Estimamos que, en el marco del análisis de balance energético, se

⁷ Res. CREG 140 de 2017, Art.1

requerirá incorporar más de 2000 MW al SIN, lo que contribuirá a la confiabilidad de la electricidad y el respaldo y soporte de la red eléctrica frente a la integración masiva de fuentes intermitentes.

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

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo

Presidente Ejecutivo

Copia

Dr. Omar Andrés Camacho, Ministro, Ministerio de Minas y Energía

Dr. Adrián Correa, Director General, Unidad de Planeación Minero Energética-UPME

Dr. José Lenin Morillo, Subdirector de energía eléctrica, UPME