ANDEG–100–2026

Bogotá D.C., Noviembre 9 de 2026

Doctora
Adriana Jiménez Delgado
Directora Ejecutiva
Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG
Ciudad

Asunto: Comentarios sobre el Proyecto de Resolución CREG 701 159 de 2026 sobre disposiciones transitorias para la compra de energía con destino al mercado regulado

Respetada Señora Directora:

Desde la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) y sus empresas afiliadas, reconocemos la labor de la Comisión en la atención a la coyuntura del Fenómeno de El Niño 2026-2027, habilitando un nuevo plazo para la contratación directa por parte de los comercializadores que atienden demanda regulada. Para ANDEG es importante que el mercado pueda contar con coberturas de contratación para la demanda, de manera que los usuarios no experimenten cambios significativos en sus facturas de energía por el aumento de los precios de la bolsa durante el Fenómeno de El Niño.

Sin embargo, tal como mencionamos en la comunicación ANDEG 078 de 2026[1], consideramos que un precio máximo de traslado de 1,5 veces el Mc resultaba insuficiente. De manera respetuosa, observamos que la medida no ha alcanzado el nivel de cobertura que se buscaba. Según la sección 2.2.3 del Documento CREG 901 451 de 2026, bajo la Resolución CREG 101 125 de 2026 se registraron 30 contratos por 2.285,7 GWh. Como resultado, las cantidades contratadas equivalen a una cobertura de la demanda regulada de los comercializadores compradores de entre 0,3% y 0,4% para octubre a diciembre de 2026 y de entre 3,1% y 4,6% para enero a marzo de 2027, frente a una exposición a bolsa proyectada por XM de entre 20% y 25% en el último trimestre de 2026 y cercana al 40% a partir de enero de 2027. Aun así, vemos que la propuesta presente en este proyecto de resolución es mantener el mismo tope: 1,5 veces el Mc en la primera mitad de la vigencia de los contratos y 1 vez el Mc en la segunda.

Por esta razón, solicitamos aumentar el precio máximo de traslado a **2 veces el Mc durante toda la vigencia de los contratos,** y no solo en la primera mitad, dado

[1] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/08/078-2026_Comentarios-Res-CREG-701-138-de-2026.pdf

que el periodo contemplado hasta el 31 de diciembre de 2027 incluye un número superior de meses con estrés energético y recuperación de embalses. No obstante, consideramos que incluso este valor podría ser insuficiente, por dos razones.

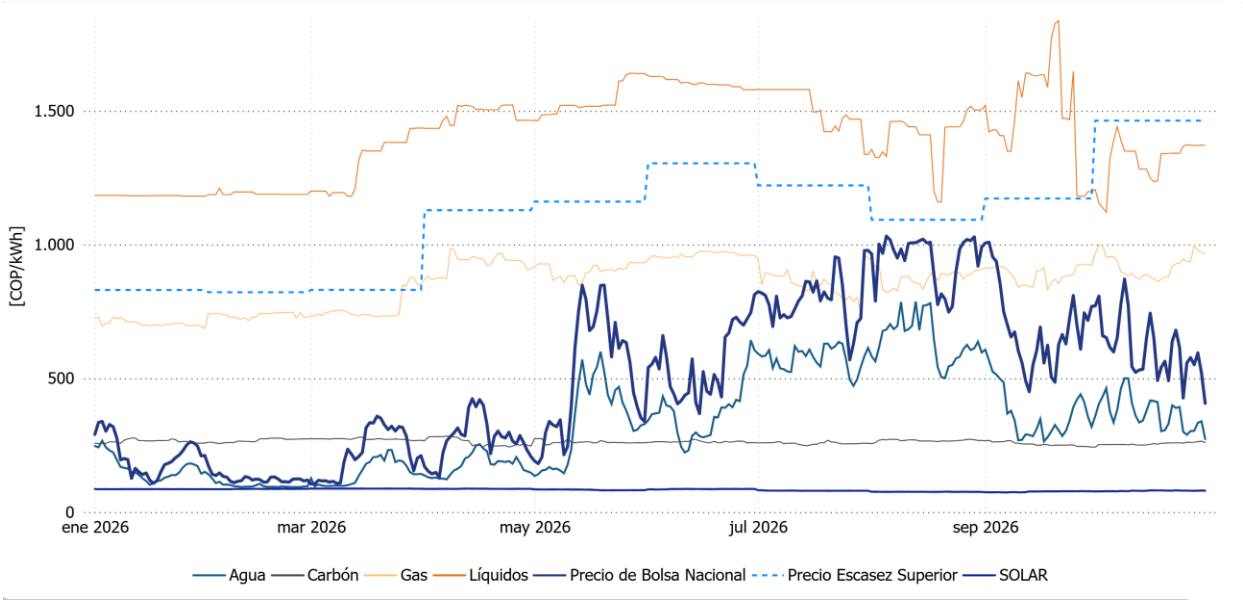
En primer lugar, no contamos con suficiente energía, y la brecha entre demanda y oferta de energía firme es cada vez mayor. Para el periodo 2023-2024, teníamos una relación 1:1 entre las Obligaciones de Energía Firme y la Demanda pronosticada por la UPME, con un superávit del 0,2%[2]. Dos años después, para el periodo 2025-2026 existe un déficit de energía firme de 5,6%[3]. En este sentido, la condición energética bajo la cual se definió el multiplicador de 1,5 veces el Mc en la Resolución CREG 101 036 de 2024, hoy ya no existe.

En segundo lugar, la energía es más costosa. De acuerdo con XM, los precios de los contratos del mercado regulado son hoy, en promedio anual, 17% más altos que en 2023 y 7% más altos que en 2024[4]. Este aumento de los precios de contratación es una señal de la condición de escasez de los recursos, cuando la energía firme disponible se reduce frente a la demanda, hay menos cantidades para ofrecer y los compradores compiten por ellas, lo que se traduce en mayores precios. En consecuencia, un tope de traslado referenciado al Mc, que se calcula a partir de los precios de los contratos ya celebrados, no necesariamente refleja el precio al que hoy es posible contratar.

Como consecuencia, la energía que inicialmente se esperaba contratar ya no está disponible. Por ello, solicitamos a la Comisión analizar qué agentes y tecnologías pueden ofrecer contratos en esta coyuntura, en particular las plantas a gas natural y a combustibles líquidos, y, con base en ese análisis, establecer un marco regulatorio con incentivos para la contratación a partir de las tecnologías que eventualmente podrían ofrecerlos. Como se observa en la Gráfica 1, los precios de oferta de estas plantas se ubican en niveles considerablemente superiores al Mc, de manera que el tope de traslado actual no ofrece un incentivo directo para contratar.

[2] Documento CREG 901 018 de 2023. Análisis del balance energético para el Cargop or Confiabilidad – Asignación de OEF para 2025-2026 y 2026-2027.
https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0901_18_2023.pdf
[3] Boletín Energético No. 367 de XM
[4] XM, precio promedio anual de los contratos del mercado regulado.

Gráfica 1. Precios de oferta por categoría de combustible



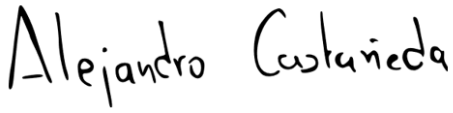
Fuente: XM, información con corte al 6 de noviembre de 2026

Para que estos contratos se materialicen, no basta con que el precio pueda trasladarse a los usuarios: también es necesario que los contratos se cumplan. Tal como se menciona en la comunicación ANDEG-078 de 2026, el *enforcement*, o cumplimiento de los contratos, es esencial para gestionar el riesgo de contraparte entre compradores y vendedores, en especial frente a comercializadores que puedan estar sujetos a toma de posesión por parte de la SSPD, cuyo eventual impago afectaría el capital de trabajo que las plantas térmicas requieren para el abastecimiento de combustible. Además, dado que el valor de la garantía en un contrato bilateral se correlaciona con su precio, el esquema debe armonizar el traslado del precio con la definición de garantías entre el generador y el comercializador.

Finalmente, dada la coyuntura actual de los precios internacionales de los combustibles, consideramos que debería valorarse una cobertura de precio que reconozca incluso el costo de racionamiento. Todo precio de la energía inferior al costo de racionamiento definido por la UPME (CR01 estrato 4: 1.985,15 $/kWh) es positivo para los usuarios, por lo que, en un momento de escasez, todas las tecnologías deberían tener incentivos para contratar su energía. Desde el punto de vista del análisis beneficio-costo, para los usuarios es una mejor alternativa estar contratados a costos de tecnologías térmicas que pueden ofrecer energía al sistema que estar expuestos a la bolsa en condiciones de hidrología crítica, en especial durante el Fenómeno de El Niño.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos de la Señora Directora.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo