

ANDEG – 089- 2026

Bogotá, Octubre 07 de 2026

Doctora

Adriana Jiménez Delgado

Directora Ejecutiva

Comisión De Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

***Asunto: Solicitud de revisión de la Resolución CREG 101 127 de 2026 –
Aplicación transitoria del Estatuto para Situaciones de Riesgo de
Desabastecimiento (ESRD)***

Respetada Directora:

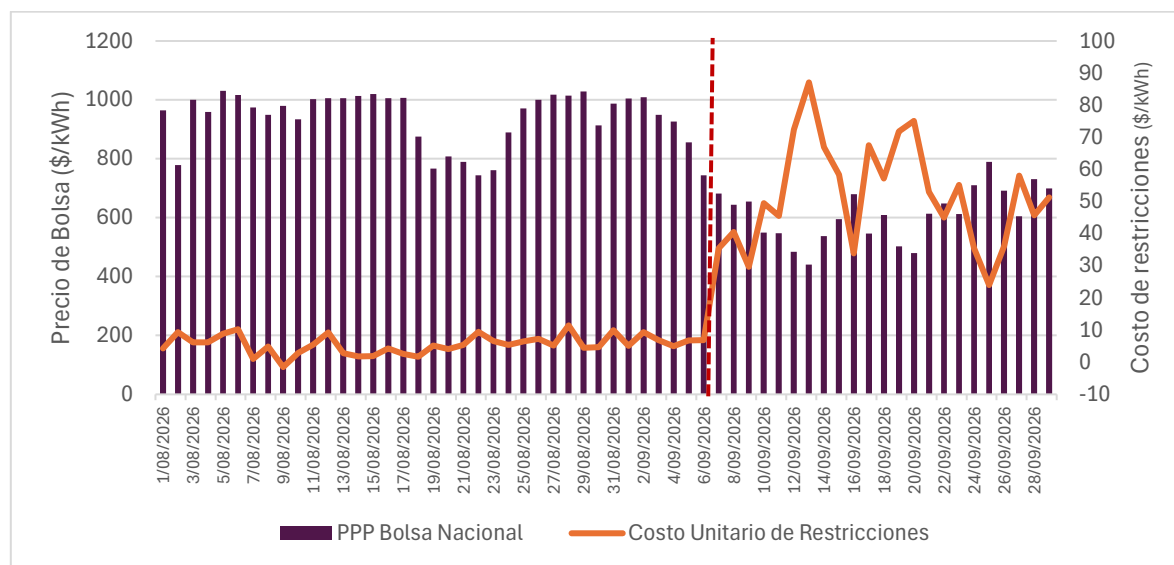
Desde la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) reconocemos la labor del Gobierno Nacional para garantizar el abastecimiento de energía, y particularmente, frente a la situación hidrológica crítica para el verano de 2026-2027, tal como lo han anunciado las agencias internacionales¹. Si bien la CREG publicó la Resolución CREG 101 127 de 2026 mediante la que se procura hacer una administración adecuada de los recursos energéticos a través de la definición de una meta mínima térmica de generación, observamos que el propósito de la Resolución en torno a preservar el embalse y asegurar una generación mínima térmica, a la fecha, no se está cumpliendo. Por lo cual, a través de esta comunicación, solicitamos a la Comisión realizar una revisión integral de la Resolución CREG 101 127 de 2026 desde la perspectiva de garantizar los recursos energéticos para asegurar el abastecimiento de la energía en el SIN durante los próximos meses.

Con la aplicación del nuevo esquema establecido a partir del 7 de septiembre de 2026, el mercado ha evidenciado una disminución artificial en el precio de bolsa, que pasó de \$918/kWh en los primeros seis días de septiembre a un promedio de \$631/kWh en el resto del mes, de acuerdo con datos de XM. Por otro lado, el costo de restricciones aplicables a los usuarios ha aumentado más de 800% con respecto a agosto, como se evidencia en la gráfica 1. A lo anterior se suma que, entre el 9 y el 29 de septiembre, se presentaron 15 horas en las que se superó el Precio de Escasez Superior, y por ende, las plantas que estaban fuera de mérito y no pudieron cumplir sus OEF incurrieron en pagos por esas desviaciones. De acuerdo con los análisis de la Asociación, consideramos que

¹ https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/lanina/enso_evolution-status-fcsts-web.pdf

esta situación no es sostenible desde el punto de vista operativo del parque térmico en el marco de un periodo de hidrología crítica que se extiende, inicialmente, hasta abril de 2027.

Gráfica 1. Precio de bolsa y restricciones del sistema



Fuente: XM

A pesar de la fuerte intervención a la arquitectura del mercado, observamos que tampoco se está logrando el propósito de la Resolución, orientado a garantizar un mínimo de generación mínima térmica para preservar el nivel del embalse que asegure el abastecimiento de energía ante el Fenómeno de El Niño 2026-2027. De acuerdo con cifras de XM, únicamente en dos de los días de aplicación de la medida se ha cumplido con la generación mínima térmica y por su parte, el nivel de embalse parcial que utiliza la Resolución como una de las variables de seguimiento del estatuto ha pasado de 82.84% el día antes del inicio de aplicación de la medida, a 76.42% el 7 de octubre de 2026², una reducción de 6.4 puntos porcentuales en un mes.

Desde nuestra Asociación entendemos que existen mercados de comercialización con alta exposición a la Bolsa, los cuales pueden verse afectados por los aumentos de los precios de bolsa en condición de escasez, lo cual, observamos que es un objetivo de la propuesta regulatoria de mantener una condición artificial del precio dada la sensibilidad política del traslado de precios en el costo unitario de los usuarios con alto nivel de exposición, y

² <https://www.xm.com.co/resoluciones/operacion-y-mercado/resolucion-creg-101-127-de-2026-condicion-del-sistema>

especialmente en mercados como el de Air-e que presenta un nivel de exposición de 49.4%³.

Al respecto, consideramos que una condición particular del mercado eléctrico, asociada al bajo nivel de cobertura de los comercializadores que atienden el mercado regulado, no puede resolverse con los sobrecostos que se generan al mercado general, ni en detrimento de la sostenibilidad financiera del resto de agentes de la cadena eléctrica, como es el caso de las plantas térmicas que, en virtud de la Resolución CREG 101 127 de 2026 i) no acceden a la renta inframarginal del mercado, pese a la condición de escasez; ii) aún cuando están entregando su energía, están sujetas a una liquidación de desviaciones por no cumplir sus OEF en un despacho en mérito, siendo que esto se origina por la aplicación de la Resolución, que hace obligatoria la entrega de esa energía por fuera del mérito de precio; y iii) enfrentan un riesgo de cartera adicional por el pago parcial de las acreencias con el sistema por parte de agentes intervenidos, caso de Air-e. Estas desviaciones terminan siendo recibidas por agentes hidráulicos que, en la práctica, no están generando la energía entregada por las térmicas.

Esta problemática fue expuesta en la comunicación ANDEG-082-2026⁴. Desde nuestra Asociación, consideramos que, paralelamente a esquemas de intervención para la administración de los recursos energéticos, el regulador debe propender por asegurar los incentivos necesarios para que los agentes puedan aumentar los niveles de contratación en beneficio de sus usuarios.

Con la aplicación de esta Resolución, tal como hemos mencionado en comunicaciones anteriores, observamos que el costo de la medida implementada por la Comisión con la Resolución CREG 101 127 de 2026 podría estar en un rango de entre \$1.6 y 2.3 billones de pesos al mes⁵, ocasionando aumentos en las restricciones pagadas por los usuarios y transferencias de rentas similares a las presentadas con la aplicación del anterior Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento. Durante la aplicación de esta medida, en 2024, las transacciones por desviaciones de Obligaciones de Energía Firme (OEF) aumentaron más de 800% y la Energía Vendida y Embalsada representó cerca de \$1.5 billones para los usuarios⁶. En este sentido, consideramos que el Regulador está en mora de valorar el beneficio de la implementación de la medida establecida respecto al esquema adoptado por la misma CREG a través

³ Boletín XM 362 de 2026

⁴ Comunicación ANDEG 082-2026: https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/09/082_2026_Solicitud-reconocimiento-del-riesgo-de-cartera-agentes-generadores.pdf

⁵ Comunicación ANDEG 084-2026: https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/09/084_2026_Comentarios-Circular-CREG-341-de-2026.pdf

⁶ Comunicación ANDEG 114-2024: https://andeg.org/wp-content/uploads/2025/09/114-2024_Balance_ESRD.pdf

de la Resolución CREG 026 de 2014 desde la perspectiva del costo de las transacciones en el MEM.

Es por esto que, desde las comunicaciones ANDEG-099-2024⁷ y 114-2024 hemos solicitado a la Comisión que, frente a situaciones de hidrología crítica del sistema eléctrico, se permita la operación del esquema del Cargo por Confiabilidad. De hecho, nos preguntamos cuál es la visión del Ministerio de Minas y Energía y del Regulador frente a la articulación de la medida de generación mínima térmica con la exigibilidad de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad a partir de las disposiciones establecidas con la Resolución CREG 071 de 2006 y sus normas complementarias, pues, como efecto directo de la intervención regulatoria, se ha vulnerado la aplicabilidad del esquema del Cargo por Confiabilidad cuyo desarrollo regulatorio se ha establecido por parte del Regulador, justamente, para asegurar la energía en firme del sistema durante periodos de hidrología crítica previstos como el actual Fenómeno de El Niño.

El Fenómeno de El Niño es un escenario que se internaliza en la estructuración financiera de los proyectos de generación en Colombia: si se interviene cuando ese escenario se materializa, se desconfigura el diseño del mercado y se pierde el *enforcement*, porque el esquema deja de ser creíble. Por eso, en la comunicación ANDEG-084-2026, con ocasión de la Circular CREG 341 de 2026, expresamos el efecto nocivo de la Resolución CREG 101 127 de 2026 sobre la señal de expansión y nos preguntamos qué tanta confianza tiene el Gobierno y el regulador en la efectividad del Cargo por Confiabilidad, si desde la propia política y la regulación se está impidiendo su operación. En la coyuntura actual, el precio de bolsa tendría que estar reflejando la condición de escasez, y no lo que está ocurriendo en la práctica, es decir, una transferencia de rentas entre agentes que tienen compromisos de Cargo por Confiabilidad, en adición al incremento desbordado de las transacciones en el MEM.

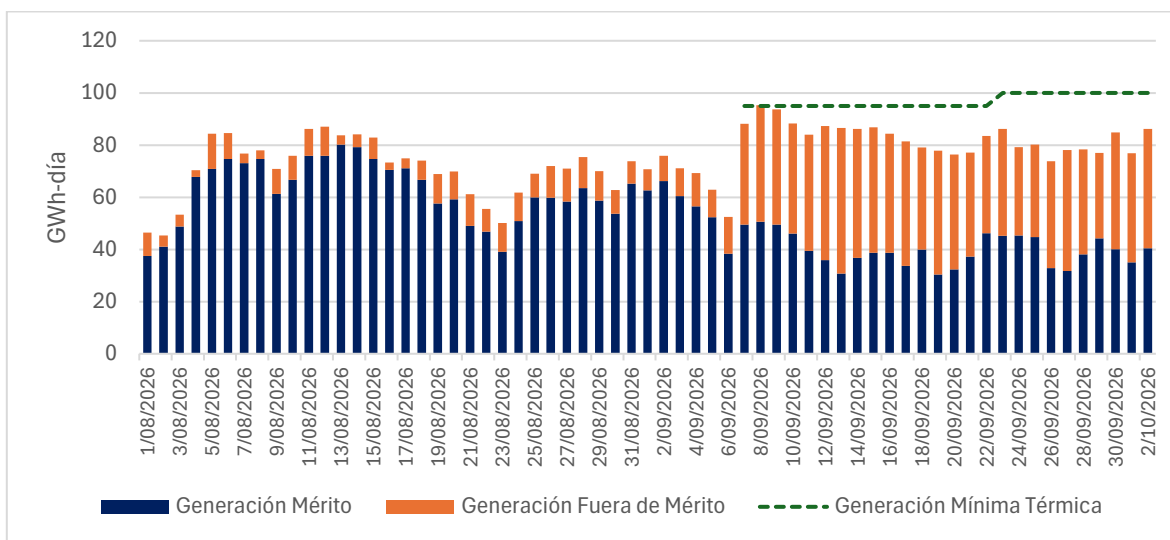
De acuerdo con lo anterior, solicitamos a la Comisión revisar la aplicación del Estatuto tal como está definido para evaluar los impactos que ha tenido a la fecha, mediante: i) el análisis de beneficio-costos, ii) la valoración del capital de trabajo que requieren las plantas térmicas para sostener la operación durante el Fenómeno de El Niño y iii) la recalibración del Estatuto en el marco de la operación del Cargo por Confiabilidad. Como está planteada la Resolución CREG 101 127 de 2026, observamos que el esquema debe ajustarse para asegurar una adecuada gestión de los recursos energéticos en condición de escasez, en los siguientes puntos:

⁷ Comunicación ANDEG 099-2024: https://andeg.org/wp-content/uploads/2025/09/100-2024-Alcance_Comunicacion_ANDEG_099_2024-1.pdf

1. Remuneración de la generación térmica fuera de mérito:

Solicitamos a la Comisión que se corrija la Resolución CREG 101 127 de 2026 en materia de remuneración para las plantas térmicas. Con la aplicación de la Resolución, entre el 7 de septiembre y el 2 de octubre, un promedio de 43,2 GWh-día de generación térmica ha sido asignada fuera de mérito, esto es, el 52% del total de energía generada a partir de plantas térmicas, tal como se presenta en la siguiente gráfica, y remunerada según la Resolución a los costos de la Resolución CREG 034 de 2001.

Gráfica 2. Generación térmica en el SIN



Fuente: XM

Particularmente, consideramos que en la condición de escasez en donde el recurso térmico es el que está contribuyendo a mitigar la degradación del embalse, y dadas las reglas del mercado eléctrico definidas en la regulación económica, el agente térmico debería acceder a una renta inframarginal que contribuya a cubrir sus costos fijos y recuperar su inversión de largo plazo. En particular, en el marco de lo definido en el artículo 58 de la Constitución Política sobre propiedad privada y derechos adquiridos⁸, resaltamos que la renta inframarginal es un derecho adquirido de las plantas de generación que participan en las subastas del Cargo por Confiabilidad del sistema eléctrico colombiano. Estas plantas asumen, mediante la Obligación de Energía Firme que se les asigna, el compromiso de entregar sus obligaciones cuando el precio de bolsa supera el Precio de Escasez. En contrapartida, cuentan con el Cargo por Confiabilidad y con la renta inframarginal que se genera cuando el precio de bolsa es alto, con la cual contribuyen a cubrir sus costos fijos y recuperar su

⁸ Sentencia C-147 de 1997.

inversión. Esta función de la renta inframarginal fue reconocida por la Superintendencia de Industria y Comercio en su Concepto 183210 de 2024⁹:

"...las plantas térmicas solo logran hacer parte del despacho ideal cuando el precio en bolsa se incrementa y logran percibir una renta inframarginal superior a cero. Esto ocurre con mayor frecuencia en periodos de baja hidrología en los que el precio de bolsa nacional (PBN) aumenta permitiendo recuperar sus costos y obtener una remuneración."

Hoy, con la regla definida en la Resolución CREG 101 127 de 2026 no se está remunerando con criterio de eficiencia el embalsamiento del sistema; por el contrario, se está forzando el ingreso de plantas térmicas mediante el mecanismo de generación de seguridad fuera de mérito, remunerada con el precio de reconciliación positiva de la Resolución CREG 034 de 2001, el cual no fue diseñado para ser utilizado a prorrata, sino para **condiciones especiales de seguridad del sistema, cuando por restricciones eléctricas u operativas no es posible atender la demanda únicamente con las plantas en mérito**. Bajo la lógica de mercado, cuando hay una condición de escasez, el precio de oferta de los recursos hidráulicos debe aumentar de tal manera que, en condición de mérito, los recursos térmicos ingresen al despacho hasta garantizar la atención completa de la demanda.

En este sentido, si se requiere una generación mínima térmica de tal forma que se garantice llegar a un nivel mínimo de embalse del 30% para abril de 2027, tal como lo establece la Resolución CREG 101 127 de 2026, la remuneración de esa energía no puede limitarse a los costos de la Resolución CREG 034 de 2001, sino que, debe considerar la retribución adecuada para los agentes térmicos que contribuyen a preservar el embalse del sistema en condición de mercado.

Al garantizar una adecuada remuneración, se asegura el capital de trabajo necesario para la operación, se cubren los costos adicionales que no contempla la Resolución CREG 034 de 2001 como los mayores costos de ciclajes de los que tratamos en el estudio de ANDEG presentado a la CREG¹⁰, se reconoce el riesgo de cartera no gestionable para los agentes generadores que participan en el ASIC, planteado igualmente a la CREG¹¹, y se evita dar una señal inadecuada para la expansión térmica, dada la necesidad actual de instalar nuevos recursos

9

https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/concepto_superindustria_0183210_2024.pdf

¹⁰ Comunicación ANDEG-071-2026. <https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/08/071-2026-Carta-estudio-ciclajes.pdf>

¹¹ Comunicación ANDEG-082-2026. https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/09/082_2026_Solicitud-reconocimiento-del-riesgo-de-cartera-agentes-generadores.pdf

con firmeza, tal como lo mencionamos en la carta de comentarios a la Circular CREG 341 de 2026.

2. Desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme:

Continuando con el punto anterior, desde el inicio de aplicación del esquema, el 52% del total de energía generada a partir de plantas térmicas ha sido mediante generación fuera de mérito. Como resultado, las plantas que no resultan en mérito en el Despacho Ideal en algunas horas, cuando se ha superado el precio de escasez y en consecuencia se ha hecho exigible la OEF, han sido sujetas de una liquidación de desviaciones negativas de OEF.

De acuerdo con el Boletín Energético #362 de XM, entre el 9 y el 29 de septiembre, se presentaron 15 horas en las que se superó el Precio de Escasez Superior¹², con lo cual se hicieron exigibles las OEF. En consecuencia, las plantas que no resultaron en mérito en el Despacho Ideal en esas horas, pero que sí entregaron su energía en cumplimiento de la mencionada Resolución, y que tienen OEF, tuvieron liquidación de desviaciones negativas de OEF del orden de \$10 mil millones de pesos, es decir, tuvieron que compensar a otros agentes, especialmente hidráulicos, quienes “asumieron” la OEF por la situación de fuera de mérito de esas plantas, a través de reconciliaciones positivas, por entregar las OEF que no entregaron las plantas térmicas al generar fuera de mérito. De esta manera, la Resolución CREG 101 127 de 2026 está configurando una situación equivalente a la que se presentó con la aplicación del Estatuto definido en la Resolución CREG 026 de 2014, aplicada en 2024, con afectaciones sobre la sostenibilidad financiera de las plantas térmicas.

Con la aplicación de la Resolución CREG 101 066 de 2024 y sus normas complementarias, cuando empiezan a activarse las OEF, se generan efectos en la liquidación de las desviaciones por OEF. Con la Resolución CREG 101 127 de 2026, al bajar artificialmente el precio de bolsa, el agente hidráulico recibe desviaciones cuando, en una condición real del mercado, sería al contrario: el agente térmico cobraría por una desviación positiva. Esto demuestra que, en el momento actual, se está haciendo inviable la operación de las compañías térmicas: se les remunera a costo y, además, deben pagarle al sistema por las desviaciones de OEF, lo que compromete su viabilidad financiera para soportar el Fenómeno de El Niño y afecta la confiabilidad futura del SIN.

La problemática de desviaciones de OEF con la aplicación de la Resolución CREG 101 127 de 2026 es el resultado de la aplicación de los mecanismos de liquidación de las Resoluciones CREG 069 de 2025 y 140 de 2017, en los que la

¹² blob:<https://www.xm.com.co/9283b78e-370d-4c2e-b7e5-e887c09678c6>

OEF se mide frente a la generación ideal diaria, así se active el precio de escasez en una sola hora.

En este sentido, un agente no puede controlar su generación ideal en un día de operación: a mediodía, con aproximadamente 3.500 MW solares, el precio de bolsa es menor y la planta térmica puede no estar en el despacho ideal, y aunque en las horas punta sí haya honrado su obligación, por lo ocurrido al mediodía, la obligación se liquida como “incumplida”, lo cual a todas luces, no corresponde con un criterio adecuado de remuneración para una planta que ofrece energía firme en las horas de mayor demanda y bajo la condición de escasez. En consecuencia, se hace evidente la inconveniencia del mecanismo aplicado en la actualidad, en el que se mide todo el día por la activación del precio de escasez en una hora, por lo que solicitamos a la Comisión revisar el esquema de aplicación de desviaciones, de tal forma de no castigar al agente térmico que cumple con el sostenimiento del embalse, y a su vez, mitigar el valor de las transacciones en el SIN que se están generando con la aplicación del estatuto transitorio.

En conclusión, con la aplicación de la Resolución CREG 101 127 de 2026, las plantas térmicas no solo no obtienen la renta inframarginal que, en condiciones de mercado, deberían estar recibiendo, sino que están operando a pérdidas por cuenta de las desviaciones que se les liquidan, las cuales van contra el ingreso mensual del Cargo por Confiabilidad, destinado al cubrimiento de los costos fijos y el sostenimiento de las plantas.

3. Indisponibilidad y parámetros declarados por los agentes:

Adicionalmente, presentamos a la Comisión una situación que se ha presentado en las últimas semanas, en la cual el Centro Nacional de Despacho ha modificado unilateralmente la disponibilidad y los parámetros de las plantas térmicas sin que el agente haya realizado una notificación de indisponibilidad. El numeral 1.1.5 del Anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, modificado por el artículo 30 de la Resolución CREG 060 de 2019, establece que las plantas o unidades de generación diferentes a las de generación variable tienen una franja de tolerancia de desviación horaria del 5% con el fin de modular su operación, dentro de la cual no se les liquidan desviaciones, situación que corresponde a una circunstancia operativa y no comercial como lo ha manifestado XM. Sin embargo, los agentes han evidenciado que, a causa de estas desviaciones, el CND ha ajustado por su cuenta la disponibilidad de las plantas. Desde nuestra Asociación, consideramos que esta es una facultad que el CND no tiene, y que corresponde a una interpretación de la regulación por parte de XM.

La Resolución CREG 024 de 1995 define la disponibilidad comercial como la calculada por el ASIC a partir de la declaración de disponibilidad de los

generadores, modificada *"cuando se presenten cambios en las unidades de generación [...] en la operación real del sistema"*¹³. El Anexo A-2 desarrolla el cálculo con base en los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades y en la disponibilidad reportada al CND al ocurrir el cambio de estado de una unidad, y distingue entre unidades con falla, sin falla e indisponibilidades parciales. Desde nuestro entendimiento, salvo que exista un evento o cambio de estado de la unidad, la regulación no prevé ninguna causal que faculte para modificar la disponibilidad de las plantas a un tercero, caso del CND, y el cambio de la declaración es responsabilidad del agente, sujeto a las reglas de inflexibilidad del numeral 1.1.4.1 del mismo Anexo.

XM realizó una solicitud de concepto a la CREG el pasado 24 de septiembre sobre la actualización real de la disponibilidad de las plantas durante la operación del sistema. Sin embargo, desde nuestro entendimiento, la regulación expedida desde la apertura del mercado en 1995, es clara en otorgar a las empresas un margen de desviación y establece que las plantas sean quienes modifiquen su disponibilidad a partir de los criterios operativos de los agentes y no a partir de instrucciones de un tercero, que puedan llegar a afectar la seguridad en la operación de los recursos de generación. Con lo anterior, solicitamos a la Comisión su pronunciamiento al respecto.

Para finalizar, desde nuestra Asociación solicitamos que la aplicación del esquema adoptado por la CREG a través del estatuto transitorio, tenga un soporte conceptual desde la definición misma de la obligación de entrega de energía por parte de las plantas que participan en el mercado de confiabilidad.

Observamos que en algunos espacios XM ha mencionado que la generación térmica se encuentra por debajo de las OEF del parque de generación, lo que puede comprometer la atención de la demanda para el verano 2026-2027, tal como lo señaló en la comunicación enviada al CNO y a la SSPD el día 5 de octubre¹⁴. Sin embargo, las OEF solo se han hecho exigibles en un número limitado de horas. Como lo señalamos en el punto 2 de esta comunicación, el precio de bolsa no ha alcanzado de forma generalizada el Precio de Escasez Superior, que es el punto a partir del cual el Cargo por Confiabilidad requiere la energía firme de las plantas. Lo anterior, obedece a la intervención establecida por la CREG, lo que induce una disminución artificial del precio de bolsa, lo que contradice la condición actual del mercado.

La meta de generación térmica de la curva ISO-GT contemplada en la Resolución CREG 101 127 de 2026 es un mecanismo que preserva la condición de despacho

¹³ https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0024_1995.htm

¹⁴ Comunicado XM al CNO y a la SSPD el día 5 de octubre de 2026 sobre el Seguimiento diario de la generación térmica y el cumplimiento de la generación mínima térmica.

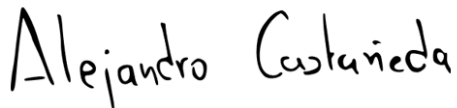
del mercado eléctrico bajo un entorno de intervención, lo que es distinto al contrato regulatorio de las OEF del Cargo por Confiabilidad y, por lo tanto, el hecho de que no se esté cumpliendo esta meta no obedece a decisión de las plantas, sino a la misma intervención definida por el regulador, lo que no quiere decir que las plantas térmicas del SIN estén incumpliendo su obligación del Cargo por Confiabilidad.

El parque térmico está presente: en los primeros días de octubre las plantas térmicas han aportado el 34% de la energía demandada en el SIN, frente al 12% aportado en el mismo período de 2025, según datos de XM. Adicionalmente, una parte del parque térmico se encuentra en mantenimientos preventivos, tal como ocurre, periódicamente, durante todas las vigencias de operación de las plantas en el SIN, los cuales son programados con anticipación, anunciados al operador del mercado, y publicados a través del boletín semanal de seguimiento de XM¹⁵, con lo que nos sorprende que XM no señale en sus pronunciamientos esta situación. Las plantas térmicas llevan a cabo este plan de mantenimientos precisamente para estar en óptimas condiciones cuando el Fenómeno de El Niño se intensifique y el sistema lo requiera con mayor exigencia, tal como se presentó en el Niño 2023-2024, en donde la térmica llegó a atender más del 56% de las necesidades del SIN.

Por lo anterior, consideramos que la generación actual no debe leerse como una falta de respuesta del parque térmico, ni dar lugar a ajustes de la disponibilidad de las plantas. Por el contrario, creemos que se debe permitir que el Cargo por Confiabilidad opere como fue diseñado, de manera que, cuando el precio refleje la condición de escasez, la confiabilidad contratada por el sistema esté disponible.

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

Cordialmente,



Alejandro Castañeda

Presidente Ejecutivo

Copia:

Dra. María Noemí Arboleda, Ministra, Ministerio de Minas y Energía

Expertos Comisionados

Dr. Miguel Gómez, Ministro, Ministerio de Hacienda y Crédito Público

¹⁵ <https://www.xm.com.co/nuestra-empresa/informes/informes-de-la-operacion-y-el-mercado/boletin-energetico>

Dr. Julián Buitrago, Director, Departamento Nacional de Planeación
Dra. María Rocío Cortés Vargas, Superintendente (E), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Dr. Juan Carlos Morales, Gerente (E), XM S.A. E.S.P.
Dr. German Alberto Caicedo Beltrán, Presidente, Consejo Nacional de Operación – CON
Dr. Miguel Angel Castellanos Rodríguez, Presidente, Comité Asesor de Comercialización – CAC
Dr. Jorge Eliécer Laverde Vargas, Contralor, Contraloría General de la República
Dr. Gregorio Eljach, Procurador, Procuraduría General de la Nación