

ANDEG – 084- 2026

Bogotá, Septiembre 18 de 2026

Doctora

Adriana Jiménez Delgado

Directora Ejecutiva

Comisión De Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios a la Circular CREG 341 de 2026: Comentarios, propuestas y recomendaciones a los procesos de subasta de Obligaciones de Energía Firme (OEF)

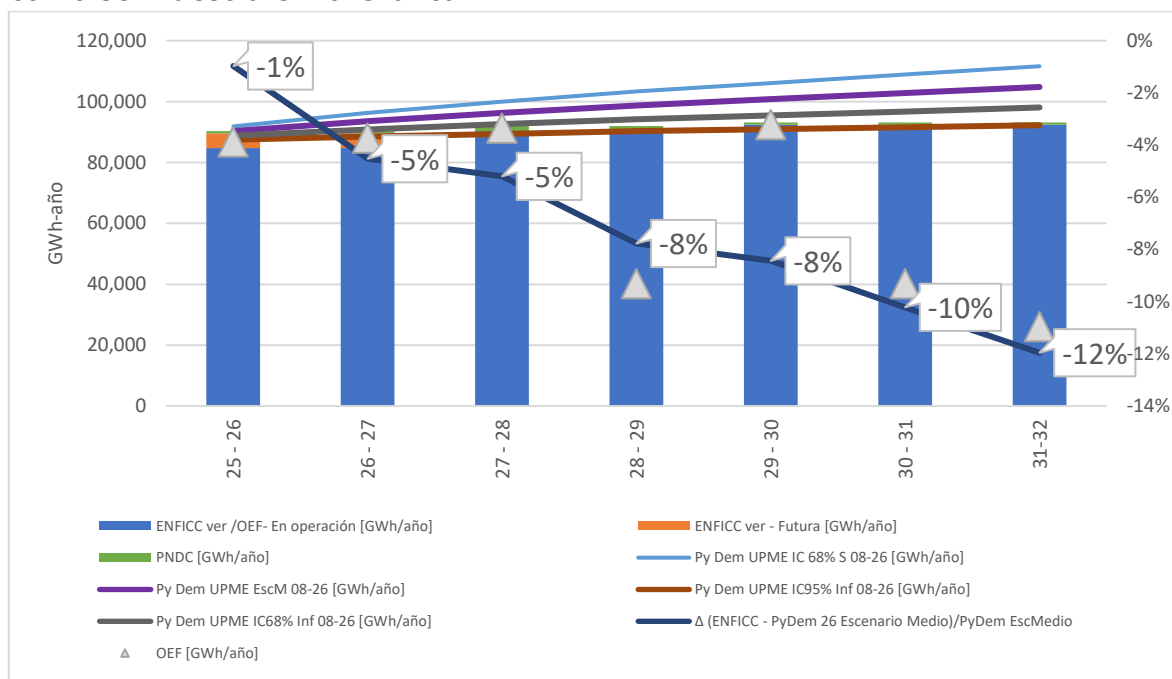
Respetada Directora:

Desde la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) reconocemos la apertura del Gobierno Nacional a recibir comentarios, propuestas y recomendaciones de los diferentes actores del mercado con el propósito de otorgar señales de entrada a nuevos proyectos de expansión en generación que brinden respaldo, confiabilidad y certidumbre al Mercado de Energía Mayorista (MEM) y al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Lo anterior, con el propósito de generar nuevas señales que recuperen la confianza, la estabilidad y el desarrollo del sector en el marco de los objetivos energéticos de la Patria Milagro y la misión especial asignada al vicepresidente de la República sobre "*dinamizar los proyectos relacionados con recursos estratégicos, como son, la generación y transmisión de energía, hidrocarburos, minerales críticos y las energías renovables*"¹.

Para ANDEG es de vital importancia que el sistema mantenga un completo cubrimiento de la demanda de energía eléctrica para mitigar el riesgo de desabastecimiento de los usuarios del SIN, tal como manifestamos en la comunicación ANDEG 080-26 remitida a la CREG en días pasados. Con la última actualización de la proyección de demanda de la UPME, publicada en agosto de 2026, XM advierte desde ya un déficit de energía firme para los periodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028. En adición, de acuerdo con nuestros cálculos, para el periodo 2028-2029 el déficit de energía estaría en el orden del 8%, y

¹ Decreto 1373 de 2026. Presidencia de la República. "*Por el cual se confía al vicepresidente de la República unas misiones*".

continuaría en aumento hasta alcanzar el 12% para el periodo 2031-2032², tal como se muestra en la Gráfica 1.



Gráfica 1. Balance energético ENFICC vs Demanda. Fuente Datos: UPME, XM

Estos análisis de corto y mediano plazo se complementan con los análisis y proyecciones del *Electric Power Research Institute* (EPRI) sobre las necesidades futuras del sistema de generación colombiano³, a partir de un estudio realizado con ANDEG el año anterior respecto a perspectivas de la matriz eléctrica colombiana. En este *white paper* se destaca que las horas de demanda pico en Colombia ocurren después del atardecer, cuando la energía solar no aporta energía dado que, a la fecha, el mercado no cuenta con sistemas de almacenamiento ni se prevé su entrada masiva al sistema en el corto plazo dado el costo de instalación de estas tecnologías⁴. De otro lado, por las características del portafolio de generación en el SIN, existen períodos de baja producción hidroeléctrica a causa de la vulnerabilidad del SIN ante fenómenos climáticos, lo que, aunado al crecimiento del 6% de la demanda en lo corrido de 2026, especialmente en la región Caribe con incrementos del 8,6%, conlleva a un aumento de la demanda de potencia. Por ejemplo, en los últimos 6 años, la demanda de potencia pico ha aumentado 20,3%, lo que equivale a un crecimiento de más de 2.100 MW desde 2020. Todo esto apunta a una necesidad

² Se considera un margen de holgura del 1%.

³ Electric Power Research Institute (2025). Colombia – Electricity Energy Supply Evolution: Implications for the Colombian Thermal Fleet. <https://www.epri.com/research/programs/113126/results/3002033466>

⁴ La subasta de renovables del mes de julio adjudicó 100 MW en sistemas de almacenamiento con baterías.

continúa y en expansión de capacidad de plantas de generación síncrona⁵, caso particular de las tecnologías térmicas o hidráulicas de embalse. Tal como señala EPRI, la demanda máxima de potencia del SIN aumentará a más de 18 GW hacia 2038, lo que se traduce en una mayor necesidad de plantas térmicas en términos de capacidad total disponible.

Así mismo, a nivel internacional, el *Long-Term Reliability Assessment 2025* de la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) documenta que 13 de las 23 áreas de evaluación en Norteamérica enfrentan desafíos de suficiencia de recursos en la próxima década, en un contexto en que, acorde a las políticas ambientales de algunos estados, se ha presentado un desplazamiento progresivo de la generación térmica por grandes cantidades de energía eólica y solar. Además, hay un aumento exponencial de la demanda eléctrica impulsada, entre otros factores, por la expansión de los centros de datos para inteligencia artificial. Como consecuencia, hay una mayor complejidad operativa, retos de coordinación de gestión de combustible, caso del GNL y riesgo de déficit de suministro eléctrico, especialmente en invierno⁶. Sin embargo, a causa del aumento de la demanda de energía por el crecimiento de los centros de datos, la demanda de nueva capacidad de generación con turbinas de gas en Norteamérica se estima entre 74.000 y 132.000 MW hacia 2028, según Mitsubishi Power⁷.

De acuerdo con el contexto anterior, desde nuestra Asociación consideramos que es indispensable adoptar de forma oportuna y precisa los mecanismos previstos en la regulación del Cargo por Confiabilidad, a fin de asegurar la suficiencia de energía firme del SIN para los próximos años. Dicha medida, bajo un objetivo de adición energética, debe aprovechar todos los recursos de generación disponibles como condición indispensable para garantizar la seguridad energética del sistema. Hoy, a nivel internacional se está hablando de la convivencia de elementos de adición y de transición energética, en un contexto de demanda eléctrica creciente que en 2025 aumentó 3% a nivel global⁸.

En todo caso, reiteramos que cualquier señal de convocatoria a nuevas subastas debe estar precedida de una garantía cierta del pago de las obligaciones de Air-e con los agentes del Mercado de Energía Mayorista y, en particular, con las

⁵ La generación síncrona es aquella producida por centrales térmicas, nucleares e hidráulicas de embalse, cuyos generadores están acoplados directamente al eje de la turbina y aportan inercia rotacional al sistema, elemento clave para la estabilidad de frecuencia. Fuente: Iberdrola.

⁶ NERC (2026). Long-Term Reliability Assessment. https://www.nerc.com/globalassets/our-work/assessments/nerc_ltra_2025.pdf

⁷ <https://power.mhi.com/regions/amer/insights/us-power-outlook-and-long-term-trends>

⁸ Financial Times (2026). Energy transition or energy addition? What the latest data shows. <https://www.ft.com/content/25294713-6ff6-4e67-b81c-2fc90fe9f486?syn-25a6b1a6=1>

plantas térmicas. Esta es una condición necesaria antes de invitar a los agentes a participar en un esquema de subastas, pues no resulta razonable convocar al mercado a asumir nuevos compromisos de energía firme mientras persiste el incumplimiento de pagos billonarios por la energía entregada, dado el rol de la generación térmica del SIN, cuya contribución de ENFICC para el periodo 2025-2026 es de 49,8% del total de Obligaciones del SIN.

De acuerdo con la información publicada por XM en su Boletín No. 359, la deuda del Mercado de Energía Mayorista con los generadores asciende a \$2,3 billones de pesos a septiembre de 2026 y, según nuestras estimaciones, la deuda de Aire con las plantas térmicas se aproxima a los \$2,2 billones, cifra que compromete de manera directa la sostenibilidad financiera de los recursos que hoy respaldan la confiabilidad del SIN. Frente a esto, celebramos el anuncio del Ministerio de Hacienda de la transferencia de \$300.000 millones al Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para atender las necesidades financieras del sector respecto a los requerimientos de capital de trabajo de las plantas térmicas para atender las necesidades de generación en los próximos meses, en el marco de los \$1,5 billones anunciados⁹, y estamos atentos a la coordinación entre el Gobierno Nacional y las empresas de un plan de pagos para la deuda acumulada.

En adición, consideramos pertinente en esta comunicación expresar el efecto nocivo de la intervención al mercado de la Resolución CREG 101 127 de 2026 sobre la señal de expansión, dado el cambio en las reglas de juego para la generación térmica desde la perspectiva de acotamiento del ingreso de corto plazo a través de la aplicación de la Resolución CREG 034 de 2001 para la generación térmica que garantiza mitigar el riesgo de desabastecimiento y, especialmente, la preservación del embalse. De acuerdo con datos de Sinergox, entre el 7 y el 14 de septiembre, un promedio de 46,3 GWh-día de generación térmica ha sido asignada fuera de mérito, lo que corresponde al 52% del total térmico generado.

Consideramos que este tipo de medidas afecta la instalación de recursos térmicos que se requieren como nueva capacidad para el sistema, así como las señales de inversión. Por lo anterior, solicitamos que se reevalúen este tipo de intervenciones dados los efectos que se están presentando. De acuerdo con cálculos realizados por ANDEG, un bajo nivel de la variable X% reduce artificialmente el precio de bolsa, lo que puede generar pérdidas para el mercado entre \$1,6 billones y \$2,3 billones de pesos mensuales, causadas por la pérdida de rentas inframarginales de los agentes y por el aumento en los costos de

⁹ Comunicado Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 16 de septiembre de 2026: “MinHacienda giró \$300.000 millones para proteger la continuidad del servicio de energía”.

reconciliación positiva por generaciones de seguridad. Deprimir artificialmente el precio de bolsa, que pasó de \$918/kWh en los primeros seis días del mes a \$579/kWh en los días de aplicación del nuevo mecanismo, impide que se refleje la condición de escasez del sistema, pese a que las restricciones han aumentado más de 800% en lo corrido del mes.

En este sentido, nos preguntamos qué tanta confianza tiene el Ministerio y el regulador en la efectividad del esquema del Cargo por Confiabilidad, si desde la propia política energética y la regulación se está impidiendo su operación.

Con esa precisión, nos permitimos ampliar las siguientes solicitudes anteriormente presentadas a la CREG mediante la comunicación ANDEG-080-2026¹⁰:

1. Medida de muy corto plazo

1.1 Cesión de OEF para los periodos 2026-2027 y 2027-2028

Como primera medida, solicitamos que la Comisión expida la circular mediante la cual se habilite el mecanismo de cesión de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para las vigencias 2026-2027 y 2027-2028, el cual fue definido en la Resolución CREG 114 de 2014. En el marco del esquema de Cargo por Confiabilidad, la cesión para estas vigencias constituye un mecanismo complementario y expedito para que los agentes con OEF asignada ajusten sus compromisos de firmeza frente a las condiciones reales de disponibilidad de sus recursos, preservando en todo momento el respaldo de las OEF asignadas y la provisión eficiente de la energía firme dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La habilitación de la cesión de OEF para la vigencia 2026-2027 así como para la vigencia 2027-2028 contribuye de manera directa a preservar la confiabilidad del SIN y a asegurar el respaldo efectivo de las obligaciones de firmeza. Al permitir que las OEF sean asumidas por los recursos que efectivamente cuentan con la disponibilidad para respaldarlas, se fortalece la coherencia entre las obligaciones asignadas y la capacidad real del parque generador, en beneficio de la seguridad energética y de la señal de confiabilidad que persigue el esquema. Por lo anterior, **reiteramos a la Comisión la conveniencia y urgencia de expedir la circular que active este mecanismo con la debida antelación para lograr las negociaciones de cesión y el registro de los contratos ante el administrador del mercado, dado el inicio de las**

¹⁰ https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/09/080_2026_Solicitud-Asignacion-Subastas-CxC.pdf

obligaciones para el periodo 2026-2027 el próximo 1 de noviembre de 2026.

1.2 Incentivo para la instalación de Centrales Eléctricas Flotantes en el SIN frente a los retos del Fenómeno de El Niño.

De acuerdo con cálculos de XM presentados en el boletín #359, se proyecta un déficit de energía firme para los próximos meses, que coincide con el periodo del Fenómeno de El Niño, de 5,43% para el periodo 2025-2026 y de 7,76% para el periodo 2026-2027. Si bien el regulador ha avanzado en resoluciones orientadas al lado de la demanda, tales como medidas transitorias para la compra de energía, incentivos a la reducción de la demanda regulada y a la venta de excedentes de energía, consideramos fundamental incentivar la instalación de nueva oferta de corto plazo que permita mitigar los déficits de energía en el SIN. De hecho, según análisis de ANDEG, en un escenario crítico de aumento de la demanda el sistema tendría que recurrir a generación de última instancia, con una capacidad de respaldo superior a 400 MW.

Basados en la experiencia reciente de Ecuador, República Dominicana, Brasil y Ghana, creemos que podría darse a través de mecanismos de *Powerships*, o Centrales Eléctricas Flotantes, que integran equipos de generación estándar en barcas reubicables. Su capacidad de despliegue rápido y su independencia del terreno los hacen especialmente útiles para atender escasez de energía en escenarios como el Fenómeno de El Niño, cuando se requiere capacidad adicional de forma ágil y temporal.¹¹

En este sentido, solicitamos que haya un incentivo real para la instalación de Centrales Eléctricas Flotantes a través de un fast-track de subasta de corto plazo en el SIN a diseñar por parte del Ministerio de Minas y Energía y a desarrollar por parte de la CREG desde la perspectiva de remuneración en el marco de garantizar la confiabilidad en el SIN.

Este tipo de proyectos debe realizarse en el marco de una política de Proyectos de Interés Nacional Estratégicos (PINES) dada la urgencia de nueva capacidad de energía que se pueda instalar en el SIN al mínimo costo para la sociedad, frente al costo evitado del racionamiento eléctrico. Para esto, hay que habilitar la asignación de conexión al SIN en un punto donde efectivamente se garantice la operación de estos sistemas.

¹¹ Karpowership (2026). <https://karpowership.com/the-powership-solution/>

2. Solicitud de asignación de subasta administrada de Cargo por Confiabilidad para el periodo 2028-2029

En segundo lugar, solicitamos **que la Comisión establezca la oportunidad con que se asignarán las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad a quienes representen plantas existentes para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2028 y el 30 de noviembre de 2029, en los términos del artículo 18 de la Resolución CREG 071 de 2006.**

Esta solicitud encuentra pleno respaldo en el propio Documento CREG 901 202 de 2025, soporte de la Resolución CREG 101 079 de 2025, el cual señaló expresamente que *"para el periodo 2028-2029, una vez analizados los resultados de la subasta de reconfiguración de compra actualmente en proceso, se sugiere evaluar la viabilidad de una asignación administrada, conforme a lo establecido en el artículo 25 de la Resolución CREG 071 de 2006"*.

En el mismo sentido, la Agenda Regulatoria de la Comisión para el año 2026 incluyó expresamente la *"Evaluación de la ejecución de una asignación administrada de obligaciones de energía firme para el periodo tarifario 2028-2029"*, con una propuesta regulatoria para consulta (Documento 3) prevista en el segundo trimestre de 2026 y la resolución definitiva (Documento 4) prevista en el tercer trimestre del mismo año. A la fecha de esta comunicación, encontramos que el Documento 3 aún no ha sido publicado.

En este contexto, y acorde con el esquema de participación de plantas existentes establecido en la Resolución CREG 101 024 de 2022, solicitamos respetuosamente a la Comisión **dar cumplimiento a su propio cronograma regulatorio, definiendo con oportunidad el mecanismo y el cronograma de participación de plantas existentes en la asignación administrada de OEF para el periodo 2028-2029**. Consideramos que, a través de esta asignación administrada, se contribuirá no solo a cubrir la suficiencia de recursos de energía firme requerida por la demanda, sino también a garantizar la predictibilidad del ingreso y la sostenibilidad de las plantas que aportan energía firme al SIN en el corto y mediano plazo.

En adición, respecto al precio de cierre que debe tomarse como referencia para la asignación, consideramos que este debe corresponder a la Subasta de Expansión del periodo 2027-2028, y no a la Subasta de Expansión 2029-2030. Tal como lo ha señalado XM en sus últimos boletines semanales, *"el proceso de asignación de OEF convocado mediante la Resolución CREG 101 079 de 2025 aún no ha finalizado las actividades previstas en su cronograma"*¹², y en nuestra

¹² Boletín XM #359, publicado el 11 de septiembre de 2026.

consideración, aún persisten dudas sobre su éxito y suficiencia, particularmente sobre si la totalidad de los agentes adjudicados presentaron las garantías exigidas. Actualmente, el mercado se encuentra a la espera de la actualización del reporte de OEFs asignadas por parte de XM, una vez finalizado el último hito del cronograma de actividades de la Subasta: la expedición de certificaciones de la Asignación de Obligaciones de Energía en Firme. En particular, no es claro cuál sería el tratamiento aplicable en caso de que la planta que resultó marginal —y que, por tanto, determinó el precio de cierre del proceso— no haya logrado acreditar dichas garantías, lo que generaría incertidumbre adicional sobre la validez misma del precio resultante. Esto, a todas luces, afecta la señal de remuneración para plantas existentes que, en el marco de la regulación vigente, son tomadoras del precio de cierre de la subasta.

Este planteamiento encuentra además respaldo jurídico en el principio conforme al cual las condiciones económicas de un mecanismo se rigen por la norma vigente al momento de su estructuración, en línea con lo dispuesto en el artículo 33 de la Resolución CREG 071 de 2006, según el cual las Obligaciones de Energía Firme conservan el período de vigencia y la remuneración definidos en las normas que rigieron la subasta o el proceso de asignación correspondiente, y en los principios de buena fe y confianza legítima consagrados en el artículo 83 de la Constitución Política, en los términos señalados por la Corte Constitucional:

"...la administración no puede repentinamente cambiar las condiciones que directa o indirectamente permitía a los administrados. Que con tal fin debió otorgarse un período razonable de transición o una solución para los problemas derivados de su acción u omisión." (Corte Constitucional, Sentencia T-395 de 2008)

Bajo estos principios, el precio y las condiciones de la asignación administrada para el periodo 2028-2029 deben fundamentarse en el proceso de referencia más reciente que se encuentre plenamente consolidado y exento de la incertidumbre derivada de los cambios regulatorios introducidos desde 2024, esto es, la Subasta de Expansión 2027-2028, por ser esta la última respecto de la cual existe plena certeza sobre su resultado.

3. Solicitud de asignación de subastas de expansión del Cargo por Confiabilidad para los periodos 2030-2031 y 2031-2032

Por otra parte, en el marco del anuncio realizado por la Comisión en el Foro ANDEG llevado a cabo en Barranquilla el 20 y 21 de agosto, en donde la Directora de la CREG mencionó estar evaluando la necesidad de convocar nuevas Subastas de Expansión del Cargo por Confiabilidad; e independientemente de los resultados del cierre de la Subasta de Expansión 2029-2030, ampliamos

nuestra solicitud para que se convoquen nuevas subastas para los periodos 2030-2031 y 2031-2032, con incentivos para la entrada temprana de proyectos y bajo un esquema que incentive verdaderamente la participación de los agentes. Lo anterior, en el marco del déficit de energía en firme que se prevé para los próximos años, según lo que mostramos anteriormente en la Gráfica 1.

La actual coyuntura del mercado global de equipos y turbinas de generación térmica exige que las señales de expansión del sistema se otorguen con un horizonte de planeación considerablemente mayor al que se ha venido utilizando. Tal como fue expuesto por GE Vernova en el 13° Foro Energético de ANDEG¹³, así como ha sido planteado por los demás proveedores de turbinas (Siemens, Mitsubishi, Wärtsilä, entre otros), el aumento de la demanda global de equipos de generación, impulsado por el crecimiento de los centros de datos, ha extendido los plazos de entrega de equipos y turbinas, que hoy superan en la mayoría de los casos hasta los 50 meses frente a la solicitud de compra. Como consecuencia, el plazo entre la asignación de las obligaciones y la entrada en operación comercial de una planta pasó de un rango tradicional de 22 a 38 meses a uno que hoy llega hasta los 52 meses, con incrementos igualmente significativos en los costos unitarios de instalación.

La importancia de que estas subastas prioricen, además, la entrada de generación térmica despachable y síncrona, se fundamenta en los estudios presentados por EPRI y el NERC, en donde se determina que sigue existiendo la necesidad de nueva capacidad térmica disponible. En la subasta de expansión de Cargo por Confiabilidad para el periodo 2027-2028, el 100% de las OEF de plantas nuevas fueron solares, lo que genera dudas sobre las señales de expansión del sistema mediante una tecnología que no otorga confiabilidad, atributo que se pretende remunerar en estas subastas.

Frente a lo anterior, es pertinente revisar los aprendizajes internacionales sobre la importancia de la generación térmica en el sistema. En el informe de EPRI sobre el apagón del 28 de abril de 2025 en la Península Ibérica, se documenta cómo, con apenas 11 generadores térmicos síncronos en línea a carga mínima técnica, se dio como resultado una cadena de oscilaciones y disparos de protección que separó a la península de la red continental europea, con tiempos de restablecimiento de hasta 23 horas en España¹⁴. Por lo anterior, los recursos térmicos a gas de ciclos combinados cumplen un rol crítico como generación síncrona flexible: no solo aportan inercia rotacional que amortigua las variaciones súbitas de frecuencia, sino que también ofrecen capacidad de regulación de voltaje y reactivos, así como tiempos de arranque y rampas más

¹³ <https://foro2026.andeg.org/wp-content/uploads/2026/08/04-Carlos-Mousadi.pdf>

¹⁴ EPRI (2025). Blackout of the Iberian Peninsula. April 28th 2025

rápidas que otras tecnologías térmicas, lo que los convierte en un respaldo idóneo para sistemas con alta penetración de recursos variables.

En consecuencia de las anteriores consideraciones de aumentos en la demanda, incrementos en los tiempos de entrega de equipos y turbinas y la importancia de mantener recursos síncronos, particularmente recursos térmicos: gas, líquidos y carbón¹⁵, como complemento al ingreso masivo de recursos renovables intermitentes, solicitamos que se convoque una subasta de expansión para los periodos 2030-2031 y 2031-2032, ya que planear la expansión con mayor anticipación permite otorgar señales para que compitan todas las tecnologías, para cumplir el objetivo de cubrir el déficit de energía firme proyectado y garantizar la estabilidad operativa del SIN. Lo anterior, en el marco de la importancia de garantizar la seguridad energética como objetivo de política pública de la Patria Milagro.

Adicionalmente, resulta relevante considerar los riesgos ambientales y sociales que puedan afectar la viabilidad, oportunidad y sostenibilidad de los proyectos de generación que aspiren a obtener asignaciones de OEF, factores que pueden traducirse en mayores plazos de desarrollo, inversiones no previstas o restricciones operativas que, a su vez, pueden comprometer el cumplimiento oportuno de las obligaciones de firmeza.

En este sentido, se deben tener en cuenta las necesidades de coordinación interinstitucional requeridas que supone el desarrollo de nuevos proyectos o la ampliación de existentes. Así, se debe avanzar con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y las Autoridades Ambientales en los esquemas de licenciamiento ambiental diferenciado (priorizando los proyectos que garanticen confiabilidad energética) y trámites asociados, por ejemplo, obtención de permisos, modificaciones de licencias ambientales, o la posibilidad de incorporar nuevos cambios menores, por ejemplo, para la implementación de tecnologías como los motores en la generación termoeléctrica o para la inserción de energía proveniente de Centrales Eléctricas Flotantes, en el contexto de cumplir los objetivos de seguridad energética en el SIN. Así mismo, es fundamental avanzar

¹⁵ El carbón térmico nacional constituye la opción de respaldo más económica del país (entre USD2 y USD5 por MMBtu) y cuenta con reservas probadas superiores a 2.000 millones de toneladas, suficientes para garantizar más de 25 años de abastecimiento sin depender de insumos importados. Adicionalmente, la generación termoeléctrica a carbón representa únicamente entre el 1,2% (promedio anual) y menos del 3% de las emisiones de GEI del país incluso en periodos de máxima exigencia operativa (como el Fenómeno de El Niño de 2024), gracias a tecnologías de alta eficiencia como el lecho fluidizado (CFB) y sistemas HELE de control de emisiones. Ver comunicación conjunta ANDEG–Fenalcabón al Ministerio de Minas y Energía, "Solicitud de inclusión de la generación térmica a carbón en la próxima subasta de expansión de energía en firme", 2 de septiembre de 2026. <https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/09/Inclusion-Generacion-Termica-Carbon-1.pdf>

desde esta coordinación interinstitucional en el acompañamiento al nuevo esquema de consulta previa y la interacción con las comunidades y autoridades territoriales.

De esta forma, se lograría mitigar la incertidumbre asociada a los tiempos de procesos de licenciamiento ambiental, relacionamiento social y la gestión de obligaciones y eventuales requerimientos adicionales por parte de las autoridades competentes.

En todo caso, solicitamos que en el contexto del cronograma de la última subasta de expansión realizada para el periodo 2029-2030, se evalúen los resultados desde la perspectiva de: i) balance energético, ii) señal de expansión para la adición de energía confiable al SIN y iii) **los efectos de la aplicación de las Resoluciones 101 066 de 2024 y normas complementarias sobre las señales de participación en las subastas y el mecanismo de liquidación de transacciones de OEF del mercado eléctrico en el corto y mediano plazo en virtud de este cambio regulatorio**. Esto último, dada la problemática de desviaciones que se está presentando entre los agentes, tal como lo señaló ANDEG en la comunicación 039-2026¹⁶.

Al respecto, desde nuestra Asociación hemos manifestado en anteriores comunicaciones y en el estudio de Barrera | Rey Economic Advisory y GGC Consulting que se encuentra en el cuarto punto de la presente comunicación, que las Resoluciones CREG 101 066 de 2024, junto con sus desarrollos derivados, distorsionan el mecanismo del Cargo por Confiabilidad y vulneran la confianza legítima, por lo que hemos solicitado reiteradamente su derogación para retornar al marco y aplicación integral de la Resolución CREG 140 de 2017. Al alterar los precios de escasez y los procedimientos de liquidación, estas resoluciones rompen el principio de la energía firme como un bien homogéneo, destruyen la predictibilidad de los ingresos y alteran la asignación de riesgos para los agentes con Obligaciones de Energía en Firme asumidas bajo reglas previas. Si bien reconocemos que la Comisión ha planteado ajustes posteriores para corregir aspectos de la liquidación de la Resolución CREG 101 069 de 2025 atendiendo nuestras solicitudes, insistimos en la necesidad de derogar la Resolución CREG 101 066 de 2024 y sus normas complementarias, dado el efecto sobre el mercado de desviaciones por la variación que se da entre el precio de bolsa y el Precio de Transacciones en Bolsa (PTB) resultante con la aplicación del Precio de Escasez Inferior (PEI).

¹⁶ https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/05/039-2026-Impacto-Resolucion-CREG-101-102-de-2026_desviaciones-3-1.pdf

De hecho, reiteramos la solicitud de ANDEG de retornar a la aplicación de la Resolución CREG 140 de 2017 dado que el principal reto abordado por dicha Resolución fue corregir el desacople entre la prima del cargo y el Precio de Escasez, en donde su objetivo primordial fue: *"Formular un precio de escasez que indique una situación crítica acorde a las nuevas condiciones del parque generador y permita una adecuada gestión del recurso hidráulico en condición crítica"*. Así mismo, la Resolución CREG 140 de 2017 fue cuidadosa en "modificar el cálculo del Precio de Escasez, no redefinir todo el esquema del Cargo por Confiabilidad", ni "interferir en los incentivos a contratarse", y, en particular, la Resolución CREG 140 de 2017 procuró no desmejorar la situación de los generadores térmicos.

Por lo anterior, solicitamos que **las nuevas Subastas de Expansión para los periodos 2030-2031 y 2031-2032 sean convocadas utilizando expresamente las reglas establecidas en la Resolución CREG 140 de 2017 a fin de garantizar un adecuado balance de riesgos entre los agentes que participan en el mercado de confiabilidad, particularmente por la problemática de las desviaciones del CxC ocasionadas con la Resolución CREG 101 066 de 2024 y sus normas complementarias.**

4. Propuestas del estudio realizado por ANDEG para modificar el Cargo por Confiabilidad

Finalmente, nos permitimos poner a consideración de la CREG un estudio realizado por Barrera | Rey Economic Advisory y GGC Consulting para ANDEG¹⁷ en el cual se identificaron los retos de la regulación del Cargo por Confiabilidad vigente. Por un lado, el esquema de dos precios de escasez mencionado en el punto anterior, el cual desvirtúa el propósito original del cargo, produce una subasta ineficiente al conciliar dos productos distintos con un solo algoritmo, y establece una discriminación injustificada entre plantas existentes y nuevas sin sustento económico. Por otro lado, existen problemas estructurales que el Cargo por Confiabilidad trae desde su diseño original, como la falta de incorporación de un producto de potencia que remunere específicamente la disponibilidad en la hora punta del sistema (19:00-21:00), la subasta de productos con vigencias muy distintas (de 1 a 30 años) a un mismo precio, entre otros.

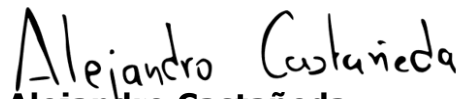
En función de lo anterior, el estudio que anexamos a esta comunicación incluye una propuesta de modificación al Cargo por Confiabilidad que contiene las siguientes consideraciones:

¹⁷ Barrera | Rey Economic Advisory y GGC Consulting (2026). Propuesta de reforma del Cargo por Confiabilidad. <https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/09/ANDEG-Propuesta-Cargo-por-Confiabilidad-Final.pdf>

- Retornar a un solo precio de escasez, ya que el uso de dos precios de escasez desvirtúa el propósito del cargo, convirtiéndolo en un mecanismo de cobertura de precios para la demanda en lugar de una remuneración por confiabilidad. Con ello, se propone adoptar el precio de escasez de la Resolución CREG 140 de 2017.
- Incorporar el producto potencia, mediante la subasta de dos productos complementarios: Energía Firme (ENFICC) y Potencia en Punta (disponibilidad comercial entre 19:00-21:00 en el verano anual). Si la energía firme ya cubre la punta, el precio de potencia sería cero y por tanto inocuo; de lo contrario, envía una señal de inversión que hoy no existe, dada la creciente penetración solar sin aporte en horas pico.
- Definir que la Obligación de Energía Firme sea exigible hora a hora, lo que simplifica la liquidación, reduce los costos de monitoreo y da incentivos más claros a las ofertas de producción.
- Rediseñar la liquidación para que dependa exclusivamente del precio de Bolsa y el precio de escasez, separando con claridad la liquidación del cargo de la liquidación de contratos, lo que reduce la complejidad generada por la coexistencia de múltiples precios de escasez.
- Realizar subastas con vigencias de 5 años cada vez que se requiera nueva energía firme, eliminando así las barreras de entrada asociadas a la prorrata. En estos casos, las plantas existentes competirían por costo total (prima más ejercicio de la opción de energía firme) y no solo por prima, evitando sesgos hacia plantas con bajo costo fijo y alto costo variable.

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

Cordialmente,


Alejandro Castañeda

Presidente Ejecutivo