

Bogotá D.C., Septiembre 16 2025

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Comentarios a la Resolución CREG 701 100 de 2025 y a la Resolución CREG 101 079 de 2025

Respetado Señor Director:

Desde ANDEG remitimos comentarios a la propuesta normativa, mediante la cual se pretende modificar la remuneración del Cargo por Confiabilidad para las plantas existentes.

En primer lugar, desde la Asociación consideramos que esta propuesta es completamente inconveniente e inoportuna, dado que la norma se propone en medio de la ejecución de una Subasta de Expansión 2029-2030 como la planteada en la Resolución CREG 101 079 de 2025, prevista, inicialmente, para el mes de marzo de 2026. Observamos que esta resolución afecta la señal de inversión, con lo que se puede comprometer el abastecimiento de largo plazo de energía, ya que el balance energético se encuentra ajustado y se requiere de la nueva generación y con este tipo de propuestas normativas, se erosiona la confianza de los inversionistas, dado que, literalmente, la resolución planteada se “atraviesa” en el cronograma de la mencionada subasta.

Creemos que, con el planteamiento del Regulador, podría comprometerse la presentación de plantas existentes, ya que la ENFICC de este tipo de plantas conforman el 94% del total de ENFICC del SIN y el 93%¹ de la OEF para el periodo 2027-2028, lo que demuestra el escaso margen de holgura de ENFICC/OEF en el mediano y largo plazo; así mismo, en el Documento Soporte CREG 901 202 de 2025 de la Resolución CREG 101 079 de 2025, se reitera en varias ocasiones, respecto al balance energético entre ENFICC/OEF, que: “(...) para los periodos 2028-2029 y 2029-2030 **se cuente con la participación de las plantas existentes con OEF asignadas en 2027-2028, en igual cantidad de obligación asignada actualmente (130,7 GWh/día)**”.

¹ De acuerdo con la información de ENFICC Verificada publicada por XM al 23 de mayo de 2025

Con lo anterior, se concluye que, para asegurar el balance energético, se requiere contar con la participación de las plantas existentes en condiciones adecuadas de remuneración a fin de asegurar la suficiencia de los recursos de energía firme de largo plazo, y a todas luces, la propuesta contenida en la resolución en consulta, va en contravía de dicho propósito.

Por otro lado, insistimos en lo manifestado en las Cartas ANDEG 067-2024, 088-2024, 095-2024, 109-2024, 002-2025, 020-2025, 022-2025, 023-2025, 024-2025, 027-2025 y 039-2025 acerca de las Resoluciones que cambian las disposiciones relacionadas con el Precio de Escasez y las liquidaciones del Cargo por Confiabilidad, es decir, las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, las cuales generan una afectación a los agentes, en primer lugar, con Obligaciones de Energía en Firme-OEF con el precio de Escasez de la Resolución CREG 071 de 2006, y por otro lado, al asociarse las nuevas asignaciones con el Precio de Escasez Inferior-PEI, se genera un desincentivo a la participación de plantas de bajos costos variables.

De esta manera, al introducir los diferentes precios de escasez, se distorsiona el concepto del producto homogéneo del Cargo por Confiabilidad, al coexistir diferentes primas de remuneración que no guardan relación con los precios de activación de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF), lo que demuestra el daño estructural que genera la implementación de las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, sobre la señal de expansión de energía confiable en el SIN.

En este contexto, tal como lo mencionamos en la Carta ANDEG 027-2025, reiteramos la importancia de revisar la correcta asignación de riesgos en el contexto de los incentivos de la Resolución CREG 101 066 de 2024 frente a la regla definida en la Resolución CREG 071 de 2006 en situaciones de activación de las OEF, así como la pertinencia de mantener vigente dicha normativa.

1. Sobre la propuesta de disminuir la remuneración del CxC de plantas existentes

La Resolución CREG 701 100 de 2025, pretende abordar el siguiente problema²: “*La posible remuneración ineficiente de las plantas existentes que conduce a una sobre-remuneración de las Obligaciones de Energía Firme que se asigna en las subastas de expansión a este tipo de plantas impactando el costo unitario de prestación que enfrentan los usuarios del SIN*”.

² Tomado del Documento Soporte CREG 901 211 de 2025

Al respecto, es importante recordar los principios del Cargo por Confiabilidad previos a la expedición de la Resolución CREG 101 066 de 2024, los cuales indican que, los recursos tanto nuevos como existentes deben recibir el mismo precio, sin discriminación por antigüedad o tecnología y que, en las Subastas de expansión, las plantas existentes no deberían fijar el precio, tal como lo señaló el Estudio sobre los impactos de la Resolución CREG 133 de 2021 que llevó a cabo la firma Sumatoria para ANDEG³.

Por lo anterior, consideramos que la identificación del problema por parte de la CREG carece de una elaboración rigurosa y fundamentada, tanto en su análisis como en la presentación de evidencias que respalden la validez del problema planteado y sus causas. En particular, la propuesta contenida en la Resolución CREG 701 100 de 2025 no demuestra por qué los razonamientos económicos que respaldan la asignación del precio de la OEF en las subastas de expansión llevadas a cabo hasta la fecha, aplicables tanto a plantas existentes como a nuevas, han dejado de ser válidos, en el contexto de la propuesta normativa actual.

Adicionalmente, la CREG, no justifica por qué, en un mercado de confiabilidad y energía como el del SIN —caracterizado por su estructura competitiva, de libre entrada y salida de agentes, y transacciones de fusiones y adquisiciones sin regulación de tipo monopolio natural—, se pretende incorporar consideraciones de amortización de inversiones como criterio para segmentar el mercado de confiabilidad. Esta lógica contradice los principios que han regido la formación de precios en el mercado eléctrico, y en especial, con esta propuesta normativa de la Resolución CREG 701 100 de 2025, la CREG demuestra que adolece de respaldo conceptual sólido en el marco de los fines regulatorios establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, con respecto a los criterios de calidad y confiabilidad en el suministro de energía. Y por su parte, tampoco se ha evaluado el impacto que esta propuesta puede tener sobre el sector empresarial, desde la perspectiva de señales de inversión.

De hecho, la propuesta omite además valorar el papel que han jugado las plantas existentes en momentos críticos, como los retrasos en proyectos de expansión, lo cual es esencial para dimensionar adecuadamente los efectos negativos que puede acarrear una medida como la contenida en la Resolución 701 100 de 2025, en el caso en que no se cuente con la oferta de energía de plantas existentes. Tal como lo advierte la OCDE, toda intervención regulatoria debe basarse en evidencia concreta y demostrar, a través de un Análisis de Impacto Normativo (AIN) sólido, que dicha intervención generará beneficios para la sociedad. Sin

³ <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2022/02/Analisis-Resolucion-CREG-133-de-2021-Sumatoria-PE3-1.pdf>

embargo, la propuesta de la Resolución CREG 701 100 de 2025 carece de un AIN riguroso que cumpla con las guías de buenas prácticas internacionales. La motivación esgrimida —la búsqueda de un precio eficiente para las plantas existentes— no cuenta con sustento conceptual ni técnico suficiente.

En consecuencia, la norma en consulta no demuestra que la señal de precios actual a las plantas existentes sea ineficiente, ni que los fundamentos económicos del Cargo por Confiabilidad hayan perdido validez. Así mismo, no existe un marco conceptual claro respecto al uso de los precios de ofertas presentadas en las Subastas de Reconfiguración para fijar el precio de un servicio que no corresponde a un monopolio natural ni a un modelo de costo de servicio, como ocurre en otros países con modelos estatales.

Proponer fijar el precio a plantas existentes con valores distintos a los de cierres de subastas de expansión, implica riesgos estructurales, considerando que el valor a fijar para plantas existentes está siendo determinado por la misma CREG, lo cual impide una formación eficiente de precios, con lo que la misma regulación estaría degradando la señal de precio en el mercado de energía. Así mismo, la adopción de esta propuesta puede generar impactos negativos significativos:

- Destrucción de valor de inversiones realizadas por agentes que confiaron en la estabilidad del marco regulatorio del mercado de energía mayorista.
- Mayores dificultades de acceso al financiamiento ante la incertidumbre en las fuentes de ingresos.
- Riesgo de liquidación de empresas independientes, con consecuencias para la competencia y la seguridad del sistema.

Advertimos que con los criterios que se pretenden adoptar en la Resolución 701 100 de 2025, en un contexto de ejecución de la Subasta de Expansión, se genera incertidumbre sobre el valor de las plantas existentes y en la decisión de participar o no en la subasta planteada.

Por otro lado, **es importante recordar que todas las plantas —nuevas y existentes— entregan el mismo producto: energía firme**. Por lo tanto, no resulta coherente establecer primas diferenciadas, especialmente cuando todas participan bajo los mismos riesgos y condiciones de mercado. En opinión de ANDEG, el Cargo por Confiabilidad no solo permite viabilizar nuevas inversiones, sino también garantizar que las plantas existentes se mantengan disponibles y operativas mediante inversiones en mantenimiento, reposiciones, auditorías y demás obligaciones técnicas. Una reducción específica de la prima para estas

plantas debilita esa señal de sostenibilidad, comprometiendo su operación en situaciones críticas y aumentando la exposición de la demanda a precios de escasez en la bolsa.

Adicionalmente, no es adecuado utilizar como referencia el valor promedio de subastas de reconfiguración (15,8 USD/MWh) para definir la remuneración de todas las plantas, dado que en dichas subastas no participó la totalidad del parque existente ni toda su capacidad, lo que distorsiona el resultado. Además, son subastas cuyo objetivo es hacer adiciones o sustracciones de energía firme marginales, los cuales claramente no reflejan la condición del mercado de confiabilidad actual, en el cual todas las plantas son necesarias, por lo tanto, un valor de remuneración a plantas existentes de alto costo variable como el planteado en la Resolución, resulta totalmente oportunista.

Finalmente, en el marco del esquema del Cargo por Confiability, es inconveniente considerar criterios como la antigüedad de los activos o la recuperación de inversión en el mecanismo de remuneración de plantas existentes, pues ello puede generar ineficiencias, pérdida de competitividad y una desconexión de la regulación con la dinámica real del mercado. La regulación debe permitir que las señales económicas continúen incentivando eficiencia, innovación y sostenibilidad en el sistema.

2. Comentarios al Anexo del Documento Soporte 901 211 de 2025

En el Documento Soporte 901 211 de 2025, se incluyeron los siguientes comentarios:

"Desde el punto de vista económico y financiero, para las plantas existentes que han logrado recuperar su inversión durante el tránscurso de la vida útil, el ingreso de OEF no representa una variable crucial para apalancar la financiación de los proyectos(...)", "Mantener la remuneración de las plantas existentes al mismo nivel de los nuevos proyectos desconoce el hecho que las decisiones de inversión son distintas, por un lado se tiene el desarrollo de nueva infraestructura y por el otro, la operación en un mercado con plantas que en una buena parte, ya fueron amortizadas sus inversiones (...)", y, *"La remuneración del cargo con el precio de cierre de la subasta que se conforma con las ofertas de nuevos proyectos de generación para plantas existentes, que no adelantan ningún tipo de inversión en infraestructura y que por lo tanto solo reciben un año de asignación, conduce a esta situación"*.

Con base en lo anterior, insistimos nuevamente en que la misma Comisión tenga presente la definición del Cargo por Confiabilidad⁴:

"Cargo por confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas." (Negrilla fuera del texto). De esta manera, se demuestra que la remuneración del Cargo por Confiabilidad tiene fines específicos para asegurar la disponibilidad de los recursos, los cuales se enmarcan, entre otros, en: 1) remuneración de la inversión a corto y mediano plazo, 2) retribución del capital de trabajo que se requiere para garantizar la operación de los recursos de generación cuando se activa la condición crítica de la Resolución CREG 071 de 2006.

Claramente, las afirmaciones del Documento Soporte CREG 901 211 de 2025 muestran el desconocimiento por parte de la Comisión, de los fundamentos sobre los cuales se construye el esquema regulatorio del cargo por confiabilidad, sin un solo análisis económico que así lo justifique.

3. Propuestas de modificación para asegurar el desarrollo de la subasta de expansión con la participación de plantas térmicas existentes

Dados los argumentos expresados en los Documentos Soporte CREG 901 175 de 2025 y 202 de 2025, la participación de plantas existentes en la subasta planteada en la Resolución CREG 101 079 de 2025 resulta fundamental para asegurar la energía firme con que se calcula el balance energético (oferta/demanda) dada la perspectiva de crecimiento de la demanda de electricidad en el país.

De esta manera, consideramos que deben revisarse los siguientes aspectos de la regulación vigente, desde la perspectiva de asegurar la participación de las plantas existentes, caso particular de la generación térmica.

⁴ Resolución CREG 071 de 2006

3.1 Ajuste de la desviación horaria de OEF (Ajuste DODEFA+) de agentes que participan en el mercado de contratos- Resolución CREG 101 066 de 2024 y 101069 de 2025

La CREG desconoce el efecto de las actuales señales regulatorias sobre la predictibilidad de las reglas de juego al ignorar el efecto de la Resolución CREG 101 066 de 2024 sobre la decisión o no de participar en mecanismos de asignación de OEF por parte de las plantas a las que les aplica el PEI. Dado el concepto de ajuste de la desviación horaria de OEF (Ajuste DODEFA+) adoptado por la misma CREG en la Res. CREG 101 069 de 2025, ajuste que se calcula sobre la totalidad de la Obligación Horaria de Energía en Firme Ajustada, sin tener en cuenta que la energía vendida en contratos no es vendida a PTB sino a precio de contrato, con lo que se cambia la regla del diseño del Cargo por Confiabilidad y el mercado de contratos dado que, durante una condición crítica, la energía sujeta a dicho ajuste debería ser la diferencia entre la Generación Ideal y la OHEFA, o la energía vendida efectivamente en bolsa, sin considerar la energía vendida en contratos. Esto, disminuye considerablemente el incentivo a participar el mercado de contratos dado el sobrecosto real que se genera para las plantas que les aplica el PEI que a su vez participan en el mercado de confiabilidad.

Como se mencionó, la Resolución CREG 101 066 de 2024 deteriora el concepto de bien homogéneo de la energía firme establecido en la Resolución CREG 071 de 2006, al desacoplar la relación entre la prima del Cargo por Confiabilidad y el Precio de Escasez, lo cual, había sido abordado a través de la Resolución CREG 140 de 2017, en el marco de las condiciones de operación del parque generador del país, y en particular, respecto a la necesidad de asegurar una adecuada gestión del recurso hidráulico en condición crítica.

Así las cosas, al separar la relación intrínseca de la prima del Cargo por Confiabilidad con el precio de escasez, el Regulador 1) desconoce el concepto del Cargo por Confiabilidad como instrumento derivado financiero sobre el precio futuro de la bolsa de energía en el SIN, al establecer una opción para cubrir el riesgo de la volatilidad de precios en condiciones de hidrología crítica, a través de la exigencia de Obligaciones de Energía en Firme, 2) con lo cual, el mismo Regulador altera la formación de precios en diferentes segmentos del mercado, por ejemplo, al distorsionar la señal de precio en el mercado de contratos con la aplicación errónea del Ajuste DODEFA+, en este caso. De nuevo,

reiteramos la inconveniencia de la aplicación de la Resolución CREG 101 066 de 2024 y la Resolución CREG 101 069 de 2025.

Con lo anterior, y si definitivamente se debe llevar a cabo la subasta planteada en la Resolución CREG 101 079 de 2025, solicitamos no considerar la energía vendida en contratos en el cálculo del ajuste de la desviación horaria de OEF (Ajuste DODEFA+) de la Resolución CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025.

3.2 Revisión de la propuesta de precio del cargo por confiabilidad a plantas existentes (Resolución CREG 701 100 de 2025)

La Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG no solo plantea una propuesta que degrada el ingreso de las plantas térmicas en el esquema del Cargo por Confiabilidad, si no que con la propuesta de remuneración mínima de \$15.8 USD/MWh, les establece un ingreso inferior al de plantas con menor aporte a la confiabilidad, como es el caso de las plantas hidráulicas y solares, que adicional tendrán una prima llamada Delta PEI superior a 8 USD/MWh. Lo anterior, en contravía de asegurar mayor oferta en firme y de garantizar la capacidad de las plantas térmicas para financiar inversiones de capital, tal como lo han señalado algunas calificadoras de riesgo: "*Changes to the Reliability Charge could exacerbate this shortfall by hindering GenCos' ability to fund capex*" (Fitchratings, Agosto 2025). La propuesta de la CREG, no demuestra que la señal de precios a las plantas existentes sea ineficiente ni que los principios económicos que soportan las señales de precios del Cargo por Confiabilidad hayan dejado de ser vigentes. En este sentido, la propuesta de la CREG desvirtúa la señal de inversión de empresas que participaron en el Cargo por Confiabilidad bajo el principio que los activos valen por el precio de sus productos en el mercado de confiabilidad y como consecuencia, las plantas térmicas no tendrán ningún incentivo a participar de la asignación, lo cual pone en riesgo la confiabilidad del sistema, y a la CREG como único responsable de la materialización de un desabastecimiento de energía eléctrica.

Al respecto, solicitamos:

1. Desligar la aplicación de la Resolución CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025 al desarrollo de la subasta establecida en la Resolución CREG 101 079 de 2025.

- 2. Con independencia del precio de cierre de la subasta para asignaciones de Cargo por Confiabilidad en el periodo 2029-2030 se solicita: 1) reconocer el precio de la confiabilidad en condiciones de suficiencia, 2) incentivar la participación del parque térmico en la subasta, y, 3) viabilizar la inversión en expansión de energía térmica que contribuya a cubrir el faltante de ENFICC en los próximos años por parte de agentes existentes.**

De esta manera, se plantea la siguiente propuesta de redacción:

El Parágrafo del Artículo 2 de la Resolución CREG 101 079 de 2025 quedará así:

"Parágrafo. El precio del cargo por confiabilidad asociado a las asignaciones de OEF que se realicen a plantas y/o unidades existentes para el periodo convocado se regirán por las reglas vigentes al momento de la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial.

No obstante, lo anterior, en caso de que la CREG defina un ajuste al precio del cargo por confiabilidad para esta categoría de plantas este le será aplicable a los resultados de esta subasta.

(Inciso nuevo)

En cualquier caso, el precio del cargo por confiabilidad asociado a las obligaciones de energía firme asignadas y respaldadas con plantas y/o unidades de generación térmicas existentes será aquel resultante del máximo entre el precio de cierre de subasta anterior y el precio de cierre de la presente subasta"

3.3 Viabilizar la participación de proyectos de altos costos variables en la subasta de expansión en el marco del Precio de Escasez Superior (PES)

En la coyuntura actual de precios de los combustibles, la mayoría de las plantas térmicas de generación de energía eléctrica que operan en el SIN tienen CVCE superiores a estos límites, lo que las deja fuera de las subastas de expansión del Cargo por Confiabilidad.

En el Documento CREG 901 202 de 2025, soporte de la Resolución CREG 101 079 de 2025, la CREG señaló la posibilidad de permitir que en la subasta puedan participar plantas térmicas nuevas, especiales o

existentes con obras con CVCE alineado con el precio de escasez superior el cual está siendo aplicado a la mayoría de las plantas existentes en el sistema.

De esta manera, se propone modificar el artículo 23 de la Resolución CREG 101024 de 2022, modificado por la Resolución CREG 101 066 de 2024, de tal manera de permitir la participación en la subasta a aquellos participantes con plantas nuevas, especiales o existentes con obras, cuyos costos variables de combustible estimados (CVCE) no superen el Precio de Escasez Superior (PES) de la Resolución CREG 101 066 de 2024, descontando los OCV y los COM.

4. Aspectos para revisar en la Subasta convocada mediante Resolución CREG 101 079 de 2025

4.1 Registro fase II UPME

En la Resolución CREG 101 079 de 2025, se presenta como requisito a cumplir por parte de las plantas nuevas, especiales y existentes con obras, la presentación del requisito de Registro en Fase II para participar en la Subasta, y el cronograma de ejecución de dicha subasta, empezó a operar desde el 28 de agosto de 2025. El 3 de septiembre de 2025 se ha expedido por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética-UPME la Resolución 749 de 2025, por medio de la cual se cambian los requisitos de presentación en Fase II, donde se incluyen nuevos requisitos como los siguientes:

"h. Pronunciamiento de la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa – DANCP sobre la determinación de procedencia y oportunidad de consulta previa. Si procede la consulta previa, indicar el estado de avance del proceso consultivo.

i. Mapa de localización del proyecto y archivo geográfico de la ubicación del proyecto en formato Shapefile, Geodatabase o KMZ. El sistema de coordenadas deberá corresponder MAGNASIRGAS - origen nacional EPSG:9377.

j. En caso de que el proyecto no se encuentre registrado en fase de registro 1, según lo dispuesto en la presente resolución, se deberá allegar junto al mapa de localización del proyecto, las comunicaciones expedidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, autoridades mineras competentes, la UPME, la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía, si el proyecto a ejecutar se

superpone o no con áreas que han sido previamente asignadas a otros proyectos del sector de minas y energía. Adicionalmente, en caso de que se haya evidenciado la superposición de proyectos, se deberá allegar el correspondiente Acuerdo Operacional de Coexistencia o prueba de que se activó el respectivo mecanismo de solución de controversias. Lo anterior, en cumplimiento a lo establecido en el artículo 10 de la Resolución 40303 de 2022 del MME o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan”

La modificación de los requisitos de registro en la Fase II de proyectos que participan en la Subasta de Expansión, una vez iniciado su cronograma, genera incertidumbre normativa para los inversionistas y dificulta la participación de nueva oferta. Los nuevos requisitos, especialmente en relación con los tiempos necesarios para obtener documentos como el certificado de procedencia o no de consulta previa —cuyo trámite puede tardar hasta 30 días hábiles— y los certificados de superposición de áreas, que dependen de varias entidades (ANM, ANH, UPME y MME), retrasan el registro de proyectos. Lo anterior, condiciona el cumplimiento de los plazos del 25 de noviembre de 2025 para el registro en el SUICC y del 2 de diciembre de 2025 para la declaración de interés para este tipo de plantas, lo que consideramos se tenga en cuenta en el Cronograma de la Subasta.

4.2 Sobre el concepto de conexión aprobado

Existen proyectos que ya cuentan con capacidad de transporte asignada, y que no necesariamente se encuentran inscritos en el Registro de Proyectos de Generación de la UPME, por lo cual, surge la duda de si un proyecto que cuente ya con la capacidad de transporte asignada pueda presentar dicho certificado en vez del Registro Fase II.

5. Solicitudes a la CREG

Con base en lo anteriormente expuesto, consideramos relevante que se revisen las cartas ANDEG 079 y 082 de 2025, por medio de la cual, realizamos las siguientes solicitudes:

- i. Revisar la remuneración de plantas existentes que se ha planteado en la Resolución CREG 701 100 de 2025 en el contexto de asegurar la suficiencia de recursos de energía firme de largo plazo, o en su defecto, aplazar el cronograma de la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad, de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3, parágrafo 2 de la Resolución CREG 101 079 de 2025, hasta que se conozca el

esquema de remuneración de las plantas existentes para determinar su participación en la Subasta de expansión del Cargo por Confiabilidad para el periodo 2029-2030.

- ii. Convocar a un taller por parte de la Comisión, en donde se presente la Resolución CREG 101 079 de 2025 y se tenga un diálogo con los agentes con referencia a la ejecución de la Subasta.
- iii. La presentación de la propuesta normativa 701 100 de 2025 por parte de la Comisión a la Superintendencia de Industria y Comercio-SIC, en el contexto de llevar a cabo un análisis de abogacía de la competencia, por el efecto dicha propuesta sobre la estructura de precios del Cargo por Confiabilidad a partir de la diferenciación entre plantas nuevas y existentes y por grupos de plantas.
- iv. Solicitamos el envío del concepto de abogacía de la competencia de la Resolución CREG 101 079 de 2025.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director.

Cordialmente,



Alejandro Castañeda

Presidente Ejecutivo

Copia

Dr. Edwin Palma, Ministro, Ministerio de Minas y Energía

Dra. Karen Schutt, Viceministra de Energía, Ministerio de Minas y Energía

Dr. Felipe Durán, Superintendente, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD

Dra. Cielo Rusinque, Superintendente, Superintendencia de Industria y Comercio-SIC

Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM SA ESP