ANDEG – 097 – 2026

Bogotá, Octubre 27 de 2026

Doctora
María Nohemí Arboleda Arango
Ministra
Ministerio de Minas y Energía

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

Ciudad

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución CREG 701 154 de 2026 «Por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 101 127 de 2026 y se dictan otras disposiciones» y a su Documento Soporte CREG 901 447 de 2026

Respetadas Ministra y Directora:

Desde la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG) y sus empresas afiliadas, presentamos nuestros comentarios al Proyecto de Resolución CREG 701 154 de 2026, *«Por la cual se modifica y adiciona la Resolución CREG 101 127 de 2026 y se dictan otras disposiciones»*, y a su Documento Soporte CREG 901 447 de 2026.

Desde nuestra Asociación compartimos con la Comisión el propósito de preservar la confiabilidad del SIN durante el Fenómeno de El Niño 2026-2027, y valoramos que la Comisión haya estudiado las problemáticas que hemos planteado en las comunicaciones enviadas por ANDEG, como lo son la 089-2026[1] y la 090-2026[2], en donde se esbozó la problemática que la CREG trata de corregir respecto a la remuneración de las plantas térmicas que contribuyen a mitigar la degradación del embalse en el SIN, tal como se señala en el Documento Soporte: *"la necesidad de asegurar la viabilidad operativa y financiera del parque de*

[1] Solicitud de revisión de la Resolución CREG 101 127 de 2026 – Aplicación transitoria del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD) https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/089-2026_Solicitud-revision-Res-CREG-101-127-de-2026.pdf
[2] Alcance Comunicación ANDEG-089-2026. Solicitud de revisión y adopción de medidas de mercado, respecto a las afectaciones negativas ocasionadas por la implementación de la Resolución CREG 101 127 de 2026 sobre el mercado de energía eléctrica y sobre los derechos y expectativas legítimas de los agentes térmicos. https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/090-2026_Alcance-solicitud-de-revision-Estatuto.pdf

generación térmica"[3]*, y que* "la desviación negativa no corresponde a un incumplimiento atribuible al generador"[4].

No obstante, las preocupaciones de fondo que hemos expuesto desde la expedición de la Resolución CREG 101 127 de 2026 persisten, y, desde nuestra lectura, el Proyecto de Resolución no remunera adecuadamente a los agentes térmicos que participan en el sistema y que ayudan a mitigar la degradación del embalse desde la perspectiva de la suficiencia de los recursos de generación en el SIN, aspecto que advirtió XM sobre los aportes reducidos hace varios meses.

El sector eléctrico, como todo sector regulado, funciona bajo incentivos, por lo tanto, es indispensable que el regulador otorgue los mecanismos a los agentes para que se haga atractivo invertir, y, en este caso particular, producir la cantidad de energía suficiente que necesita el sistema. Tal es el caso, por ejemplo, de la regulación de energía de Estados Unidos, en donde el criterio de definición de tarifas reguladas establece una remuneración "Justa y Razonable" por la prestación del servicio[5].

Desde esta perspectiva, consideramos que la Resolución CREG 101 127 de 2026 genera un desbalance en las señales e incentivos del mercado que incrementa el riesgo de desabastecimiento que la propia medida busca mitigar. En primer lugar, se trata de una intervención del mercado que no cuenta con el soporte económico ni con el análisis beneficio-costo que recomiendan organismos internacionales como la OCDE. El análisis de impacto normativo del capítulo 2 del Documento Soporte CREG 901 447 de 2026 se concentra en el efecto de adicionar dos veces el valor de los Costos de operación y mantenimiento (COM) sobre el componente de restricciones; sin embargo, no identificamos una valoración del balance beneficio-costo de la medida en su conjunto, que contemple su efecto sobre los usuarios y sobre los distintos agentes del mercado, hidráulicos y térmicos y su relación con los derechos establecidos en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad, tal como lo solicitamos en la comunicación ANDEG-089-2026[6].

La Resolución CREG 101 127 de 2026 dispone una generación mínima térmica a cumplir, generando una intervención al mercado que no deja funcionar el esquema del Cargo por Confiabilidad, mecanismo creado para garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en el corto, mediano y largo plazo[7],

[3] Documento CREG 901 447 de 2026. Página 49.
[4] Documento CREG 901 447 de 2026. Página 43.
[5] https://supreme.justia.com/cases/federal/us/320/591/
[6] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/089-2026_Solicitud-revision-Res-CREG-101-127-de-2026.pdf
[7] Concepto CREG 1668 de 2020. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0001668_2020.htm

especialmente durante condiciones críticas de abastecimiento, como sequías severas o el Fenómeno de El Niño, tal como las que se presentan actualmente.

En la misma línea, la medida está orientada a mantener artificialmente bajo el precio de bolsa, pasando de un promedio de precio en agosto de 947$/kWh a un promedio de 645$/kWh durante lo corrido del mes de octubre, aún cuando el embalse agregado ha presentado una degradación de más de 3 puntos porcentuales. Desde el Documento Soporte de la Resolución CREG 101 127 de 2026, la Comisión explica que la naturaleza de la medida persigue el objetivo de *"evitar períodos prolongados o permanentes de precios de bolsa elevados, cuya presión sobre la liquidez de los agentes podría derivar en un riesgo sistémico"* [8].

Entendemos la sensibilidad del planteamiento señalado por la Comisión, sin embargo, la lógica del mercado es que los agentes que atienden mercado regulado y que tienen presión sobre la liquidez tengan aseguradas posiciones de cobertura de contratos, pero XM menciona que hay agentes que superan el 44% de exposición a bolsa[9]. En consecuencia, la medida traslada a los usuarios que sí se contrataron un mayor valor mensual de la energía, pues la generación térmica remunerada a costo se incorpora en la factura como mayor valor del costo de las restricciones en el SIN, las cuales, han variado entre 30 y 123 $/kWh desde el inicio de la intervención y libera de la responsabilidad a los agentes que no se cubrieron.

En este sentido, a todas luces, la Resolución desincentiva a los usuarios a cubrir su energía mediante contratos, y, por otra parte, les indica a los agentes térmicos que en el momento en que les corresponde recibir las rentas inframarginales, no pueden hacerlo, tal como lo describimos en la Comunicación ANDEG 089-2026.

De hecho, llama la atención que las únicas rentas inframarginales que se eliminan con la aplicación del Estatuto son las de los agentes térmicos, quienes ya traen deudas acumuladas de Air-e por más de $2,2 billones y quienes vienen gestionando su capital de trabajo a través de deuda de corto plazo con la banca comercial y con capitalizaciones de sus accionistas, con lo que una señal del Estatuto puede afectar la disponibilidad de liquidez para garantizar la operación, tal como algunas empresas le han manifestado al Gobierno Nacional respecto al pago de la deuda corriente anunciado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Recordemos que otras tecnologías que utilizan energéticos renovables como el agua, el viento o el sol, acceden a rentas inframarginales en el contexto

[8] Documento CREG 901 431 de 2026. Página 138.
[9] Boletín XM # 365, publicado el 23 de octubre de 2026.

del mercado, e incluso con la Resolución CREG 101 127 de 2026, acceden a estas rentas con referencia a los costos de generación de la térmica intervenida.

En el contexto anterior, las señales que crea la intervención de la Resolución CREG 101 127 de 2026 van, a nuestro juicio, en contravía del propósito del mercado eléctrico y especialmente, del diseño regulatorio para el cual fue concebido el esquema del Cargo por Confiabilidad. De hecho, observamos que la aplicación del Estatuto a partir del 7 de septiembre de 2026 desconoce la realidad operativa del parque de generación térmica, pues como es usual en cada vigencia anual del esquema regulatorio del Cargo por Confiabilidad, las plantas térmicas tienen mantenimientos programados en el segundo semestre del año para atender las mayores necesidades de generación térmica del verano siguiente. En adición, en lo corrido de los meses de septiembre y octubre, en menos del 2% de las horas de la aplicación del Estatuto se han hecho exigibles las Obligaciones de Energía Firme, para lo cual las plantas térmicas han cumplido sus compromisos con el sistema desde dos perspectivas: i) la entrega de la energía y ii) el pago "forzado" de las desviaciones de OEF por aplicación del Estatuto.

En este sentido, nos llama la atención que el Operador del Mercado XM señale que las plantas térmicas no han alcanzado el 100% de sus Obligaciones de Energía Firme[10], cuando en la práctica, la intervención del mercado a través de la Resolución CREG 101 127 de 2026 no ha permitido la aplicación del esquema del Cargo por Confiabilidad.

Insistimos, tal como señalamos en la comunicación ANDEG 089-2026, ¿dónde queda el esquema del Cargo por Confiabilidad respecto a la exigencia de la "generación mínima térmica"?, jurídicamente qué prevalece, ¿el Cargo por Confiabilidad o la "generación mínima térmica"? Más preocupante aún, que el Presidente Abelardo de la Espriella, quien anunció en su discurso de posesión la importancia de asegurar la operación del parque térmico, no tenga un contexto completo de la situación que actualmente presenta el mercado eléctrico desde la perspectiva de asignación de riesgos en el SIN[11], tal como se evidenció en la alocución presidencial del 25 de octubre de 2026.

Desde ANDEG consideramos que, en todo caso, el mercado debe priorizar la aplicación del Cargo por Confiabilidad frente al Estatuto. Bajo la aplicación actual y la reducción artificial de los precios no se está permitiendo que el Cargo por

[10] https://www.eltiempo.com/economia/sectores/termicas-incumplen-orden-de-generar-mas-energia-xm-pide-investigar-mientras-empresas-revelan-que-esta-pasando-3593931
[11] https://www.eltiempo.com/politica/abelardo-de-la-espriella/abelardo-de-la-espriella-pronuncia-su-primer-discurso-como-presidente-de-colombia-desde-el-canton-militar-pichincha-3576906

Confiabilidad opere, que es aquello para lo cual fue diseñado el esquema y en el cual los agentes térmicos respaldan el 42% de la OEF anual. Tal como lo hemos señalado en las comunicaciones ANDEG-084-2026[12] y ANDEG-089-2026[13], el Fenómeno de El Niño es un escenario que se internaliza en la estructuración financiera de los proyectos de generación, y si se interviene cuando ese escenario se materializa, el esquema deja de ser creíble.

Con ello se afecta la señal de inversión de los agentes que confiaron en la regulación del mercado eléctrico, también desde el punto de vista de la banca de inversión para todo tipo de proyectos. La estructuración de un proyecto de generación térmico se evalúa a partir del valor presente neto y apalanca sus compromisos con el sector financiero a partir de los ingresos del Cargo por Confiabilidad y de la renta inframarginal esperada. La propia Comisión lo anticipó al diseñar el mecanismo. Así lo recoge el estudio elaborado por Sumatoria y PE3 para ANDEG[14], al citar el Documento CREG 038 de 2004, soporte de la Resolución CREG 050 de 2004:

> *"(…) Esta señal económica, permite disminuir incertidumbre sobre flujos financieros esperados de caja para proyectos existentes y para proyectos nuevos, de forma tal que se tengan señales de largo plazo como incentivo a la instalación de nueva generación en el país y a la permanencia de la existente."*

Dentro de esa señal del Cargo por Confiabilidad, el elemento que hoy se ve afectado por la Resolución es la renta inframarginal, que es la que permite al generador cerrar la ecuación financiera de sus proyectos. Conceptualmente, la renta inframarginal es la fuente con la que el generador recupera la inversión en la planta y remunera el capital que la financió. Esa inversión es un costo hundido, que incluye la construcción, el servicio de la deuda y el retorno exigido por los accionistas, y no está dentro del costo variable. Por eso, ni un precio de bolsa acotado al costo variable ni la reconciliación de la Resolución CREG 034 de 2001 la remuneran. En las plantas térmicas el efecto es más marcado, porque despachan pocas horas y su renta se concentra en los períodos de precios altos, justo cuando el precio supera su costo variable. Un tope al precio de bolsa en esas horas, o el pago de la energía a costo, eliminan el margen con el que se amortiza la inversión y se atiende la deuda.

---

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

[13] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/089-2026_Solicitud-revision-Res-CREG-101-127-de-2026.pdf

[14] Sumatoria y PE3 para ANDEG, «Estudio de propuestas de modificación del MEM. Documento 2: Análisis de las propuestas sobre el CxC», 6 de noviembre de 2020, p. 58.

A esa carga se suma la deuda adicional que las plantas han tenido que asumir para financiar su operación ante el crecimiento de la cartera de Air-e con las plantas térmicas, tal como lo mencionamos en la Comunicación ANDEG-082-2026[15]. Mientras continúa incrementándose la deuda de Air-e, los generadores siguen comprando combustible, pagando el transporte y sosteniendo la operación con crédito de capital de trabajo, y los costos financieros de ese endeudamiento no están entre los componentes que reconoce la reconciliación positiva de la Resolución CREG 034 de 2001 (CSC, CTC, COM, OCV y arranque-parada). Esos intereses y el deterioro de la liquidez solo pueden salir de la renta inframarginal, que es además la que respalda la capacidad de pago de esos créditos.

Esa renta es también la contrapartida del riesgo que asume el generador al comprometer capital por décadas sin ingresos asegurados: el riesgo hidrológico, que determina cuántas horas y a qué precio despacha; el riesgo de precio y de combustible; el riesgo de contraparte, que se ha materializado con la cartera de Air-e; y el riesgo regulatorio, que aparece cuando cambian las reglas después de efectuadas las inversiones.

El Cargo por Confiabilidad se inscribe en esa lógica. Su diseño de referencia establece que la planta con OEF asume la entrega de su energía firme cuando el precio de bolsa supera el Precio de Escasez y, a cambio, cuenta con el cargo y con la renta inframarginal que se genera cuando el precio es alto, tal como lo expusimos en la comunicación ANDEG-089-2026. La propia Comisión ha reconocido, en el Documento CREG 901 340 de 2026, que los generadores están dispuestos a ofertar una remuneración del Cargo por Confiabilidad más baja porque esperan rentas inframarginales[16]. Esta función fue reconocida también por la Superintendencia de Industria y Comercio en su Concepto 183210 de 2024 el cual fue considerado en la comunicación ANDEG-089 de 2026:

> *"…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."*

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

[16] https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%c3%b3n_CREG_701_118_2026/Documento_CREG_901_340_2026.pdf

Desde el punto de vista jurídico, el artículo 58 de la Constitución Política establece que:

> *"Se garantizan la propiedad privada y los demás derechos adquiridos con arreglo a las leyes civiles, los cuales no pueden ser desconocidos ni vulnerados por leyes posteriores."*

Los derechos económicos que la regulación vigente al momento de asignarse las OEF reconoce a las plantas que participan en las subastas del Cargo por Confiabilidad, entre ellos la renta inframarginal que se genera cuando el precio de bolsa es alto, constituyen, en nuestra lectura, una situación jurídica consolidada administrativamente. Sobre ellos se estructuraron las inversiones y los compromisos de financiamiento de las plantas, y es en ese marco, junto con las expectativas legítimas de los agentes a las que nos referimos en la comunicación ANDEG-090-2026[17], que la protección del artículo 58 resulta pertinente como criterio frente a modificaciones posteriores que los afecten.

Una vez mencionadas las anteriores generalidades, a continuación, nos permitimos comentar los siguientes puntos específicos del Proyecto de Resolución CREG 701 154 de 2026:

1. Remuneración de la generación térmica fuera de mérito

Desde nuestra Asociación reconocemos que el Proyecto de Resolución CREG 701 154 de 2026 incorpora un reconocimiento adicional de dos veces el valor de los Costos de operación y mantenimiento (COM) de cada tecnología al precio de reconciliación positiva, y permite reconocer los contratos de ocasión de suministro y transporte de combustible cuyo valor sea mayor al del contrato principal, cuando este corresponda a una OCG que no se active. Lo anterior es un paso en la dirección correcta frente a la remuneración del recurso térmico que está contribuyendo a mitigar la degradación del embalse.

No obstante, estimamos que ese reconocimiento es insuficiente. De hecho, es mínimo frente a la remuneración de una actividad regulada en la prestación del servicio de energía en Colombia como puede ser la Tasa de Descuento utilizada en la retribución de la transmisión nacional (STN) o la transmisión regional (STR). Como señalamos anteriormente en esta comunicación, la reconciliación positiva de la Resolución CREG 034 de 2001 solo reconoce los componentes de costo variable (CSC, CTC, COM, OCV y arranque-parada) y no remunera la recuperación de la inversión y el servicio de la deuda, el costo de capital, los costos financieros del capital de trabajo, ni la contrapartida de los riesgos que

[17] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/090-2026_Alcance-solicitud-de-revision-Estatuto.pdf

asume el generador, como el hidrológico, el de precio y de combustible, el de contraparte (materializado con la cartera de Air-e) y el regulatorio. Esos conceptos solo pueden recuperarse con la renta inframarginal.

Por ello, estimamos que el valor de dos veces el COM, e incluso la alternativa de un 5% adicional de los costos variables que el Documento Soporte analizó y no seleccionó, es insuficiente para las plantas térmicas que prestan el servicio de confiabilidad a partir de la generación fuera de mérito. **Por lo anterior, solicitamos respetuosamente a la Comisión que se permita la operación de la regla de mercado, que es aquello para lo que fue diseñado el esquema financiero del Cargo por Confiabilidad.**

2. Asignación de las desviaciones de OEF

Por otro lado, desde ANDEG valoramos que el Proyecto de Resolución reconozca que la desviación negativa de las plantas que generan por el valor mínimo de generación térmica no es atribuible al generador. Sin embargo, el mecanismo propuesto deja a los agentes con desviación positiva recibiendo el mismo dinero, ahora a costo de la demanda del SIN, mediante el componente de restricciones.

En este sentido, consideramos que continúa existiendo una inadecuada asignación de riesgos, haciendo que la demanda asuma los costos de las desviaciones de OEF, con lo que insistimos en nuestra preocupación respecto a la falta de credibilidad de la CREG en el esquema del Cargo por Confiabilidad. Como señalamos en la comunicación ANDEG-089-2026, estas desviaciones se originan en la intervención misma, que reduce el precio de bolsa por debajo de lo que reflejaría la condición real del mercado. Con la regla propuesta se mantiene el desbalance en la asignación de riesgos del mecanismo del Estatuto, en el cual los únicos agentes que están aportando renta inframarginal son los térmicos.

Adicionalmente, nos llama la atención la operación del mercado de Transacciones Internacionales de Electricidad (TIES) del SIN frente a la aplicación del Estatuto, dado que la complementariedad entre los sistemas de Colombia y Ecuador ha sido recurrente. Por ejemplo, Colombia importó energía desde Ecuador principalmente entre abril y agosto de 2020 de hasta 10 GWh-día y entre mayo y julio de 2023 hasta 10.9 GWh-día[18], mientras que, entre los meses de septiembre y diciembre de 2023, con una situación hidrológica más crítica frente a la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, Colombia exportó a Ecuador hasta 10 GWh-día. Hoy, con una situación de embalse 3 puntos por encima del año 2023, el Estatuto solo permite exportar para suplir generación

[18] Sinergox. https://sinergox.xm.com.co/international-exchanges/imports-exports/international-energy

de seguridad en el país importador, lo que nos lleva a plantear si la aplicación del Estatuto estuvo anticipada respecto a las necesidades más críticas de la generación térmica que se darán en los primeros meses del próximo año.

De hecho, consideramos adecuado que la CREG evalúe la conveniencia de mantener la aplicación del Estatuto frente a los sobrecostos que se le están presentando al mercado desde el punto de vista de mayor costo de restricciones y la adecuada valoración del embalse del sistema, en adición a la subremuneración de plantas térmicas que atienden la generación fuera de mérito. Si comparamos los impactos de la medida actual frente a la aplicación del Estatuto en el año 2024 (Resolución CREG 026 de 2014) observamos un mayor desbalance en la asignación de riesgos entre agentes, lo cual, el regulador debe considerar, más allá de inducir, a través de la Resolución CREG 101 127 de 2026, una disminución artificial del precio de bolsa, cuyos beneficiarios son los comercializadores con bajo nivel de cobertura en contratos.

Por lo anterior, solicitamos a la Comisión corregir la diferencia en la asignación de riesgos entre agentes térmicos e hidráulicos del SIN con la aplicación del Estatuto, e incluso, valorar si es adecuado reactivar el mercado de exportaciones con Ecuador. Al respecto, solicitamos tomar en consideración la propuesta presentada por ANDEG a través del estudio llevado a cabo con el consultor Barrera Rey Economic Advisory sobre propuestas para la suspensión del Estatuto de Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento[19].

Paralelamente, y tal como señalamos en la comunicación ANDEG-089-2026, consideramos que una condición particular del mercado eléctrico, asociada al bajo nivel de cobertura de algunos comercializadores y a la situación de la empresa intervenida Air-e, no puede resolverse con sobrecostos para el mercado general ni en detrimento de la sostenibilidad financiera de los demás agentes de la cadena. Reconocemos que la cartera de Air-e viene siendo objeto de gestión por parte de las entidades involucradas, sin embargo, lo relacionado con la alta exposición de Air-e no puede dejarse de lado en esta discusión, pues se necesita garantizar el pago de las acreencias con los agentes del SIN, especialmente con las plantas térmicas que requieren asegurar el capital de trabajo para la compra de combustible ante las necesidades de mayor generación por cuenta del Fenómeno de El Niño.

La evidencia disponible sugiere que intervenir un mercado que ya arrastra deudas tiende a trasladar el déficit hacia los eslabones de la cadena que han venido financiando la operación. Fitch Ratings advirtió en abril de 2025 que con

[19] https://andeg.org/wp-content/uploads/2026/10/PRO-Medidas-intervencion-corto-plazo-23092026-Version-Final-2.pdf

las obligaciones de Air-e aumentaba la posibilidad de que los perfiles crediticios se debilitaran en toda la cadena energética[20]; y, con ocasión de las recientes reglas de mercado, indicó que la confiabilidad duradera depende de incentivos de mercado equilibrados que permitan a todas las tecnologías recuperar sus costos[21]. Por su parte, la Agencia Internacional de Energía señala que el riesgo regulatorio es el principal riesgo en la mayoría de los mercados analizados y que, junto con el riesgo de incumplimiento de los compradores públicos en sus calendarios de pago, estos riesgos hacen que el costo de capital sea al menos dos a tres veces mayor que el de las economías avanzadas o de China[22].

En este contexto, intervenir aún más el mercado sin que se garantice el pago de las deudas acumuladas, y el pago de la deuda corriente en el contexto del compromiso del Gobierno Nacional anunciado en días pasados[23], aumenta la percepción de riesgo regulatorio y de contraparte sobre los agentes, encarece el financiamiento de las inversiones que el sistema requerirá en los próximos años, y particularmente, exacerba el riesgo para la confiabilidad del suministro si no se hace una adecuada gestión de los recursos energéticos a través de la intervención regulatoria y de política pública.

Desde ANDEG expresamos nuestra disposición a seguir participando en discusiones que permitan la mejora regulatoria en pro de garantizar el abastecimiento de energía, y reiteramos el compromiso del parque de generación térmica con el país, especialmente frente a la situación de hidrología crítica prevista para el verano de 2026-2027.

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

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

Alejandro Castañeda
Presidente Ejecutivo

[20] Fitch Ratings, citado en La República, «Fitch señala que deudas acumuladas de Air-e implican riesgo para la cadena eléctrica», 30 de abril de 2025: https://www.larepublica.co/empresas/fitch-senala-que-deudas-acumuladas-de-air-e-implican-riesgo-para-la-cadena-electrica-4123678

[21] Fitch Ratings, citado en Finance Colombia, «Colombia's energy decree raises credit risk and discourages power investment, says Fitch Ratings», 1 de diciembre de 2025: https://www.financecolombia.com/colombias-energy-decree-raises-credit-risk-and-discourages-power-investment-says-fitch-ratings/

[22] Agencia Internacional de Energía (AIE), «Cost of capital expectations for 2025 diverge amid rising uncertainty»: https://www.iea.org/commentaries/cost-of-capital-expectations-for-2025-diverge-amid-rising-uncertainty

[23] https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-destina-1-5-billones-para-proteger-a-los-colombianos-de-posibles-afectaciones-en-el-servicio-de-energia/

Copia:
Expertos Comisionados
Dr. Miguel Gómez, Ministro, Ministerio de Hacienda y Crédito Público
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. Carlos Mario Correa, Gerente (E) del Centro Nacional de Despacho, XM S.A. E.S.P.
Dr. German Alberto Caicedo Beltrán, Presidente, Consejo Nacional de Operación – CNO
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