

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	23/10/2025
Proyecto de Resolución:	<i>Por medio de la cual se dictan lineamientos de carácter transitorio para propender por la continuidad de la prestación del servicio de energía</i>

ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

El artículo 334 de la Constitución Política de Colombia establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, interviniendo en los servicios públicos y privados con el propósito de mejorar la calidad de vida de los habitantes, garantizar la distribución equitativa de los beneficios del desarrollo y preservar un ambiente sano.

El artículo 365 ibídem dispone que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y que es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

El artículo 367 señala que la ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad, financiación y régimen tarifario, el cual debe tener en cuenta los criterios de costos, solidaridad y redistribución de ingresos. Además, establece que los municipios podrán prestar directamente los servicios públicos cuando las condiciones técnicas y económicas lo permitan, y que los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación.

A su vez, el artículo 370 de la Constitución determina que corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de

administración, control y eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer, por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), la inspección, vigilancia y control de las entidades que los presten.

En desarrollo de estos mandatos constitucionales, se expidieron las Leyes 142 y 143 de 1994, las cuales constituyen el régimen general de los servicios públicos domiciliarios.

El artículo 2 de la Ley 142 de 1994 define los fines de la intervención del Estado en los servicios públicos, orientados a garantizar la calidad, cobertura y continuidad del servicio, promoviendo al mismo tiempo la libre empresa y la iniciativa privada.

El artículo 3, numeral 3.3 de la misma ley establece que la regulación de los servicios públicos es una forma de intervención del Estado en la economía.

De acuerdo con el artículo 73 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 20 de la Ley 143 de 1994, uno de los fines de la regulación es garantizar la debida prestación de los servicios públicos y, específicamente, en el sector eléctrico, una prestación confiable y continua.

El artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 otorga a las Comisiones de Regulación la competencia para establecer las fórmulas de fijación tarifaria y determinar cuándo existe suficiente competencia para la libre fijación de tarifas.

El artículo 74 de la misma norma atribuye a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la función de regular las actividades del sector de energía y gas combustible, promover la competencia, evitar abusos de posición dominante, propiciar la eficiencia y definir criterios para los compromisos de venta de energía y potencia.

Por su parte, la Ley 143 de 1994 establece en su artículo 4 que el Estado, en relación con el servicio de electricidad, debe asegurar el abastecimiento de la demanda bajo criterios de viabilidad económica y financiera, con una operación eficiente, segura y confiable.

El artículo 20 de la Ley 143 de 1994 dispone que el objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico es garantizar una adecuada prestación del servicio en beneficio del usuario, en términos de calidad, oportunidad y costo.

El artículo 23, literal e) de la misma ley asigna a la CREG la función de aprobar las fórmulas tarifarias y metodologías para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

En desarrollo de dichas competencias, la CREG expidió la Resolución CREG 015 de 2018, mediante la cual se estableció la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), incorporando indicadores y metas de calidad, así como mecanismos de seguimiento a los planes de inversión y reducción de pérdidas.

El numeral 6.5 del anexo general de dicha resolución estableció que los indicadores de ejecución de los planes de inversión serán verificados anualmente, con base en la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) y a la CREG.

Por su parte, los numerales 7.4.3.1 literal i) y 7.3.6.4.2 de la misma resolución determinan que el incumplimiento de los índices de pérdidas totales por dos periodos consecutivos implica la cancelación del plan y la devolución de los ingresos recibidos desde el inicio del incumplimiento hasta la última liquidación efectuada.

La Resolución CREG 101 028 de 2023 estableció que el Costo de Opción Tarifaria (COT) hace parte de la actividad de comercialización, y puede ser objeto de regulación dentro del régimen transitorio especial para garantizar la sostenibilidad del servicio de energía eléctrica en la Costa Caribe.

Posteriormente, el artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 (“por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018–2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”) autorizó al Gobierno Nacional para establecer un régimen transitorio y especial en materia tarifaria, con el fin de asegurar la sostenibilidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en la región Caribe.

Sobre esta disposición, la Corte Constitucional, mediante Sentencia C-364 de 2025, resolvió:

“Declarar EXEQUIBLES los apartes normativos acusados del artículo 318 de la Ley 1955 de 2019, ‘por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018–2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad’, en el entendido de que (i) el régimen transitorio y especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización que fije el Gobierno Nacional se limita a la adecuación excepcional autorizada por esta norma, por lo que en el resto estará sujeto a las reglas previstas en las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994, así como a aquellas otras que las deroguen o modifiquen; y (ii) la reglamentación que el Gobierno Nacional expida solo podrá mantenerse vigente mientras subsistan las causas económicas, técnicas, operativas, financieras y de política pública que motivaron su expedición.”

Que, atendiendo lo expuesto en la sentencia C-364 de 2025, por medio de la cual se declaró la exequibilidad condicionada del régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Costa Caribe, siempre que se limite a la adecuación excepcional autorizada por la norma, y solo se mantenga vigente mientras subsistan las causas económicas, técnicas, operativas y financieras y de política pública.

En cumplimiento de lo anterior, y ante la persistencia de las condiciones técnicas, operativas y financieras que motivaron la expedición del régimen transitorio, el Gobierno Nacional considera necesario delegar en la CREG la adopción de medidas que permitan estabilizar la tarifa en beneficio de los usuarios, garantizando la sostenibilidad empresarial y la continuidad del servicio.

De igual manera, el artículo 60 de la Ley 142 de 1994 faculta a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tomar posesión de empresas prestadoras, cuando se advierta riesgo de interrupción o deficiencia grave del servicio.

1.1 DETALLE TECNICO.

La Resolución SSPD 20241000531665 de 11 de septiembre de 2024 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ordena la toma de posesión de los bienes, haberes y negocios de Air-e S.A.S. E.S.P. argumentando cuatro causales del artículo 59 de la Ley 142 de 1994, para la intervención de la empresa:

59.1: “Cuando la empresa haya suspendido o se tema fundadamente que pueda suspender el pago de sus obligaciones mercantiles, laborales o tributarias en forma grave.”

59.2: “Cuando la prestación del servicio sea gravemente deficiente o se encuentre en riesgo la continuidad, calidad o cobertura del servicio público.”

59.3: “Cuando la administración haya perdido el control de la empresa, o no pueda garantizar la adecuada gestión técnica, financiera o comercial.”

59.7: Esta causal se refiere específicamente a “cuando la empresa haya suspendido o se tema que pueda suspender el pago de sus obligaciones mercantiles en forma grave”. (Se sobrepuso o complementa con la numeral 1 según la interpretación).

La SSPD documentó un deterioro en la capacidad económica de la empresa que ponía en riesgo la continuidad del servicio, destacando lo siguiente:

1.1. Inviabilidad Financiera y Pérdidas Acumuladas

- **Pérdidas Acumuladas:** La empresa acumuló pérdidas por **COP 386.970 millones** para el servicio de energía, haciendo que se perdiera el valor del capital emitido.
- **Resultados 2023:** Se presentó una **pérdida neta** para el servicio de energía en el periodo de 2023, desmejorando el resultado del año anterior.
- **Deterioro del Patrimonio:** El patrimonio total disminuyó en **0,2%** entre 2022 y 2023, y el patrimonio del servicio de energía fue **COP 119.629 millones** inferior al de 2022.

Concepto Financiero	Variación 2023 vs 2022 (Análisis Horizontal)	Comentario (SSPD)
Total de activos	0,94%	El aumento es mínimo.

Total pasivos	7,75%	Se incrementaron en 7,75 puntos porcentuales.
Patrimonio total	-0,20%	Disminución del patrimonio.

1.2. Incumplimiento de Obligaciones y Riesgo de Desabastecimiento

- **Suspensión de Pagos (PLS):** A julio de 2024, la empresa había iniciado **132 Procedimientos de Limitación de Suministro (PLS)**, lo que implica que, en promedio, la empresa estuvo con algún proceso de limitación iniciado durante 13 días de cada mes en 2024, mostrando presuntos problemas de liquidez.
- **Terminación de Contratos:** XM S.A. ESP informó que entre el 9 de agosto y el 2 de septiembre de 2024, se solicitaron 26 terminaciones de contratos de suministro de agentes vendedores de energía a Air-e (24 unilaterales). Esto obligaría a Air-e a una mayor exposición a la bolsa de energía, lo que a su vez podría afectar a los usuarios con mayores valores de cobro en el componente de generación de sus tarifas.¹
- **EBITDA y Liquidez (2024):** El indicador EBITDA tuvo un resultado **negativo** para el segundo trimestre de 2024.¹ La Razón Corriente (1.06) se ubicó por debajo del mínimo regulatorio exigido (1.84), lo que indica que los activos corrientes no son suficientes para cubrir las obligaciones de corto plazo.¹

1.3. Rotación de Cartera

- **Rotación de Cuentas por Cobrar:** Air-e registró una rotación de cuentas por cobrar de **321,11 días** en 2023, muy por encima del referente CREG de **45,96 días**.
- **Recaudo Deficiente:** Solo se recupera el **69,62%** de la cartera puesta al cobro. Los usuarios subnormales tienen el menor recaudo con **0,98%**, seguidos por el estrato 1 con **39,69%**.

2. Deficiencias Técnicas y de Calidad del Servicio

La gestión de Air-e no garantizó una prestación eficiente, lo cual se evidenció en la calidad individual y la gestión de la infraestructura.

2.1. Calidad Individual del Servicio

- **Incumplimiento DIU/FIU (> 360):** La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible destacó que la empresa debe abstenerse de tener al menos un usuario cuyo DIU (Duración de la Interrupción por Usuario) o FIU (Frecuencia de la Interrupción por Usuario) sea mayor a 360 horas o 360 veces, según la Resolución CREG 015 de 2018. Los incumplimientos reportados fueron:

Año	Incumplimientos (DIU > 360)	Usuarios Afectados
2021	11.919	4.779
2022	19.263	4.714
2023	1.538	283

- **Compensaciones:** Durante 2023, Air-e compensó COP 69.067.058 a usuarios por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual.

2.2. Deterioro del Sistema de Transmisión Regional (STR)

- **Aumento de Indisponibilidad:** Se presentó una desmejora en la calidad del servicio en el STR. El número de Horas Compensadas (HC) por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA) pasó de 3.419,26 HC en 2022 a 4.139,42 HC en 2023, lo que representó un incremento del 21% en las HC.¹

- **Riesgo por Radialidad:** Los informes de XM (IPOEMP) mencionaron la condición de emergencia en el nodo asociado a subestaciones como San Juan y por radialidad en subestaciones (Ciénaga, Puerto Nuevo, Manzanares, Libertador, Salamina y Juan Mina). Varias de estas subestaciones atendidas de manera radial **no tienen proyecto definido** para resolver dicha radialidad, lo cual pone en riesgo la confiabilidad del servicio.

3. Incumplimiento Regulatorio y Asimetría de Información

La Superintendencia encontró que la empresa persiste en violar gravemente las normas a las que debe estar sujeta y en incumplir su deber de reportar información veraz.

3.1. Incumplimiento en Inversiones (Distorsión del $\$X_{\{r,t\}}$)

- **Reportes Inconsistentes:** Air-e reportó una ejecución de inversiones para el 2023 de **COP 183.609 millones** a XM (bajo la Circular CREG 012/2020), monto significativamente mayor al que se reportó a la CREG/SSPD (**COP 81.190 millones**).
- **Impacto Tarifario:** De haberse liquidado con el monto mayor reportado a XM, el índice de pérdidas reconocidas hubiera sido mayor (hasta 20,27% en Nivel 1 vs 11,67% real), resultando en un aumento de los cargos de distribución para los usuarios.
- **Pérdida de Incentivo:** Debido al menor valor de inversión reconocida (COP 81.190 millones), la empresa perdió el incentivo de pérdidas adicionales a partir de abril de 2024, lo que, según Air-e, podría causar un **daño patrimonial** y hacer inviable la prestación del servicio.

3.2. Prácticas Comerciales y Asimetría de Información

- **Paz y Salvo para Cambio de Comercializador:** La empresa incumplió el tiempo reglamentario de respuesta en 348 solicitudes de expedición de paz y salvo para el cambio de comercializador entre 2022 y 2023.

- **Exigencias de Medición:** Air-e impuso exigencias en su norma técnica interna (medición obligatoria a tres elementos para sistemas trifásicos) que **exceden lo dispuesto en el Código de Medida** (Resolución CREG 038 de 2014).
- **Inconsistencias en SUI (Subsidios y Contribuciones):** Se encontraron diferencias y asimetrías significativas entre la información de subsidios otorgados, contribuciones facturadas, giros recibidos/efectuados reportados en el Sistema Único de Información (SUI) (formatos TC2, S1) y los datos de su sistema comercial. Se concluyó que la información reportada **"no es concordante y consistente"**.
- **Negativa a Flujos Proyectados:** Air-e se **"rehusó a dar la información"** de flujos de efectivo proyectados solicitada por la SSPD, argumentando confidencialidad del negocio, estableciendo un precedente de negación de información.

4. Afectación del Orden Público

Las deficiencias persistentes en la prestación del servicio por parte de Air-e se consideraron un factor que afecta el orden público en las áreas de prestación, según reportes de las autoridades de policía:

- **Policía del Atlántico:** 1 caso (2022), 6 casos (2023), y **14 casos** en lo corrido de 2024 (hasta el 8 de septiembre) por afectación del orden público social debido a la calidad del servicio.
- **Policía Metropolitana de Santa Marta:** **246 manifestaciones públicas** entre 2021 y septiembre de 2024 ante la presunta falta de atención oportuna de daños e inversión.
- **Policía de La Guajira:** 22 manifestaciones (2022-2023) y **26 manifestaciones** en lo corrido de 2024 por inconformidades con el servicio.¹

De acuerdo con el Boletín de Seguimiento y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas, publicado en el mes de abril de 2025, durante el periodo comprendido entre septiembre y noviembre de 2024, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios destacó la situación particular de Air-e S.A.S. E.S.P.

El boletín señala que la intervención de Air-e generó impactos relevantes sobre el equilibrio contractual del mercado regulado. En particular, se evidencia que la proporción de cobertura mediante contratos bilaterales se redujo levemente, pasando del 85,2 % al 83,6 % a nivel nacional, como consecuencia de la interrupción de contratos previos a la intervención de Air-e, uno de los comercializadores más grandes del país. Esta circunstancia incrementó temporalmente la exposición de varios agentes —entre ellos la propia Air-e— a las transacciones en bolsa, en un contexto caracterizado por alta volatilidad de precios y tensiones de oferta.

En el análisis de desempeño por agente comercializador, Air-e aparece entre los operadores con menor cobertura contractual frente a su demanda regulada. El boletín reporta que aproximadamente el 70 % de su demanda fue atendida mediante contratos bilaterales, mientras que el 30 % restante se abasteció a través del mercado spot, lo cual la ubica en una posición de riesgo operativo frente a variaciones del precio de bolsa. De acuerdo con las cifras del informe, la empresa presentó una demanda regulada promedio de 682,81 GWh/mes, situándose como el tercer comercializador con mayor volumen de demanda en el país, después de Enel y Caribemar de la Costa.

La SSPD clasifica a Air-e dentro del grupo de nueve comercializadores con niveles de cobertura iguales o inferiores al 80 %, junto con empresas como la Electrificadora de Santander y la Empresa de Energía de Boyacá. Esta situación

implica mayor vulnerabilidad ante aumentos de precios en el mercado mayorista, con posibles repercusiones tarifarias sobre los usuarios del mercado regulado. Por ello, el boletín reitera la recomendación a los comercializadores de reducir al mínimo su exposición al precio de bolsa, fortaleciendo la contratación bilateral y los mecanismos de cobertura para mitigar riesgos financieros y tarifarios.

El seguimiento se enmarca en la aplicación de la Resolución CREG 101 036 de 2024, que introdujo modalidades contractuales especiales —“Pague lo Contratado”, “Pague lo Demandado” y “Pague lo Generado”— para facilitar la gestión de riesgos de precio y suministro de los comercializadores en situaciones excepcionales. Estas medidas buscan mejorar la estabilidad financiera de las empresas, particularmente de aquellas en proceso de intervención como Air-e, y garantizar la continuidad del servicio público domiciliario en la región Caribe.

Adicionalmente, la Resolución SSPD 20251000004725 de 9 de enero de 2025, se determina la modalidad de la toma de posesión de Air-e con fines liquidatorios.

La empresa Air-e S.A.S. E.S.P. es una empresa principalmente Distribuidora y Comercializadora que atiende cerca de 1.2 millones de suscriptores lo que equivale a más de cinco millones trescientos mil habitantes de habitantes, que representan cerca del 12% de la demanda de energía nacional y donde aproximadamente el 85% de corresponden a los estratos 1, 2 y 3 que representan el 55 % de las ventas del comercializador, es decir, cerca de 296 GWh/mes, tal como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1. Composición del Mercado AIR-E. Julio 2025

Tipo de usuario	ESTRATO	Consumo total (kWh)	Participación %	Numero de	Participación %
-----------------	---------	---------------------	-----------------	-----------	-----------------

				Suscriptores	
Regulado	E1	188,279,047	35%	494,483	44%
	E2	64,798,621	12%	303,515	27%
	E3	42,931,726	8%	161,267	14%
	E4	24,400,524	5%	63,568	6%
	E5	9,707,903	2%	22,512	2%
	E6	15,480,159	3%	24,445	2%
	Industrial	19,419,574	4%	2,177	0%
	Comercial	83,387,126	15%	54,071	5%
	Oficial	18,503,418	3%	3,630	0%
	Provisional	2,088,998	0%	108	0%
	Alumbrado Publico	4,825,921	1%	179	0%
No regulado	Residencial Alto	149,672	0%	3	0%
	Industrial	29,992,213	6%	162	0%
	Comercial	31,405,431	6%	359	0%
	Oficial	646,097	0%	5	0%
	Alumbrado Publico	4,601,461	1%	41	0%
TOTAL		540,617,891	100%	1,130,525	100%

Fuente: Elaboración Ministerio de Minas y Energía con información de O3 del SUI. Julio 2025

Que Afinia S.A.S. E.S.P. es una empresa principalmente Distribuidora y Comercializadora que atiende cerca de 1.6 millones de suscriptores lo que equivale a más de cinco millones trescientos mil habitantes de habitantes, que representan cerca del 14% de la demanda de energía nacional y donde aproximadamente el 90% de corresponden a los estratos 1, 2 y 3 que representan el 59 % de las ventas

del comercializador, es decir, cerca de 300 GWh/mes, tal como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Composición del Mercado AFINIA- Julio 2025

Tipo de usuario	Estrato	Consumo total (kWh)	Participación	Número de Suscriptores	Participación
Regulado	Residencial Bajo-Bajo	194,238,701	38%	976,851	59%
	Residencial Bajo	74,106,003	15%	384,402	23%
	Residencial Medio-Bajo	31,642,952	6%	130,194	8%
	Residencial Medio	13,893,964	3%	40,943	2%
	Residencial Medio-Alto	8,251,428	2%	19,559	1%
	Residencial Alto	10,460,842	2%	16,940	1%
	Industrial	12,687,278	2%	1,957	0%
	Comercial	84,733,647	17%	81,508	5%
	Oficial	13,355,741	3%	5,581	0%
	Alumbrado Publico	2,065,874	0%	115	0%
No regulado	Industrial	32,339,765	6%	141	0%
	Comercial	21,947,926	4%	219	0%
	Oficial	1,194,491	0%	12	0%
	Alumbrado Publico	9,833,674	2%	76	0%
TOTAL		510,752,286	100%	1,658,498	0%

Fuente: Elaboración Ministerio de Minas y Energía con información de O3 del SUI. Julio 2025

Durante el año 2024, la pobreza multidimensional en Colombia registró una reducción generalizada, alcanzando un valor nacional de 11,5 %, lo que representa una mejora de 1,4 puntos porcentuales respecto de 2023. Dentro de este contexto, los departamentos del Atlántico, Magdalena y La Guajira, que conforman el área de operación de Air-e S.A.S. E.S.P., presentan una incidencia de pobreza superior al promedio nacional, aunque con comportamientos diferenciados entre ellos y avances heterogéneos en sus zonas urbanas y rurales.

Incidencia de pobreza multidimensional total (2024)

Tabla 3. IPM Región Caribe - Total

Departamento	IPM 2023 (%)	IPM 2024 (%)	Variación (p.p.)	Observaciones principales
Atlántico	12,0	9,5	-2,5	Mayor reducción del Caribe; nivel inferior al promedio nacional (11,5 %).
Bolívar	20,1	18,5	-1,6	Reducción moderada, sin significancia estadística.
Cesar	22,7	20,8	-1,9	Mejora leve, pero mantiene incidencia alta.
Córdoba	23,2	21,4	-1,8	Ligera mejora; rezago estructural en áreas rurales.
Magdalena	21,4	19,2	-2,2	Reducción sostenida, aunque permanece por encima del promedio nacional.
La Guajira	42,6	39,3	-3,3	Disminución significativa, pero sigue siendo la más alta del país.
Sucre	22,5	20,0	-2,5	Disminución relevante; aún superior al promedio nacional.
Total nacional	12,9	11,5	-1,4	Reducción estadísticamente significativa a nivel país.

Fuente: Elaboración propia de MME con Información del Boletín Técnico – Pobreza Multidimensional en Colombia 2024 (publicado abril de 2025). Tabla 5.

Tabla 4. IPM. Cabeceras municipales de la Región caribe (zonas urbanas)

Departamento	Cabeceras 2023 (%)	Cabeceras 2024 (%)	Variación (p.p.)	Comentario
Atlántico	11,3	8,6	-2,7	Mejor desempeño urbano del Caribe.
Bolívar	15,8	14,2	-1,6	Reducción leve.
Cesar	18,1	17,0	-1,1	Estabilidad, leve mejora urbana.
Córdoba	17,6	16,3	-1,3	Disminución moderada.
Magdalena	15,9	15,0	-0,9	Estabilidad con leve mejora.

La Guajira	23,6	17,4	-6,2	Reducción estadísticamente significativa.
Sucre	17,5	15,7	-1,8	Mejora leve.
Promedio nacional (cabeceras)	10,6	9,1	-1,5	Reducción generalizada urbana.

Fuente: Elaboración propia de MME con Información del Boletín Técnico – Pobreza Multidimensional en Colombia 2024 (publicado abril de 2025). Tabla 6.

Tabla 5. IPM. Atlántico, Centros poblados y rural disperso de la Región Caribe.

Departamento	Rural 2023 (%)	Rural 2024 (%)	Variación (p.p.)	Comentario
Atlántico	25,7	26,4	+0,7	Aumento marginal sin significancia estadística.
Bolívar	36,5	33,7	-2,8	Reducción moderada.
Cesar	42,1	39,8	-2,3	Mejora leve.
Córdoba	39,2	36,6	-2,6	Reducción gradual.
Magdalena	33,0	28,1	-4,9	Disminución sostenida.
La Guajira	61,7	61,3	-0,4	Persistencia de pobreza rural extrema.
Sucre	38,0	35,4	-2,6	Reducción leve.
Promedio nacional (rural)	22,3	21,0	-1,3	Mejora moderada en el ámbito rural.

Fuente: Elaboración propia de MME con Información del Boletín Técnico – Pobreza Multidimensional en Colombia 2024 (publicado abril de 2025). Tabla 7.

Durante el año 2024, la Región Caribe continuó mostrando brechas estructurales en materia de pobreza multidimensional, a pesar de una tendencia general de reducción observada en todos sus departamentos. Según el Boletín Técnico del DANE sobre Pobreza Multidimensional (2024), la región alcanzó una incidencia promedio cercana al 18,5 %, por encima del promedio nacional de 11,5 %, lo que la mantiene como una de las zonas con mayores privaciones en el país. Esta situación tiene implicaciones directas sobre el mercado de comercialización de

energía eléctrica, dado que el poder adquisitivo, la estabilidad del ingreso y el acceso a bienes básicos son determinantes en la capacidad de pago y sostenibilidad financiera de los usuarios regulados.

En términos comparativos, el Atlántico presentó la menor incidencia del Caribe con un 9,5 %, evidenciando mejoras sostenidas tanto en sus cabeceras urbanas como en su área rural. Este resultado se asocia con una estructura económica más diversificada y una mayor cobertura de servicios públicos, factores que favorecen el desempeño comercial de Air-e S.A.S. E.S.P. en ese departamento. Por el contrario, Magdalena y La Guajira exhiben condiciones más críticas: aunque el primero redujo su IPM al 19,2 %, aún mantiene altos niveles de privación en empleo formal y acceso a educación superior; mientras que La Guajira, con un 39,3 %, continúa siendo el territorio más rezagado del país, especialmente en zonas rurales donde la pobreza multidimensional supera el 60 %. Estos indicadores reflejan las dificultades estructurales que enfrenta Air-e en su área de operación, en particular en la recuperación de cartera y la consolidación de redes de distribución sostenibles.

En el área atendida por Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. (Afinia) —que comprende los departamentos de Bolívar, Cesar, Córdoba y Sucre—, los resultados también muestran avances, aunque persisten rezagos importantes. Bolívar registró una incidencia de 18,5 %, con mejoras principalmente en las cabeceras urbanas; sin embargo, las zonas rurales mantienen privaciones asociadas al acceso a servicios básicos y educación. Cesar y Córdoba presentaron niveles de 20,8 % y 21,4 %, respectivamente, evidenciando reducciones leves sin significancia estadística. En estos territorios, la pobreza rural continúa siendo un factor de presión sobre los indicadores de recaudo y sobre la demanda energética de los estratos subsidiados. Sucre, por su parte, mostró una disminución a 20,0 %,

consolidándose como uno de los departamentos con mejor desempeño relativo dentro del bloque occidental del Caribe.

En conjunto, estos resultados confirman que, aunque la Región Caribe muestra una trayectoria de mejora en los indicadores de pobreza multidimensional, las disparidades entre departamentos son amplias. Los avances en Atlántico contrastan con los rezagos estructurales de La Guajira, Cesar y Córdoba. Esta heterogeneidad socioeconómica influye directamente en el comportamiento del mercado de comercialización de energía eléctrica, afectando la elasticidad de la demanda, la morosidad de los usuarios y la efectividad de los esquemas tarifarios con componente de subsidio y contribución.

Por tanto, el análisis del mercado debe considerar que los niveles de pobreza multidimensional continúan siendo un factor de riesgo operativo y financiero para los comercializadores de energía en la región, en la medida en que determinan la capacidad de pago y la estabilidad de la base de clientes regulados. Un diseño tarifario diferenciado y políticas de focalización social más precisas resultan indispensables para garantizar la sostenibilidad del servicio en el Caribe colombiano.

Contexto socioeconómico del mercado de Air-e

El análisis de pobreza multidimensional revela una heterogeneidad estructural en el área de prestación de Air-e S.A.S. E.S.P., con implicaciones directas sobre el mercado de comercialización de energía eléctrica regulada.

Atlántico exhibe la mayor estabilidad socioeconómica del grupo, con un IPM total de 9,5 %, inferior al promedio nacional, lo que se traduce en una base de usuarios con mayor capacidad de pago y menor vulnerabilidad tarifaria.

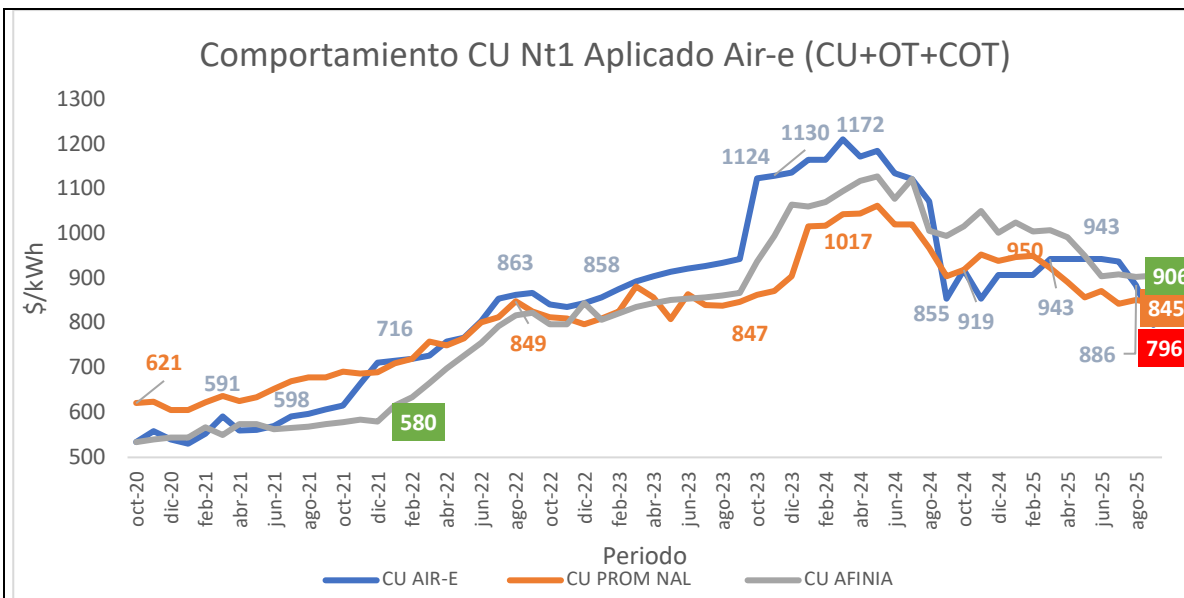
Magdalena, con una incidencia de 19,2 %, mantiene condiciones de pobreza que podrían limitar la recuperación de cartera, especialmente en zonas rurales donde persisten privaciones en educación y empleo formal.

La Guajira continúa siendo el territorio con mayor rezago estructural (39,3 %), donde la pobreza multidimensional afecta significativamente la sostenibilidad del recaudo y la calidad del servicio, dadas las limitaciones de infraestructura, acceso a agua potable y conectividad eléctrica estable.

En conjunto, los tres departamentos concentran más de 5,3 millones de habitantes y un promedio ponderado de pobreza multidimensional de aproximadamente 22,7 %, superior al promedio nacional. Este contexto refuerza la necesidad de políticas diferenciales en materia tarifaria, subsidios y programas de normalización de redes, que garanticen la sostenibilidad financiera del prestador y la equidad en el acceso al servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Que al corte de septiembre de 2025, AIR-E es el comercializador con una de las tarifas más bajas del país ubicándose por debajo del promedio Nacional (845 \$/kWh, sin incluir los operadores del Caribe) en 49 \$/kWh alcanzando un valor de 796 \$/kWh, como se muestra en la Gráfica 1

Gráfica 1. Comparativo comportamiento Tarifario empresas de Región Caribe CU NT1 vs Promedio Nacional Septiembre 2025



Fuente: Elaboración propia Minenergía con Información de los prestadores publicada en las páginas WEB.

Durante el último trimestre analizado (junio–agosto de 2025), el Costo Unitario aplicado al nivel de tensión 1 (CU Nt1) en las empresas Air-e S.A.S. E.S.P. y Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. (Afinia) evidenció una tendencia descendente y de convergencia tarifaria, tras un periodo prolongado de ajustes al alza entre 2021 y 2023. En septiembre de 2025, el CU Nt1 aplicado por Air-e se ubicó en \$796/kWh, mientras Afinia alcanzó \$906/kWh, alejándose del promedio nacional (\$845/kWh) en -49 \$/kWh y 61 respectivamente. Esta reducción, que representa una caída cercana al 20 % respecto de los picos registrados en 2023-2024, refleja la normalización progresiva de los costos de compra de energía, la disminución en la exposición a bolsa y la aplicación de los mecanismos tarifarios definidos por la CREG 101-028 de 2023 y la CREG 101-036 de 2024, orientados a estabilizar el componente de generación y la recuperación de saldos de opción tarifaria.

Desde una perspectiva técnica, el comportamiento reciente del CU Nt1 se asocia con tres factores principales:

1. Corrección en los precios de energía en bolsa y mayor cobertura contractual alcanzada durante el segundo semestre de 2024, que redujo la volatilidad del componente de generación.
2. Ajustes en la remuneración de distribución y comercialización, derivados de los mecanismos de revisión tarifaria periódica y de la aplicación parcial de los planes de inversión aprobados.
3. Efectos rezagados de la opción tarifaria, que aún inciden sobre los saldos diferidos pero con menor peso en el costo unitario total hacia 2025.

No obstante, el descenso tarifario se produce en un entorno social caracterizado por altos niveles de pobreza multidimensional en los departamentos de la Región Caribe. Según el DANE (2024), la incidencia promedio regional fue del 18,5 %, con extremos de 9,5 % en Atlántico y 39,3 % en La Guajira. Esta heterogeneidad socioeconómica implica que, aunque las tarifas comienzan a estabilizarse, una proporción significativa de los usuarios regulados permanece en condiciones de vulnerabilidad económica, lo que limita su capacidad de pago y afecta la sostenibilidad del recaudo de los comercializadores.

La relación entre el comportamiento tarifario y la pobreza multidimensional es directa: la reducción reciente del CU alivia parcialmente la presión sobre los hogares, pero no elimina el riesgo de morosidad ni el deterioro de flujo de caja en las empresas, dado que los niveles de ingreso y acceso a empleo formal continúan rezagados. En territorios con mayor incidencia de pobreza —como La Guajira, Córdoba y Cesar—, la elasticidad de la demanda frente al precio sigue siendo alta, lo que obliga a mantener esquemas de subsidio y alivios regulatorios que permitan sostener la continuidad del servicio sin comprometer la recuperación de costos eficientes.

En términos de sostenibilidad financiera, el comportamiento del CU en el trimestre evidencia una mejora gradual del equilibrio tarifario, en la medida en que los precios reflejan con mayor precisión los costos reconocidos por la regulación. Sin embargo,

la estabilidad alcanzada aún depende del cumplimiento de los planes de inversión y de reducción de pérdidas aprobados para cada operador. Un incumplimiento en estos compromisos no solo retrasaría la modernización de las redes y el mejoramiento de la calidad del servicio, sino que también podría reintroducir presiones tarifarias al aumentar los costos reconocidos por pérdidas o ineficiencias operativas.

En síntesis, el comportamiento del CU Nt1 durante el último trimestre confirma una tendencia de ajuste tarifario controlado, en un contexto social que continúa demandando medidas regulatorias diferenciales. La reducción de la pobreza multidimensional y la consolidación de los planes de inversión son condiciones complementarias necesarias para asegurar la sostenibilidad financiera del servicio eléctrico en la Región Caribe, evitando que las mejoras tarifarias actuales sean transitorias o que su efecto se diluya por la persistencia de vulnerabilidades estructurales en la base de usuarios.

De otro lado, de acuerdo análisis realizados por el Administrador del Mercado, Compañía de Expertos en Mercados, se identifica un posible riesgo financiero que representa la situación actual del prestador Air-e, el cual para el corte del 5 de septiembre de 2025, adeuda al mercado cerca de 2.2 billones COP, entre deudas pretoma y postoma. Además, que, de persistir esta situación, aproximadamente seis (6) agentes estarían siendo afectados de manera directa y veintitrés (23) de manera secundaria, es decir, veintinueve (29) agentes se verán afectados, lo que configura un escenario de riesgo sistémico para el mercado de energía en general.

De acuerdo con la información reportada, a la fecha de toma de posesión administrativa —formalizada mediante la Resolución SSPD 20241000531665 del 11 de septiembre de 2024—, las obligaciones vencidas de Air-e ascendían a \$530.265 millones, correspondientes principalmente a saldos del cargo por confiabilidad, energía comprada en bolsa y ajustes derivados de la aplicación de la

opción tarifaria. Entre diciembre de 2024 y agosto de 2025, el monto de deuda acumulada aumentó progresivamente hasta alcanzar \$2,273 billones, cifra que incluye tanto obligaciones de mercado como valores por falta de constitución de coberturas y costos de liquidación.

El detalle de las liquidaciones efectuadas por XM se resume en la siguiente tabla, conforme a los reportes enviados a las entidades de control:

Tabla 1. Estado consolidado de obligaciones de Air-e S.A.S. E.S.P. (XM, septiembre de 2025)

Concepto	Valor (millones de \$)	Observaciones
Obligaciones vencidas a septiembre de 2024	530.265	Corresponden a cargos por energía y restricciones.
Obligaciones vencidas diciembre 2024 – agosto 2025	1.742.000	Incluye energía comprada en bolsa y contratos.
Faltantes por constitución de coberturas	210.335	Incumplimiento de garantías exigidas en el MEM.
Total consolidado de obligaciones a septiembre 2025	2.273.000	Cifra total acumulada reportada por XM.

XM advierte que, dado que Air-e representa cerca del 12 % de la demanda nacional, su eventual colapso financiero tendría efectos sistémicos severos sobre la cadena de pagos del MEM, que carece de una Cámara de Riesgo o de un Prestador de Última Instancia (PUI) capaz de mitigar el impacto de un incumplimiento de gran escala.

Los análisis de riesgo efectuados por XM bajo distintos escenarios de precios de bolsa muestran la magnitud del potencial contagio financiero. En un escenario de precio promedio ponderado de \$877,29/kWh (máximo PTB), 20 comercializadores resultarían comprometidos, representando el 40,77 % de la demanda nacional. En

un escenario más moderado de \$307/kWh, el número de agentes afectados disminuiría a 18 comercializadores, equivalentes al 39,13 % de la demanda. Los indicadores financieros evidencian que 25 agentes (37,3 %) presentarían una razón pérdida/EBITDA comprometida; 15 agentes (27,3 %) tendrían exposición equivalente a más del 20 % de sus pasivos financieros, y 34 agentes (50,7 %) registrarían pérdidas superiores a la utilidad operativa de 2024.

Tabla 2. Impacto financiero proyectado ante un eventual incumplimiento de Air-e

Indicador financiero	Agentes afectados	Porcentaje sobre el total del MEM
Razón pérdida/EBITDA comprometida	25	37,3 %
Pérdida > 20 % del endeudamiento financiero total	15	27,3 %
Pérdida superior a la utilidad operativa anual (2024)	34	50,7 %
Participación de la demanda afectada (escenario \$877/kWh)	20 comercializadores	40,77 %
Participación de la demanda afectada (escenario \$307/kWh)	18 comercializadores	39,13 %

La falta de constitución de coberturas o los pagos reiteradamente extemporáneos son señales de estrés de liquidez que, en un escenario de propagación del riesgo, comprometerían la liquidez operativa de hasta el 40 % de los agentes del mercado.

La entidad advierte que la sostenibilidad financiera del MEM depende de la recuperación de las obligaciones de Air-e y del cumplimiento de los compromisos de pago de los subsidios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI), dado que los saldos por opción tarifaria y los diferimientos reconocidos en la Resolución CREG 101 028 de 2023 constituyen parte del flujo de ingresos proyectado para la empresa. La persistencia de impagos o demoras en

los desembolsos de subsidios podría ampliar el déficit de caja y repercutir en la liquidez de los generadores y comercializadores vinculados.

En el contexto regional, el riesgo se agrava por las condiciones socioeconómicas del área de prestación. Los departamentos atendidos por Air-e —Atlántico, Magdalena y La Guajira— registran una incidencia promedio de pobreza multidimensional del 22,7 %, mientras que los atendidos por Afinia —Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar— presentan una incidencia media del 20,2 %, todos por encima del promedio nacional (11,5 %). Estos indicadores reflejan una capacidad de pago limitada y una elevada dependencia de los subsidios tarifarios, lo que incrementa el riesgo de deterioro financiero en caso de incrementos tarifarios o de interrupción en los flujos de apoyo estatal.

En conclusión, los informes de XM evidencian que el endeudamiento acumulado de Air-e, sumado al riesgo de contagio sobre los demás comercializadores, configura un escenario de vulnerabilidad sistémica que requiere intervención coordinada entre el MME, la CREG y la SSPD. La adopción de medidas que aseguren el flujo de recursos del FSSRI, el cumplimiento del plan de inversiones y la gestión efectiva de pérdidas resulta esencial para evitar un deterioro tarifario y preservar la sostenibilidad financiera del mercado eléctrico en la Región Caribe.

El informe remitido por XM S.A. E.S.P., bajo radicado 202544020128 del 14 de octubre de 2025, presenta una evaluación detallada del riesgo financiero que enfrenta el Mercado de Energía Mayorista (MEM) ante la situación de Air-e S.A.S. E.S.P., empresa actualmente bajo toma de posesión administrativa por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Bajo un escenario de precio de bolsa promedio ponderado de \$868,93/kWh, correspondiente al máximo observado en septiembre de 2025, se evidenció una

cadena de exposición significativa que abarca tanto comercializadores como generadores, con implicaciones directas sobre la estabilidad de los flujos financieros del mercado.

Del análisis concluye que el riesgo latente para el mercado es elevado, pues el volumen de exposición supera ampliamente la capacidad de absorción de pérdidas de los agentes más pequeños. En ausencia de mecanismos de cobertura y con un entorno de precios volátiles, cualquier retraso adicional en los pagos o en la recuperación de las acreencias podría desencadenar una reacción en cadena que comprometería la liquidez general del MEM.

La situación financiera de Air-e constituye un riesgo estructural para la sostenibilidad del mercado eléctrico colombiano. Su exposición contractual, combinada con la limitada capacidad de respuesta del sistema y la concentración geográfica de la demanda en la Región Caribe, configuran un escenario de alta vulnerabilidad sistémica, cuya atención requiere coordinación institucional inmediata para evitar un desequilibrio de mayor alcance en la cadena de pagos del sector eléctrico nacional.

En el marco de los mecanismos de seguimiento de los planes de inversión y pérdidas el prestador prevé no alcanzar el desempeño requerido respecto a las metas de pérdidas, ni a los niveles de inversión necesarios para sostener las pérdidas de transición, lo que repercutiría en una afectación tarifaria directa, comprometiendo aún más la suficiencia financiera y la operación en el mercado de comercialización de su influencia.

Por lo anterior, la presente Resolución tiene como objeto fundamental la expedición de lineamientos de política pública que permitan incorporar condiciones transitorias

relacionadas con los mecanismos de seguimiento a los planes de inversión y pérdidas contemplados en la metodología de distribución.

Ahora bien, el operador AFINIA ha reportado que la cartera acumulada desde su entrada en operación (octubre de 2020) se aproxima a cinco billones de pesos (cifra cercana a \$5 billones).

El crecimiento de la cartera se mantiene a un ritmo anual cercano a un billón de pesos, superando ampliamente los ingresos reconocidos por el componente de comercialización.

La tendencia en el nivel de recaudo total del mercado se ha mantenido en un rango bajo, entre el 80.3% y el 83.0% (entre octubre de 2020 y julio de 2025). Esto es preocupante, teniendo en cuenta que el segmentos críticos que representan el 62% de los usuarios atendidos por AFINIA, con los siguientes indicadores a julio de 2025:

- El Estrato 1 presenta un recaudo de 48.0%.
- Los barrios subnormales presentan un recaudo alarmantemente bajo, de 6.0% (o menos del 5% en algunos casos), lo que pone en serios problemas la sostenibilidad financiera.

La baja generación de caja producto del recaudo limitado no se ajusta a la expectativa de inversión aprobada, obligando a la empresa a destinar recursos de su actividad de distribución para cubrir obligaciones con otros agentes de la cadena energética, afectando así la ejecución de proyectos prioritarios.

Para el mes de agosto de 2025, el total de subsidios causados asciende a 500 mil millones de pesos, y el pago reciente de 100 mil millones ha sido insuficiente para cubrir el déficit acumulado de dos meses, lo que subraya la necesidad de un pago regular del déficit de subsidios.

Por último, de las inversiones ejecutadas por Afinia entre 2021 y lo corrido de 2025 superan los \$3 billones, y la inversión histórica total en el sistema eléctrico de la región Caribe entre 2020 y 2024 ha sido de 2.7 billones de pesos.

De las inversiones, las pérdidas de energía continúan siendo elevadas, situándose al inicio de la operación (octubre de 2020) en 26.5% y, en lugar de disminuir, aumentaron a 28.9% para julio de 2025, distando de la reducción significativa que se había proyectado.

La mejora en la calidad del servicio es un hecho tangible, evidenciada por la reducción significativa de los indicadores:

- El SAIDI (horas de interrupción) se redujo de 100.9 horas en 2020 a 44.0 horas en 2025.
- El SAIFI (cantidad de interrupciones) se redujo de 88.2 interrupciones en 2020 a 30.1 interrupciones en 2025.

Que persisten los factores externos que obstaculizan la gestión del operador, tales como:

- La presencia de más de 540 barrios en condiciones de subnormalidad eléctrica.
- La identificación de más de 940 casos asociados a situaciones de orden público y amenazas a la seguridad de funcionarios y contratistas, lo que obstaculiza las labores de mantenimiento y gestión comercial.
- La resistencia de algunos usuarios a acceder a sistemas de medición modernos (AMI, medida centralizada o prepago), lo cual dificulta la normalización de la operación y el sistema de cobro.

1. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente resolución tiene aplicación en el sector eléctrico, particularmente en la Región Caribe de Colombia, y está dirigida a las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica que se encuentran bajo el régimen transitorio especial establecido por el Gobierno Nacional. Su propósito es garantizar la continuidad y estabilidad en la prestación del servicio, así como mitigar los riesgos financieros que puedan comprometer la sostenibilidad del mercado de energía mayorista. De manera específica, las disposiciones contenidas en este acto administrativo están orientadas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía involucradas en la aplicación de los mecanismos de seguimiento a los planes de inversión y reducción de pérdidas.

2. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo.

- Constitución Política de Colombia: artículos 334, 365, 367 y 370.
- **Ley 142 de 1994** – “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios”, Diario Oficial No. 41.433 del 11 de julio de 1994.
- **Ley 143 de 1994** – “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional”, Diario Oficial No. 41.434 del 11 de julio de 1994.
- **Ley 1955 de 2019** – “Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, Diario Oficial No. 50.964 del 25 de mayo de 2019.
- **Sentencia C-364 de 2025** – Corte Constitucional, mediante la cual se declara exequible el artículo 318 de la Ley 1955 de 2019.
- **Ley 1437 de 2011** – “Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo”, Diario Oficial No. 47.956 del 18 de enero de 2011.
- **Resolución CREG 015 de 2018** – “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)”.
- **Resolución CREG 101 028 de 2023** – “Por la cual se establece la regulación sobre el Costo de Opción Tarifaria (COT)”.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas.

El proyecto normativo no deroga, modifica, adiciona o sustituye expresamente ninguna norma

3.4 Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción.

se resalta el pronunciamiento de la corte constitucional, al darle una extensión al régimen transitorio especial para la región caribe, a través de la sentencia C- 364 de 2025, el cual dispone:

*Declarar **EXEQUIBLES** los apartes normativos acusados del artículo 318 de la Ley 1955 de 2019, “por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”, en el entendido de que (i) el régimen transitorio y especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización que fije el Gobierno Nacional se limita a la adecuación excepcional autorizada por esta norma, por lo que en el resto estará sujeto a las reglas previstas en las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994, así como a aquellas otras que las deroguen o modifiquen; y (ii) la reglamentación que el Gobierno Nacional expida solo podrá mantenerse vigente mientras subsistan las causas económicas, técnicas, operativas y financieras y de política pública que motivaron su expedición.*

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

En cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo establecido en las resoluciones 40310 y 41304 de 2017 expedidas por el Ministerio de Minas y Energía, el texto del proyecto de resolución se publica para comentarios de la ciudadanía en la página web del Ministerio de Minas y Energía por un periodo de cuatro (4) días calendario.

4. IMPACTO ECONÓMICO

No aplica teniendo en cuenta la finalidad del proyecto.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

No aplica. No genera ningún costo para la Entidad.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

No aplica. No genera ningún costo para la Entidad.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	NA
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	NA
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

DANIEL AUGUSTO JORGE EL SAIEH

Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS

Jefe Oficina Asuntos Regulatorios y Empresariales

Elaboró: Henry Valdez Jaramillo /Ingrid Johanna Amaya Sáenz

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Karen Schutt/ William Andrés Toca/ Ángela Pabón/ Daniel Augusto Jorge El Saieh

Aprobó: Daniel Augusto Jorge El Saieh /Juan Carlos Bedoya Ceballos