

1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

- 1.1. Nombre o razón social: CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
- 1.2. NIT: 901380949 – 2
- 1.3. ID (SUI – RUPS): 48305
- 1.4. Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Energía Eléctrica
- 1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y Comercialización.
- 1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 2 de septiembre de 2020.

2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA:

- 2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2024
- 2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección
- 2.3. Motivo de la acción: Especial detallada concreta
- 2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo Perfilamiento de riesgo Evaluación de Gestión y Resultados Monitoreo de planes Denuncia ciudadana (Petición de interés general)
- 2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Expediente 2024220380800040E

3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P. ANALISIS AÑOS 2022-2024.

3.1. Descripción general de la empresa:

La empresa Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P., en adelante AFINIA, se constituyó el 23 de abril de 2020. AFINIA surge como consecuencia del proceso de intervención realizado a la empresa Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. en el cual se dividió el mercado que atendía esta empresa en dos partes, las cuales fueron subastadas y adjudicadas a nuevos prestadores. El mercado actualmente atendido por AFINIA fue adjudicado a Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM) y la materialización de dicho proceso se llevó a cabo mediante un contrato de compra-venta de acciones celebrado entre EPM, como comprador, y la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., como vendedor. Este proceso concluyó el 1 de octubre de 2020, fecha en la cual EPM adquirió el 100% de las acciones de la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., consolidando así la situación de control empresarial que ejerce EPM (Matriz) sobre AFINIA (Subordinada).

AFINIA es una persona jurídica de naturaleza comercial, con ánimo de lucro, constituida como sociedad por acciones simplificada (S.A.S.), su composición accionaria se muestra en la siguiente Tabla 11:

Tabla 1. Composición Accionaria

| Accionista | # Acciones | % |
|--------------------------------------|-------------------|------------|
| Empresas Públicas de Medellín E.S.P. | 3.014.411.376 | 87,44 % |
| EPM Latam S.A. | 432.999.479 | 12,56 % |

Fuente: AFINIA

Las actividades que AFINIA desarrolla en la prestación del servicio de energía eléctrica son la Distribución y Comercialización, y los mercados que atiende son los departamentos de Bolívar, Córdoba, Sucre, Cesar y 11 municipios del Magdalena. Los activos más representativos de la empresa corresponden a subestaciones, redes y líneas propias de su rol como Operador de Red.

Finalmente, su domicilio se encuentra en la ciudad de Cartagena. Los datos generales de la empresa AFINIA se muestran la siguiente Tabla 2:

Tabla 2. Datos Generales de la Empresa

| | |
|---|--|
| Tipo de Sociedad: | Sociedad Por Acciones Simplificada |
| Razón Social: | Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. |
| Sigla: | Caribemar |
| Nit: | 901.380.949-1 |
| ID RUPS: | 40305 |
| Representante Legal: | Ricardo José Arango Restrepo |
| Actividad Desarrollada: | Distribución y comercialización. 2-sep-2020 |
| Año de Entrada en Operación: | 2020 |
| Auditor - AEGR: | KPMG Advisory, Tax & Legal S.A.S. |
| Clasificación: | Zona Interconectada |
| Fecha Última Actualización RUPS: | 5-mar-25 |

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

3.2 Aspectos administrativos

AFINIA en el desarrollo de sus actividades cuenta con una planta de personal de 1.368 empleados los cuales se distribuyen por área de acuerdo a la siguiente *Tabla 3*:

Tabla 3. Planta de Personal

| ÁREA | FIJO | INDEFINIDO | TOTAL |
|-------------------|------|------------|-------|
| AUDITORÍA INTERNA | 1 | 7 | 8 |
| COMERCIAL | 29 | 431 | 460 |

| ÁREA | FIJO | INDEFINIDO | TOTAL |
|--|------------|--------------|--------------|
| COMUNICACIONES Y RELACIONES CORPORATIVAS | 0 | 11 | 11 |
| CONTROL PÉRDIDAS | 30 | 122 | 152 |
| DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA | 11 | 350 | 361 |
| FINANZAS | 9 | 32 | 41 |
| GERENCIA GENERAL | 0 | 1 | 1 |
| GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL | 10 | 37 | 47 |
| PLANEACIÓN Y SOSTENIBILIDAD | 1 | 23 | 24 |
| PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA | 47 | 38 | 85 |
| SERVICIOS EMPRESARIALES | 20 | 60 | 80 |
| SERVICIOS JURÍDICOS | 3 | 18 | 21 |
| TALENTO HUMANO Y DESARROLLO ORGANIZACIONAL | 4 | 42 | 46 |
| TECNOLOGÍA | 7 | 24 | 31 |
| TOTAL | 172 | 1.196 | 1.368 |

Fuente: AFINIA

Adicionalmente, la empresa genera 6.175 empleos indirectos a través de sus proveedores y contratistas. Actualmente, EPM como máximo accionista de la empresa, está implementando un proyecto de cambio organizacional y salarial, básicamente la empresa está implementando los cambios necesarios para homologar las asignaciones salariales de acuerdo a la responsabilidad que tiene cada uno de los perfiles y roles de los empleados, de igual forma, el proyecto tiene como objetivo mejorar los indicadores de retención del talento humano, mejorando la carga operativa y el sentido de pertenencia; este proceso contempla el crecimiento de la planta de personal en 22% hasta llegar a un total de 1.724 empleados.

En cuanto a la estructura organizacional, la empresa presenta una asamblea general presidida por su máximo accionista EPM, esta asamblea se encarga de elegir la junta directiva, quienes después de los accionistas son el órgano decisorio de la empresa. A continuación, un resumen del perfil de sus integrantes:

- Andrés Bernal Correa: Administrador de negocios de la Universidad EAFIT con especialización en Negocios Internacionales y Mercados de Capitales de la Escuela de Negocios Harvard, y máster en Business Administration. Con más de 30 años de experiencia en el ámbito financiero y corporativo. Actualmente presidente del grupo ORBIS (Pintuco, otros).
- John Jairo Celis Restrepo: Formado como ingeniero electricista en la Universidad de Antioquia, Especialista en Telemática y Control, Especialista en Gerencia Financiera y en Gerencia de Proyectos, Especialista en Regulación de Energía y Gas. Actualmente Vicepresidencia Transmisión y Distribución de Energía (E) en EPM.
- Juan Felipe Valencia Gaviria: Es administrador de negocios de la Universidad EAFIT y especialista en gerencia de la Universidad Pontificia Bolivariana. Se desempeña como Vicepresidente Comercial de EPM.
- Diana Rúa Jaramillo: Economista, especialista en Finanzas Corporativas y Mercado de Capitales. Actualmente Vicepresidenta Ejecutiva Finanzas e Inversiones en EPM.
- Jorge Antonio Yepes Vélez: Ingeniero eléctrico con especialización en Gerencia para Ingenieros. Actualmente se desempeña como Gerente de Regulación de EPM.

Los miembros suplentes son:

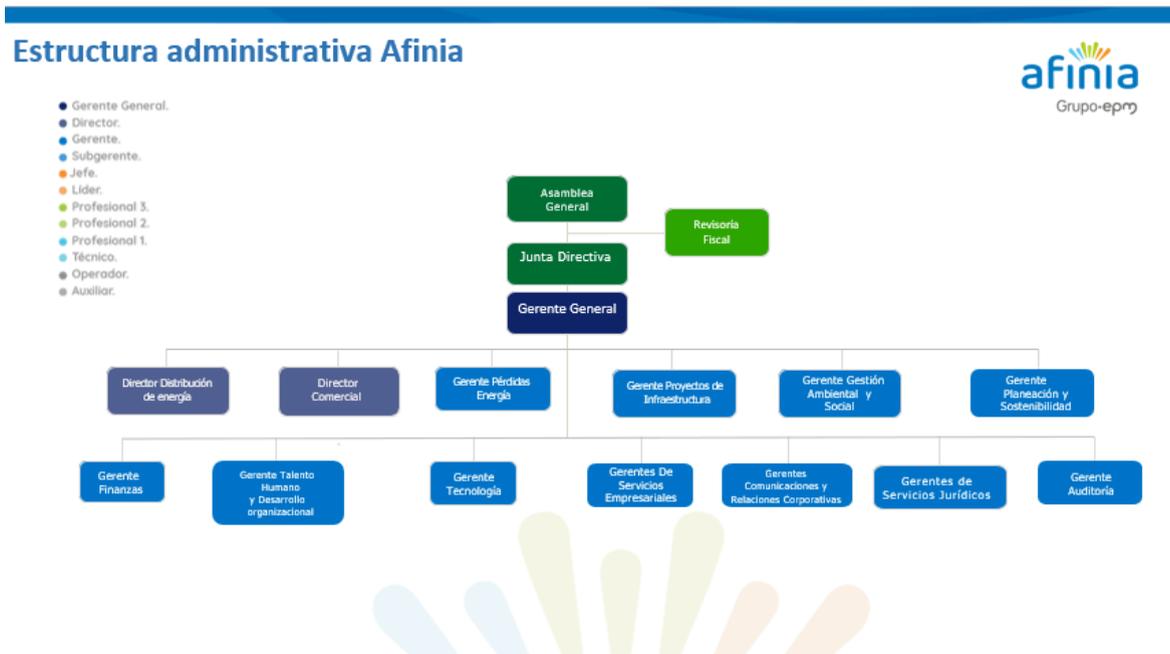
- Esteban Duque Franco: Ingeniero electricista con especialización en Gerencia de Mantenimiento. Actualmente Jefe Unidad Alumbrado en EPM.
- Esteban Franco Montoya: Ingeniero electricista, especialista en Gerencia de Proyectos y magíster en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica. Actualmente Jefe

Unidad de Operación Integrada de Transmisión y Distribución de Energía de EPM.

- Juan Carlos Castro Padilla: Es administrador de negocios de la Universidad EAFIT y especialista en gerencia de la Universidad Pontificia Bolivariana. Actualmente ocupa el cargo de Gerente de Planeación Financiera de EPM.
- Jaime Alberto Villa: Ingeniero eléctrico de la Universidad Nacional de Colombia con especialización en Gerencia de Mantenimiento. Actualmente se desempeña como Director de Proyectos Subestaciones y Líneas en EPM.

La Junta Directiva está conformada en su totalidad por empleados directivos de EPM a excepción de Andrés Bernal Correa quién es presidente del Grupo ORBIS. La estructura organizacional de AFINIA se muestra en la siguiente **Figura 1**:

Figura 1. Estructura Organizacional



Fuente: AFINIA

| | | |
|--|--|---|
|  Superservicios | INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA |  SIGME |
|--|--|---|

En la siguiente Tabla 4, AFINIA presenta las certificaciones de gestión y calidad:

Tabla 4. Certificaciones

| NORMA | DESCRIPCIÓN | VIGENCIA / REVISIÓN |
|-----------------|--|---------------------|
| ISO 55001: 2014 | Establece un sistema de gestión de activos en una organización. | 2026 |
| ISO 9001: 2015 | Establece los requisitos para un sistema de gestión de la calidad (SGC). | 2027 |

Fuente: AFINIA

Por último, es importante señalar las iniciativas sociales y ambientales que AFINIA ha ejercido en su área de influencia durante los años 2023 y 2024:

- Se dictaron 49 cursos en un trabajo colaborativo con el SENA y otras fundaciones que beneficiaron un total de 1.316 personas en zonas priorizadas por AFINIA.
- AFINIA desarrolló ferias de emprendimiento en las territoriales de Bolívar Norte, Bolívar Sur y Córdoba Sur, bajo el eslogan “Conectando Sueños, Conectando Realidades” el cual recibió en el año 2023 el reconocimiento a las buenas prácticas de desarrollo sostenible por parte de PACTO GLOBAL.
- Se dictó formación en la elaboración de canastos, mercadeo y ventas para 158 mujeres desplazadas en el Departamento de Sucre.
- Se dictó formación en comida rápida, confecciones, decoración navideña y emprendimiento laboral con un total de 224 participantes.

Los costos de estos cursos representaron en el año 2023 un total de COP \$67 millones. En cuanto al fomento al deporte, AFINIA promovió el desarrollo de escuelas deportivas con el apoyo de la Fundación Juega Tu Barrio, en los cuales se formaron niños en las disciplinas del fútbol, béisbol, kitbol y voleibol; el total de beneficiarios

sumó 1.080 niños entre los años 2023 - 2024 y representó una inversión de COP \$584 millones, de igual forma, AFINIA realizó una inversión de COP \$35 millones en el cuidado del medio ambiente a través de la siembra de árboles, la capacitación y aprovechamiento de materiales reutilizables.

4. ASPECTOS FINANCIEROS

4.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 16 del decreto 1369 de 2020, son funciones comunes de las Superintendencias

“(...) Evaluar la gestión técnica, operativa, financiera, comercial, administrativa y tarifaria de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de acuerdo con los indicadores o procedimientos definidos por las Comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico aplicable y publicar los resultados de las respectivas evaluaciones. (...)”

En cumplimiento de lo anterior, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2024 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera cargada por el prestador del año 2023 en el Sistema Único de Información - SUI, de acuerdo con los indicadores calculados, el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, la empresa quedó clasificada en el nivel de riesgo financiero medio-bajo (nivel de riesgo 1). En la *Tabla 5* se observan los resultados para cada uno de los indicadores definidos por la regulación de la CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados.

Tabla 5. Indicadores Financieros Regulatorios Comparativos 2024-2022

| INDICADORES FINANCIEROS | TIPO | RESULTADOS 2024 | RESULTADOS 2023 | RESULTADOS 2022 |
|--|--------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| <i>Rentabilidad Sobre Activos</i> | Rentabilidad | 13,80% | 19,80% | 35,24% |
| <i>Rentabilidad Sobre Patrimonio</i> | Rentabilidad | 29,78% | 33,39% | 53,86% |
| <i>Flujo de Caja Sobre Activos</i> | Rentabilidad | 2,69% | 6,85% | 17,60% |
| <i>Ciclo Operacional</i> | Liquidez | 236 | 193 | 178 |
| <i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i> | Liquidez | 6 | 12 | 220 |
| <i>Razón Corriente</i> | Liquidez | 2,09 | 1,50 | 1,48 |
| <i>Patrimonio Sobre Activo</i> | Solidez | 48,17% | 60,08% | 63,00% |
| <i>Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total</i> | Solidez | 38,73% | 62,94% | 68,11% |
| <i>Activo Corriente Sobre Activo Total</i> | Solidez | 42,00% | 37,66% | 37,37% |
| <i>Patrimonio</i> | | \$ 3.482.426.169. 000 | \$ 3.745.417.614. 000 | \$ 2.890.215.385. 000 |
| RIESGO FINANCIERO | | | 1 | 1 |

Fuente: SUI

Los indicadores se han calculado con las cifras correspondientes a la actividad de energía, en el caso de AFINIA, estas cifras corresponden al 100% de sus estados financieros. Se debe aclarar que el modelo ya ha generado resultados para los años 2022 y 2023. Sin embargo, para el año 2024, aún no se ha ejecutado debido a que su cálculo depende del cargue de la información anual. En este sentido, las cifras reportadas para 2024 corresponden únicamente a la consolidación de los Informes Financieros Especiales – IFE del mismo año. El modelo será ejecutado una vez se cuente con un número representativo de empresas que hayan cargado la taxonomía anual 2024 en el sistema.

A nivel general, se observa un deterioro constante de los indicadores durante el periodo de análisis, especialmente en los relacionados con la rentabilidad y liquidez. En la clasificación inicial, AFINIA no cumplió con el indicador de “Ciclo operacional” para los años 2023 y 2024; y con el indicador de “Pasivo corriente sobre pasivo total” en el año 2023¹.

Los resultados del modelo para los años 2022 y 2023 reflejan el cumplimiento de la mayoría de los indicadores establecidos en las Resoluciones CREG previamente citadas. Sin embargo, se evidencia un deterioro generalizado de los indicadores, como consecuencia de los crecientes requerimientos de capital de trabajo, lo cual ha impactado tanto la caja como los márgenes de rentabilidad de la empresa.

Un ejemplo de esta situación es el incremento del indicador de “Ciclo operacional”, que pasó de 178 a 236 días. Este aumento en la cartera ha generado mayores necesidades de capital de trabajo, ejerciendo una presión creciente sobre la liquidez. Para mitigar este efecto, la empresa ha recurrido a un mayor endeudamiento financiero, lo que ha derivado en un incremento del gasto.

En consecuencia, el indicador de “Cubrimiento de gastos financieros” se redujo significativamente, pasando de 220 a solo 6 veces. Esta presión financiera también se refleja en los indicadores de solidez, que muestran un mayor nivel de endeudamiento a largo plazo.

Este último factor, el endeudamiento a largo plazo, sumado a la inyección de capital realizada por su máximo accionista, han sido determinantes para que la empresa

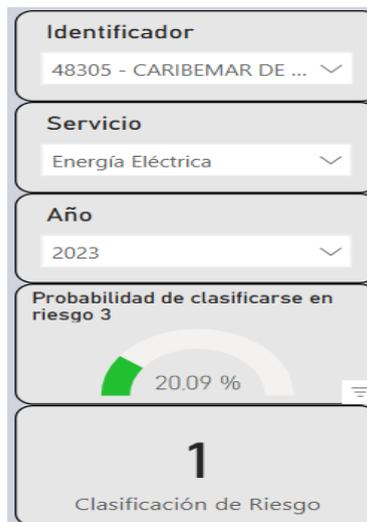
¹ Para el año 2024, no es posible establecer los indicadores de solidez toda vez que no se ha ejecutado el modelo, únicamente hasta que se cuente con la información anual del año 2024 por parte de las empresas vigiladas.

mantenga el indicador de “Razón corriente” en un nivel superior a uno y la operación comercial.

Ahora, el indicador de riesgo y las razones financieras, sugieren una empresa que se mantiene operacionalmente viable gracias a un endeudamiento y respaldo, cada vez mayores, del máximo accionista.

A continuación, en la **Figura 2** se presenta el resultado del modelo de riesgo para el año 2023:

Figura 2. Modelo Riesgo Financiero Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004



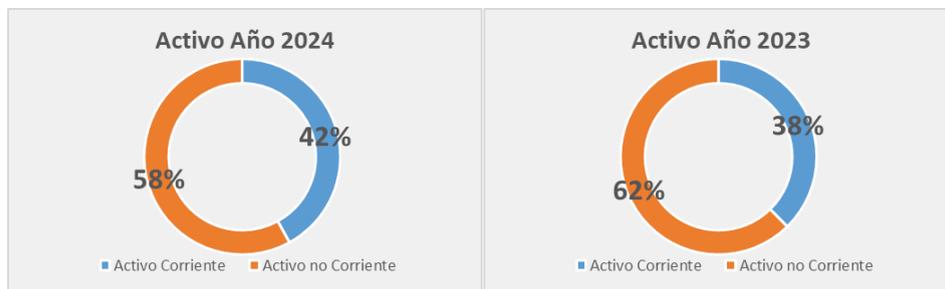
Fuente: Cálculos desarrollados por la SSPD con fuente de información XBRL anual año 2023 y Resoluciones CREG 072 y 034.

El modelo expresa que la empresa se encuentra en nivel de riesgo 1 (Medio-Bajo) y que la probabilidad de que se encuentre en riesgo 3 (Alto) es del 20% siendo una probabilidad baja.

4.1.1. Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados

Para el año 2024, los activos de AFINIA se encontraban apalancados en un 51%, perteneciendo a los accionistas el restante 49%. A continuación se describe el Activo de la empresa en la **Figura 3**.

Figura 3. Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2024 - 2023



Fuente: Cargue Anual XBRL.

Los activos de la empresa se encuentran concentrados en un 42% en los activos de corto plazo, siendo la inversión más representativa las cuentas comerciales por cobrar que representan el 56% de los activos corrientes y el 24% del total activos. Al respecto, las cuentas por cobrar por la prestación del servicio son las más importantes.

Tabla 6. Estado de Situación financiera Comparativo 2024 – 2023 (Pesos)

| ACTIVOS | 2024 | AV | 2023 | AV | AH % |
|--|--------------------|----|--------------------|----|------|
| Efectivo y equivalentes al efectivo | \$ 345.549.098.000 | 5% | \$ 378.641.539.000 | 6% | -9% |
| Efectivo y equivalente al efectivo de uso restringido corrientes | \$ 75.669.658.000 | 1% | \$ 229.065.836.000 | 4% | -67% |

| ACTIVOS | 2024 | AV | 2023 | AV | AH % |
|---|-----------------------------|------------|-----------------------------|------------|------------|
| Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento) | \$ 1.021.364.714.000 | 14% | \$ 922.816.707.000 | 15% | 11% |
| Cuentas comerciales por cobrar corrientes del servicio público al Ministerio de Minas por concepto de subsidios | \$ 691.697.146.000 | 10% | \$ 277.851.265.000 | 4% | 149% |
| Total cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes | \$ 1.713.061.860.000 | 24% | \$ 1.200.667.972.000 | 19% | 43% |
| Otras cuentas por cobrar corrientes | \$ 6.435.722.000 | 0% | \$ 5.152.677.000 | 0% | 25% |
| Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | \$ 1.719.497.582.000 | 24% | \$ 1.205.820.649.000 | 19% | 43% |
| Inventarios corrientes | \$ 67.941.576.000 | 1% | \$ 65.643.150.000 | 1% | 4% |
| Anticipo de impuestos | \$ 162.819.741.000 | 2% | \$ 166.875.827.000 | 3% | -2% |
| Otros activos no financieros corrientes | \$ 740.474.740.000 | 10% | \$ 530.843.683.000 | 9% | 39% |
| Activos corrientes totales | \$ 3.036.282.737.000 | 42% | \$ 2.347.824.848.000 | 38% | 29% |
| Propiedades, planta y equipo | \$ 1.829.850.538.000 | 25% | \$ 1.646.215.864.000 | 26% | 11% |
| Propiedades de inversión | \$ 17.378.636.000 | 0% | \$ 17.378.635.000 | 0% | 0% |
| Activos intangibles distintos a la plusvalía | \$ 24.598.378.000 | 0% | \$ 17.798.005.000 | 0% | 38% |
| Cuentas comerciales por cobrar no corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin | \$ 855.188.626.000 | 12% | \$ 1.082.528.655.000 | 17% | -21% |

| ACTIVOS | 2024 | AV | 2023 | AV | AH % |
|--|---------------------------|------------|-----------------------------|------------|-------------|
| incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento) | | | | | |
| Otras cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | \$ 4.054.772.000 | 0% | \$ 2.838.511.000 | 0% | 43% |
| Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | \$ 859.243.398.000 | 12% | \$ 1.085.367.166.000 | 17% | -21% |
| Otros activos no financieros no corrientes | \$ 1.461.492.747.000 | 20% | \$ 1.119.491.329.000 | 18% | 31% |
| Activos no corrientes totales | \$ 4.192.563.697.000 | 58% | \$ 3.886.250.999.000 | 62% | 8% |
| Total de activos | \$ 7.228.846.434.000 | 100% | \$ 6.234.075.847.000 | 100% | 16% |

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El total de activos creció un 16 % entre los años 2023 y 2024. Esta variación se explica, en un 34 %, por el aumento en los impuestos diferidos, dado que la empresa registró una pérdida neta en 2024 y sus resultados operacionales no fueron favorables.

Al consolidar la cartera comercial de corto y largo plazo, se observa que esta explica el 29 % de la variación del activo. Este crecimiento se debe principalmente al incremento en las cuentas por cobrar al Ministerio de Minas y Energía por concepto de subsidios, que pasaron de COP \$278 mil millones en 2023 a COP \$692 mil millones en 2024.

La siguiente cuenta en orden de importancia es la de propiedad, planta y equipo, la cual representa el 18 % de la variación del activo. Esto corresponde a una inversión en CAPEX estimada en COP \$590 mil millones, que generó un aumento neto de la cuenta propiedad, planta y equipo de COP \$184 mil millones, luego de aplicar la depreciación y realizar la reasignación de activos desde la cuenta de construcciones en curso.

Finalmente, los altos precios de la energía durante 2023 y 2024, junto con el aumento en la demanda, implicaron mayores requerimientos de garantías ante el mercado. Esto se tradujo en un crecimiento de la cuenta “Anticipos por concepto de energía”, la cual explica el 16 % de la variación del activo.

Tabla 7. Pasivo y Patrimonio - Comparativo 2024 – 2023 (Pesos)

| PASIVO Y PATRIMONIO | 2024 | AV | 2023 | AV | AH % |
|---|--------------------|-----------|----------------------|-----------|-------------|
| Provisiones Corrientes | \$ 5.775.706.000 | 0% | \$ 1.079.162.000 | 0% | 435% |
| Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes | \$ 984.144.514.000 | 14% | \$ 1.070.069.829.000 | 17% | -8% |
| Cuentas por pagar para la adquisición de bienes corrientes | \$ 948.212.431.000 | 13% | \$ 1.028.566.103.000 | 16% | -8% |
| Cuentas por pagar para la adquisición de servicios corrientes | \$ 35.932.083.000 | 0% | \$ 41.503.726.000 | 1% | -13% |
| Obligaciones financieras corrientes | \$ 42.897.121.000 | 1% | \$ 44.241.068.000 | 1% | -3% |
| Obligaciones laborales corrientes | \$ 36.352.257.000 | 1% | \$ 32.419.505.000 | 1% | 12% |
| Pasivo por impuestos corrientes, corriente | \$ 181.059.688.000 | 3% | \$ 237.259.329.000 | 4% | -24% |
| Otros pasivos corrientes | \$ 200.870.030.000 | 3% | \$ 181.202.220.000 | 3% | 11% |

| PASIVO Y PATRIMONIO | 2024 | AV | 2023 | AV | AH % |
|---|-----------------------------|------------|-----------------------------|------------|-------------|
| Pasivos corrientes totales | \$ 1.451.099.316.000 | 20% | \$ 1.566.271.113.000 | 25% | -7% |
| Provisiones no Corrientes | \$ 6.436.064.000 | 0% | \$ 5.573.146.000 | 0% | 15% |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | \$ 25.419.429.000 | 0% | \$ - | 0% | |
| Obligaciones financieras no corrientes | \$ 1.975.865.337.000 | 27% | \$ 450.727.939.000 | 7% | 338% |
| Obligaciones laborales no corrientes | \$ 14.701.806.000 | 0% | \$ 19.369.830.000 | 0% | -24% |
| Otros pasivos no corrientes | \$ 272.898.313.000 | 4% | \$ 446.716.205.000 | 7% | -39% |
| Total de pasivos no corrientes | \$ 2.295.320.949.000 | 32% | \$ 922.387.120.000 | 15% | 149% |
| Total pasivos | \$ 3.746.420.265.000 | 52% | \$ 2.488.658.233.000 | 40% | 51% |
| Capital | \$ 3.447.410.855.000 | 48% | \$ 3.447.410.855.000 | 55% | 0% |

Fuente: Cargue Anual XBRL.

En conjunto, estos cuatro factores explican el 97% del crecimiento del total de activos. En la

Figura 4 se describe la composición del Pasivo y el Patrimonio de AFINIA.

Figura 4. Pasivo y Patrimonio 2024 – 2023



Fuente: Cargue Anual XBRL.

El pasivo de la empresa se incrementó un 51%, explicado en su totalidad por la adquisición de deuda financiera con su casa matriz. A diciembre de 2024, la deuda otorgada por EPM asciende a COP \$1,7 billones, mientras que el crédito con Findeter suma COP \$287 mil millones. El nuevo endeudamiento (COP \$1,5 billones) se ha destinado principalmente a la financiación de la cartera comercial, las inversiones en CAPEX y los anticipos al mercado de energía. En general, las demás cuentas del pasivo presentan un decrecimiento o variaciones marginales. Por ejemplo, las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corrientes (proveedores) disminuyeron un 8%, y los otros pasivos no corrientes (subvenciones del gobierno) registraron una caída del 39%.

En cuanto al patrimonio, se observa una disminución del 7%, atribuida a la pérdida del ejercicio en 2024. En contraste, durante 2023, EPM realizó una capitalización por COP \$600 mil millones, lo cual incrementó el capital suscrito y pagado, generando además una partida por superávit de capital. Esta capitalización permitió a la empresa afrontar los requerimientos de capital de trabajo (financiación de la cartera) y de inversión (CAPEX en activos fijos).

En conjunto, los estados financieros evidencian una inversión consolidada por parte de la casa matriz, entre 2023 y 2024, de COP \$2.3 billones, recursos que han proporcionado liquidez y mitigado parcialmente las pérdidas recurrentes de la compañía.

A continuación, en la Tabla 8 se describen las principales cuentas del Estado de Resultados.

Tabla 8. Estado de Resultados Comparativo 2024 - 2023 (Pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS | 2024 | AV | 2023 | AV | AH % |
|---|----------------------------|------------|-----------------------------|------------|--------------|
| Ingresos de actividades ordinarias | \$ 6.187.747.216.000 | 100% | \$ 5.783.300.131.000 | 100% | 7% |
| Costo de ventas | \$ 5.392.609.952.000 | 87% | \$ 4.723.302.518.000 | 82% | 14% |
| Ganancia bruta | \$ 795.137.264.000 | 13% | \$ 1.059.997.613.000 | 18% | -25% |
| Gastos de administración, operación y ventas | \$ 198.616.537.000 | 3% | \$ 167.843.888.000 | 3% | 18% |
| Otros ingresos | \$ 163.801.538.000 | 3% | \$ 177.155.904.000 | 3% | -8% |
| Otros gastos | \$ 30.027.199.000 | 0% | \$ 9.285.455.000 | 0% | 223% |
| Ganancia (pérdida) por actividades de operación | \$ 730.295.066.000 | 12% | \$ 1.060.024.174.000 | 18% | -31% |
| Ingresos financieros | \$ 42.689.390.000 | 1% | \$ 78.638.580.000 | 1% | -46% |
| Costos financieros | \$ 175.867.587.000 | 3% | \$ 99.597.428.000 | 2% | 77% |
| Otras ganancias (pérdidas) | -\$ 1.065.641.177.000 | -17% | -\$ 890.497.105.000 | -15% | 20% |
| Ganancia (pérdida), antes de impuestos | -\$ 468.524.308.000 | -8% | \$ 148.568.221.000 | 3% | -415% |
| Gasto (ingreso) por impuesto de operaciones continuadas | -\$ 215.109.717.179 | -3% | -\$ 116.213.391.000 | -2% | 85% |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | -\$ 253.414.590.821 | -4% | \$ 264.781.612.000 | 5% | -196% |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas | \$ - | 0% | \$ - | 0% | |
| Ganancia (pérdida) | -\$ 253.414.590.821 | -4% | \$ 264.781.612.000 | 5% | -196% |

Fuente: Cargue Anual XBRL.

AFINIA registró un incremento del 7 % en sus ingresos operacionales durante el año 2024, impulsado principalmente por un aumento del 6 % en la demanda de energía. No obstante, este crecimiento en las ventas se vio contrarrestado por un incremento del 14 % en los costos directos de prestación del servicio, asociado principalmente al alza en los precios de la energía, lo cual resultó en una reducción del margen bruto.

Para ilustrar el impacto de los precios en bolsa, la siguiente Tabla 9 se presenta la exposición en bolsa, tanto en términos de energía (kWh) como en pesos (COP).

Tabla 9. Exposición en Bolsa

| CONCEPTO | MEDIDA | año 2022 | año 2023 | año 2024 |
|------------|--------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| EXP BOLSA | kWh | 14,02% | 23,12% | 17,36% |
| EXP BOLSA | COP | 11,38% | 39,14% | 29,44% |
| EVALUACIÓN | | P. BOLSA < P. CONTRATOS | P. BOLSA > P. CONTRATOS | P. BOLSA > P. CONTRATOS |

Fuente: AFINIA – UMMEG

Los valores reflejan un mayor costo de la energía en pesos para los años 2023 y 2024, años que por factores climáticos, se presentaron precios del kilovatio hora en bolsa muy superiores a su media histórica y en particular a los precios pactados en contratos bilaterales (Precios en Bolsa > Precios en Contratos) , por ejemplo, para AFINIA, el precio del kilovatio hora comprado en bolsa para el año 2023 fue de COP \$601 pesos mientras en contratos bilaterales el precio promedió COP \$285 pesos; para el año 2024 el precio del kilovatio hora en bolsa promedió COP \$601 pesos mientras en contratos bilaterales fue de COP \$307 pesos. El aumento del precio de la energía explicó el 90% de la variación de los costos directos en el año 2023, mientras su efecto disminuyó al 30% en el año 2024.

En este último año (2024), existen dos factores adicionales al precio de la energía que afectaron el resultado bruto, el primero fue el reconocimiento del deterioro de valor en la propiedad planta y equipo, y el segundo un aumento del costo en el uso de líneas y redes (peajes). El primer caso explica el 35% de la variación y está asociado al reconocimiento de

un valor no realizable dado el impago y pérdidas presentadas en el mercado del Cesar y los 11 municipios del Departamento del Magdalena²; y el segundo caso está dado por el aumento de los cargos de distribución de otros Operadores de Red, este caso explica el 24% de la variación en el costo.

Sobre los gastos administrativos, estos presentaron en términos relativos el mismo peso en el periodo de análisis, sin embargo, es importante resaltar el crecimiento del 18% del rubro, producto de un mayor gasto salarial justificado en el proyecto de cambio organizacional en el cual se han ajustado los cargos salariales de acuerdo a las funciones y responsabilidades de cada rol en la empresa, adicionalmente, se presentó un mayor gasto en honorarios producto del incremento en los procesos penales, civiles y administrativos. Por último, la empresa realizó un nuevo contrato de seguridad privada en el cual aumentó la cobertura de sus instalaciones y el componente electrónico en la vigilancia.

En los gastos no operacionales se presentan dos hechos fundamentales sobre los cuales se realiza un apartado específico en este documento, el primero es el mayor gasto financiero producto de un mayor endeudamiento financiero (3.3.3. Flujo de Caja) y el segundo es el gasto por deterioro de cartera el cual representa la principal fuente de pérdidas (3.3.4. Cartera).

4.1.2. Flujo de Caja

Siguiendo las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, se presentan los valores con los cuales se define el flujo de caja de la empresa AFINIA en la **Tabla 10**.

² En la Nota 4 de los Estados Financieros auditados y certificados del año 2024, sobre los riesgos e incertidumbres de la hipótesis del negocio en marcha, la empresa plantea la posibilidad de escindir de AFINIA el mercado del Departamento del Cesar y los 11 municipios del Departamento del Magdalena. En reunión con AFINIA, esta opción se encuentra en estudio.

Tabla 10. Flujo de Caja Comparativo 2024 - 2023 (Pesos)

| CONCEPTO | AÑO 2024 | AÑO 2023 | VAR % |
|-----------------------------|----------------------------|------------------------|-----------------|
| EBITDA | \$ 997.848.595.000 | 1.234.134.493.000 | \$ -19% |
| OPEX | \$ 803.542.893.000 | \$ 187.110.828.000 | 329% |
| CAPEX | \$ 183.634.674.000 | 620.092.301.000 | \$ -70% |
| Flujo de Caja | \$ 10.671.028.000 | 426.931.364.000 | \$ -98% |
| Intereses | \$ 175.867.587.000 | 99.597.428.000 | \$ 77% |
| Capital | \$ 44.241.068.000 | 123.758.918.000 | \$ -64% |
| Servicio de la Deuda | \$ 220.108.655.000 | 223.356.346.000 | \$ -1% |
| Excedente | -\$ 209.437.627.000 | 203.575.018.000 | \$ -203% |

Fuente: Cargue Anual XBRL, cargue IFE 2024.

El EBITDA estimado de la empresa cae un 19% producto de los mayores costos en la prestación del servicio, al tiempo, los requerimientos de capital de trabajo aumentaron un 329% explicado casi en su totalidad por el aumento de las cuentas por cobrar a corto plazo, en particular, por la cartera con el Ministerio de Minas y Energía por concepto de subsidios que apporto COP \$413 mil millones al OPEX (50%); en contra posición, dados los requerimientos de liquidez, la inversión en CAPEX disminuyó un 70%³.

En cuanto el servicio de la deuda, se observa que el mayor endeudamiento ha sido a largo plazo lo que ha mantenido el servicio de la deuda casi constante (-1%), sin embargo, dado el resultado operacional de la empresa, se observa un riesgo de liquidez material para el año 2024 en el cual no se logró cubrir el servicio de la deuda con los excedentes

³ AFINIA ha manifestado que la ejecución de su plan de inversiones, particularmente en lo relacionado con el CAPEX, se ha visto afectada por limitaciones de liquidez. En consecuencia, la empresa está explorando mecanismos alternativos de financiación que no impliquen el uso directo de su flujo de caja. Entre las opciones consideradas, se encuentra la participación de un inversionista que asuma la inversión en CAPEX a cambio de un canon, pago a futuro o diferido para algunos proyectos, esta estrategia se encuentra en estudio.

generados. Esta situación fue parcialmente mitigada por una tendencia bajista en las tasas de interés durante el último año⁴.

Para estimar la tasa ponderada actual del endeudamiento financiero de AFINIA, se tomó como base la IBR reportada por el Banco de la República el día 23 de mayo de 2025. A partir de esta, se actualizaron las tasas de referencia según las condiciones negociadas en cada obligación⁵. Posteriormente, se realizó la conversión de todas las tasas a tasa nominal anual con capitalización mensual vencida (NAMV), con el fin de estandarizar su tratamiento y permitir la comparación. El resultado se muestra en la siguiente Tabla 11.

Tabla 11 Estimación Tasa Ponderada AFINIA

| Entidad | No. Obligación | Fecha de inicio | Plazo (Meses) | Tasa de interés | E.A. [1] | NAMV | Saldo actual Capital | T.P. |
|----------|----------------|-----------------|---------------|-----------------|----------|---------|----------------------|--------|
| EPM | 10000010 | 19/12/2024 | 60 | IBR + 6,50 NASV | 15,80 % | 14,80 % | \$ 300.000.000.000 | 2,20 % |
| EPM | 10000011 | 26/12/2024 | 60 | IBR + 6,50 NASV | 15,80 % | 14,80 % | \$ 200.000.000.000 | 1,50 % |
| Findeter | 9010000012601 | 19/06/2024 | 120 | IBR + 2,00 NAMV | 11,30 % | 10,80 % | \$ 286.999.980.000 | 1,60 % |
| EPM | 10000007 | 20/04/2023 | 60 | IBR+ 6,30 NASV | 15,60 % | 14,60 % | \$ 450.000.000.000 | 3,30 % |
| EPM | CT 2024-001020 | 27/08/2024 | 360 | IPP MENSUAL [2] | 7,30 % | 7,10 % | \$ 221.758.403.972 | 0,80 % |
| EPM | CT 2024-001134 | 27/09/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 151.509.206.083 | 0,50 % |
| EPM | CT 2024-001265 | 25/10/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 27.964.724.798 | 0,10 % |

⁴ La tasa IBR en su modalidad Overnight nominal, para el año 2024 presentó un valor máximo de 12.068% y un valor mínimo de 8.958%, mientras en el año 2023 estos valores fueron 12.353% y 11.085% respectivamente. Fuente: Banco de la República.

⁵ IBR NASV 8.720%, IBR NAMV 8.761%.

⁶

| Entidad | No. Obligación | Fecha de inicio | Plazo (Meses) | Tasa de interés | E.A. [1] | NAM V | Saldo actual Capital | T.P. |
|--------------------|--|-----------------|---------------|-----------------|----------|--------|-----------------------------|----------------|
| EPM | CT 2024-001297 | 31/10/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 110.323.095.445 | 0,40 % |
| EPM | CT 2024-001298 | 1/11/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 8.694.218.057 | 0,00 % |
| EPM | CT 2024-001326 | 15/11/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 110.285.722.125 | 0,40 % |
| EPM | CT 2024-001382 | 27/11/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 64.527.559.495 | 0,20 % |
| EPM | CT 2024-001383 | 27/11/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 22.184.273.284 | 0,10 % |
| EPM | CT 2024-001500 | 26/12/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 7.522.250.342 | 0,00 % |
| EPM | CT 2024-001504 | 26/12/2024 | 360 | IPP MENSUAL | 7,30 % | 7,10 % | \$ 4.925.786.387 | 0,00 % |
| EPM | Matrícula inmobiliaria 060-163837 | 29/10/2024 | 360 | IPC ANUAL | 5,20 % | 5,10 % | \$ 780.814.652 | 0,00 % |
| EPM | Matrícula inmobiliaria 060-103199 | 1/10/2024 | 360 | IPC ANUAL | 5,20 % | 5,10 % | \$ 13.381.912.799 | 0,00 % |
| EPM | Matrícula inmobiliaria 140-176854/140-178380 | 1/11/2024 | 360 | IPC ANUAL | 5,20 % | 5,10 % | \$ 6.911.673.724 | 0,00 % |
| EPM | Matrícula inmobiliaria 347-21777 | 2/10/2024 | 360 | IPC ANUAL | 5,20 % | 5,10 % | \$ 385.564.400 | 0,00 % |
| EPM | Matrícula inmobiliaria 148-29127 | 3/10/2024 | 360 | IPC ANUAL | 5,20 % | 5,10 % | \$ 2.534.892.919 | 0,00 % |
| TOTAL DEUDA | | | | | | | \$ 1.990.690.078.482 | 11,21 % |

Fuente: AFINIA

La tasa estimada es del 11.21% NAMV, equivalente al 11.81% E.A., al corte 23 de mayo de 2025. Para contexto, al cierre del año 2024 se estimaba una tasa del 14.1% E.A.⁷ para AFINIA, mientras que la Superintendencia Financiera de Colombia reportó una tasa

⁷ Cálculo realizado a partir de dividir el gasto financiero del año 2024 sobre el promedio de endeudamiento financiero total de los años 2023 y 2024.

promedio ponderada, para las empresas del 13.99% E.A. con corte al 27 de diciembre de 2024 y del 14.55% E.A. con corte al 16 de mayo de 2025⁸.

En resumen, el crecimiento del gasto financiero obedece al incremento sostenido del endeudamiento, el cual ha sido necesario para financiar los planes de inversión y cubrir los déficits derivados de la cartera. No obstante, el costo financiero asumido por AFINIA no se encuentra significativamente por encima del promedio de mercado, incluso a pesar de no contar con aprobaciones de crédito por parte de la banca comercial.

4.1.3. Cartera

La cartera de la empresa AFINIA se presenta en la Tabla 12:

Tabla 12 Cuentas Comerciales por Cobrar (millones)

| CARTERA COMERCIAL | AL DÍA | 90 | 180 | 360 | > 360 | TOTAL |
|-----------------------------|---------------|-------------|-------------|-------------|-----------------|--------------|
| AÑO 2024 | \$ 2.791.650 | \$ 348.837 | \$ 356.187 | \$ 619.633 | \$ 1.035.217 | \$ 5.151.524 |
| AÑO 2023 | \$ 2.642.136 | \$ 299.746 | \$ 231.544 | \$ 370.237 | \$ 826.164 | \$ 4.369.827 |
| AÑO 2022 | \$ 2.069.347 | \$ 223.524 | \$ 194.171 | \$ 259.059 | \$ 620.488 | \$ 3.366.589 |
| Crecimiento 2024-2023 | \$ 149.514 | \$ 49.091 | \$ 124.643 | \$ 249.396 | \$ 209.053 | \$ 781.697 |
| Crecimiento 2023-2022 | \$ 572.789 | \$ 76.222 | \$ 37.373 | \$ 111.178 | \$ 205.676 | \$ 1.003.238 |
| CRECIMIENTO RELATIVO | -74% | -36% | 234% | 124% | 2% | -22% |
| Deterioro | | | | | | |
| AÑO 2024 | \$ 622.519 | \$ 129.974 | \$ 257.129 | \$ 545.968 | \$ 1.027.684 | \$ 2.583.274 |
| AÑO 2023 | \$ 599.871 | \$ 128.415 | \$ 193.668 | \$ 345.027 | \$ 819.649 | \$ 2.086.630 |
| AÑO 2022 | \$ 459.772 | \$ 94.360 | \$ 163.824 | \$ 241.336 | \$ 620.488 | \$ 1.579.780 |
| Crecimiento 2024-2023 | \$ 22.648 | \$ 1.559 | \$ 63.461 | \$ 200.941 | \$ 208.035 | \$ 496.644 |
| Crecimiento 2023-2022 | \$ 140.099 | \$ 34.055 | \$ 29.844 | \$ 103.691 | \$ 199.161 | \$ 506.850 |
| CRECIMIENTO RELATIVO | -84% | -95% | 113% | 94% | 4% | -2% |

⁸ Fuente: <https://www.superfinanciera.gov.co/powerbi/reportes/536/>

| | | |
|--|---|---|
|  <p>Superservicios</p> | <p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p> |  <p>SIGME</p> |
|--|---|---|

Fuente: Estados Financieros año 2024

El análisis de la cartera se enfoca en su impacto en el resultado operacional de la empresa. El primer análisis se enfoca en el requerimiento de capital de trabajo necesario para financiar el crecimiento de la cartera, para el periodo de análisis, la cartera creció en COP \$1.8 billones, los segmentos que mostraron mejoría fueron la cartera al día y a 90 días, mientras los demás segmentos desmejoraron su comportamiento. En términos generales, la colocación de cartera mejoró en términos relativos respecto al año 2023, por ejemplo, se pasó de necesitar recursos por COP \$1 billón para financiar el crecimiento a COP \$781 mil millones en el año 2024.

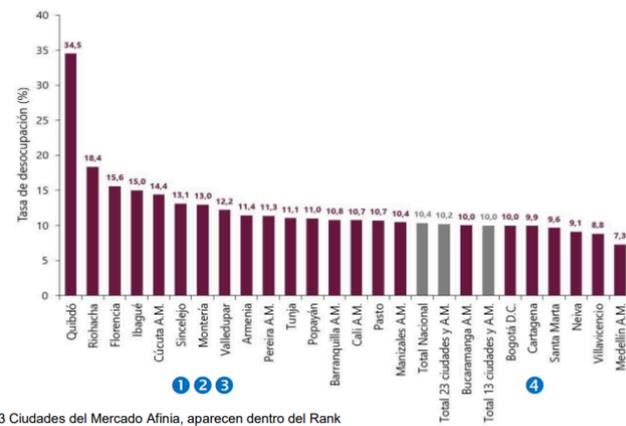
El segundo análisis se enfoca en el impacto que ocasiona el deterioro en el resultado operacional de la empresa, de esta forma, para el periodo de análisis el deterioro ha significado una pérdida de COP \$1 billón, cifra que se reparte casi equitativamente entre los años 2023 y 2024; de esta forma, se observa una mejora relativa en el deterioro para los segmentos de cartera al día y a 90 días, mientras que los demás segmentos presentaron un crecimiento mucho mayor.

Al indagar por las razones que generan este comportamiento, que da como resultado un ciclo operacional de 236 días (8 meses), la empresa expone varios motivos que abarcan temas socioeconómicos y culturales. A continuación, se presenta cada argumento:

a. Pobreza monetaria (Figura 5)

Figura 5. Pobreza Monetaria

Gráfico 6. Tasa de desocupación según ciudades
Total nacional y 23 ciudades y áreas metropolitanas
Diciembre 2024 - febrero 2025



3 Ciudades del Mercado Afinia, aparecen dentro del Rank de mayor tasa de desocupación a nivel país

- Alta porcentaje de informalidad laboral

*Territorio Afinia con mayor incidencia de Pobreza Monetaria frente a la media nacional

Gráfica 1. Pobreza monetaria (porcentaje). Total nacional y departamentos



Fuente: (DANE, 2024)

Dificultades económicas en hogares para cumplir con el compromiso de pago y/o hacerle frente a imprevistos.

Fuente: DANE

Los indicadores de pobreza monetaria y tasa de desocupación del DANE son liderados por los Departamentos que atiende AFINIA.

b. Consumo alto de energía (Figura 6)

Figura 6. Estudio Consumo de Energía - AFINIA

Temperaturas similares a Cartagena

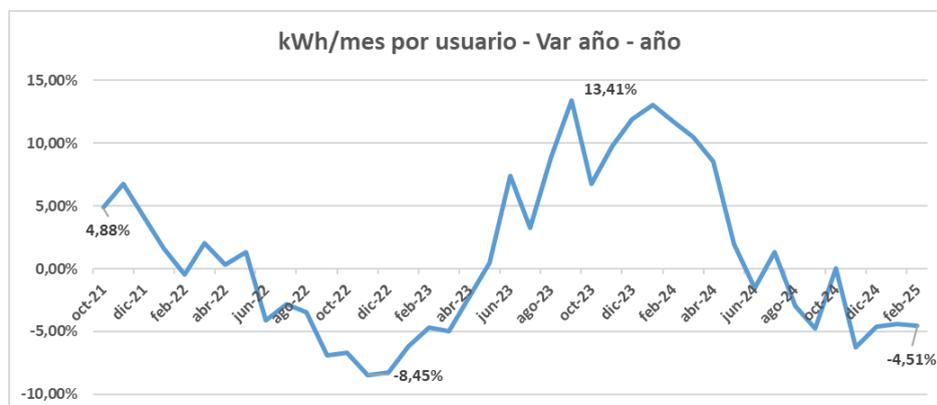
| Empresa | Municipio | Temperatura Máxima °C | Humedad Relativa % | Csmo Prom |
|-----------------|----------------------|-----------------------|--------------------|-----------|
| Afinia | Cartagena | 32 °C | 82% | 287 |
| Afinia | Valledupar | 36°C | 70% | 283 |
| Afinia | Montería | 35°C | 78% | 186 |
| Afinia | Montelíbano | 35°C | 87% | 180 |
| Chec | La Dorada | 35 °C | 77% | 168 |
| Afinia | Sincelejo | 33°C | 78% | 160 |
| ESSA | Barrancabermeja | 34 °C | 81% | 147 |
| Afinia | Magangue | 37°C | 74% | 147 |
| Emcal | Cali | 31 °C | 81% | 146 |
| CENS | Villa del Rosario | 33 °C | 70% | 142 |
| EBSA | Puerto Boyacá | 33 °C | 80% | 131 |
| Cesbia Tolma | Espinal | 36 °C | 80% | 126 |
| Enel | Girardot | 36 °C | 82% | 124 |
| Afinia | Sucre | 37°C | 79% | 123 |
| Cesbia Colombia | Dagua | 29 °C | 90% | 114 |
| EEP | Cartago | 29 °C | 90% | 110 |
| CETSA | Tuluá | 30 °C | 89% | 109 |
| DISPAC | Quibdó | 31 °C | 86% | 107 |
| CEO | Villa Rica | 27 °C | 84% | 81 |
| EPM | Arboletes | 30 °C | 77% | 81 |
| CEDENAR | San Andrés de Tumaco | 29 °C | 86% | 79 |
| Electrohuila | Garzón | 29 °C | 80% | 48 |

Fuente: AFINIA

AFINIA realizó un estudio en el cual comparó el consumo de energía de sus mercados con municipios de condiciones climáticas similares, los resultados arrojaron un consumo promedio superior en los municipios atendidos por AFINIA. Adicionalmente, el estudio mostró como el consumo promedio es superior al consumo de subsistencia definido en la Resolución UPME 355 de 2004 de 173 kWh – mes para las poblaciones ubicadas en altura inferiores a los 1.000 metros sobre el nivel del mar. Este punto es de especial importancia toda vez que el subsidio al consumo de energía para los estratos 1, 2 y 3 se otorga hasta el consumo de subsistencia y no más allá de este tope; esto redunda en valores de facturación en promedio mucho más altos por unidad familiar en comparación con mercados pares al interior del país.

Un factor que agrava el consumo de los hogares en el mercado de AFINIA, son los fenómenos climáticos que aumentan el consumo de energía, en particular, el fenómeno del niño presentado en el año 2023, el cual incremento en más del 10% el consumo de energía tal y como se muestra en la **Figura 7**.

Figura 7. Variación Consumo de Energía Año a Año



Fuente: AFINIA

c. Orden público y fraudes (Figura 8)

| | | |
|--|---|---|
|  <p>Superservicios</p> | <p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p> |  <p>SIGME</p> |
|--|---|---|

Figura 8. Otros Problemas en la Prestación del Servicio y Recuperación de la Cartera

DIFÍCIL ACCESO

Comunidades que restringen el ingreso a la operativa para la gestión en terreno.
Localidades que presentan problemas de infraestructura vial o requieren traslados costosos y prolongados.
Condiciones que imitan la frecuencia y eficacia de las gestiones presenciales.
Como resultado, el seguimiento y recuperación de pagos en dichas áreas se vuelve lento y poco eficiente.

RECONEXION ILEGAL DEL SERVICIO

Usuarios con el servicio suspendido logran restablecerlo sin autorización, reduciendo el incentivo para ponerse al día.
Estas prácticas ilegales comprometen la sostenibilidad operativa y financiera de la empresa. Además, dificultan el control efectivo de la cartera morosa y aumentan los riesgos técnicos y de seguridad.

GRUPOS ARMADOS AL MARGEN DE LA LEY

Representan una barrera significativa para la gestión de cobros. El acceso a ciertas zonas se ve limitado por riesgos de seguridad para el personal de campo.

SEGMENTO GOBIERNO

Incumplimiento a compromisos de pago. La medidas de protección constitucional limitan las acciones de suspensión.
Retrasos en la recuperación de cartera y reduce la efectividad de las gestiones convencionales.

Fuente: AFINIA

AFINIA expone los diferentes problemas que afronta la operación técnica y comercial en el mercado que atienden y que son ajenos a la gestión de la empresa, adicionalmente, plantea problemas de seguridad para sus colaboradores e instalaciones físicas.

Para afrontar los diferentes retos que enfrenta AFINIA, se presentan las principales estrategias adoptadas por la empresa para mitigar el deterioro de cartera:

- a. **Programa de energía prepagada:** Pago anticipado de los kWh – hora a consumir, este programa se ha implementado en 18 municipios.
- b. **Pago digital y canales virtuales:** Promoción de los canales virtuales Afiniapp, Alix WhatsApp, oficina virtual, además del uso cada vez más extendido de los medios de pago virtuales como PSE y Nequi.
- c. **Gestión de convenios y certificaciones para zonas especiales:** Esta gestión está enfocada en la declaración de zonas especiales como las define el Decreto 1073 de 2015 del ministerio de Minas y Energía; declarar estas zonas ante el ministerio tiene como propósito reducir el valor de la factura de los usuarios de los estratos 1 y 2

ubicados en áreas rurales de menor desarrollo, zonas de difícil gestión y barrios subnormales.

- d. **Periodos de continuidad concertada y suspensión:** Al concertar los programas de continuidad y suspensión del servicio, la empresa reduce las pérdidas en mercados de difícil cobro y gestión de la cartera.

A pesar de los esfuerzos y la carga operacional en la gestión de la cartera, los resultados se muestran parcialmente positivos, como ya se señaló antes, los requerimientos de capital de trabajo mejoraron entre el año 2023 y 2024, sin embargo, la cifra de COP \$781 mil millones sigue siendo alta para la operación de la empresa; de igual forma, se logró identificar que la cartera superior a 90 días continua con una probabilidad de castigo superior al 95% lo que refleja que los problemas de recuperación de cartera persisten a pesar de los esfuerzos y estrategias realizadas.

4.1.4. Facturación y recaudo

En línea con la generación de cartera, en la *Tabla 13* se muestra el porcentaje de recaudo que se tiene sobre la facturación mensual.

Tabla 13. Formato FC1 - Facturación y Recaudo

| AÑO 2023 | FACTURACIÓN MENSUAL | RECAUDO MENSUAL | % | AÑO 2024 | FACTURACIÓN MENSUAL | RECAUDO MENSUAL | % |
|-----------------|----------------------------|------------------------|----------|-----------------|----------------------------|------------------------|----------|
| ENERO | 427.562 | \$ 275.357 | \$ 64% | ENERO | 498.876 | \$ 366.020 | \$ 73% |
| FEBRERO | 405.659 | \$ 260.862 | \$ 64% | FEBRERO | 475.465 | \$ 352.560 | \$ 74% |
| MARZO | 424.218 | \$ 255.548 | \$ 60% | MARZO | 510.745 | \$ 336.653 | \$ 66% |
| ABRIL | 443.004 | \$ 333.093 | \$ 75% | ABRIL | 568.942 | \$ 393.071 | \$ 69% |

| AÑO 2023 | FACTURACIÓN MENSUAL | RECAUDO MENSUAL | % | AÑO 2024 | FACTURACIÓN MENSUAL | RECAUDO MENSUAL | % |
|-----------------|----------------------------|------------------------|---------------|-----------------|----------------------------|------------------------|------------|
| MAYO | 439.555 | \$ 295.158 | \$ 67% | MAYO | 556.171 | \$ 389.907 | \$ 70% |
| JUNIO | 424.963 | \$ 313.725 | \$ 74% | JUNIO | 561.168 | \$ 367.557 | \$ 65% |
| JULIO | 461.968 | \$ 311.345 | \$ 67% | JULIO | 540.707 | \$ 373.172 | \$ 69% |
| AGOSTO | 463.930 | \$ 320.472 | \$ 69% | AGOSTO | 573.311 | \$ 363.012 | \$ 63% |
| SEPTIEMBRE | 474.740 | \$ 321.346 | \$ 68% | SEPTIEMBRE | 572.014 | \$ 343.540 | \$ 60% |
| OCTUBRE | 512.454 | \$ 322.424 | \$ 63% | OCTUBRE | 479.810 | \$ 357.645 | \$ 75% |
| NOVIEMBRE | 516.221 | \$ 308.199 | \$ 60% | NOVIEMBRE | 493.826 | \$ 334.784 | \$ 68% |
| DICIEMBRE | 568.003 | \$ 331.974 | \$ 58% | DICIEMBRE | 509.064 | \$ 344.556 | \$ 68% |
| TOTAL | 5.562.276 | \$ 3.649.503 | \$ 66% | TOTAL | \$ 6.340.098 | \$ 4.322.478 | 68% |

Fuente: SUI. Cifras en millones de pesos.

El recaudo mensual presenta una leve mejoría pasando del 66% al 68%, sin embargo, esta cifra representa un 32% de no recaudo sobre la facturación mensual. Sobre los problemas expuestos en el recaudo de cartera, AFINIA tipifica la cartera de acuerdo a la problemática presentada, esta clasificación se presenta en dos partes, la primera se presenta en la *Tabla 14*.

Tabla 14. Factores de Origen Externo a las Comunidades

| ORIGEN | TIPIFICACION | 2024 - CARTERA | % | %R C 23 | %R C 24 | %RC 25 |
|----------------|----------------------------|-----------------------|----------|----------------|----------------|---------------|
| Difícil Acceso | Gestionable Solo En Verano | \$ 142.978.275.267 | 21% | 46% | 42% | 47% |

| | | | | | | |
|----------------|--|---------------------------|--------------|------------|------------|------------|
| Difícil Acceso | Riesgo Inundación | \$ 29.516.067.345 | 4% | 42% | 38% | 40% |
| Difícil Acceso | Oposición Comunidad | \$ 47.781.510.125 | 7% | 39% | 33% | 35% |
| Difícil Acceso | Orden Público Alterado | \$ 13.737.822.746 | 2% | 46% | 40% | 39% |
| Difícil Acceso | Vías En Mal Estado | \$ 8.595.873.977 | 1% | 17% | 14% | 18% |
| Orden Social | Alteración Orden Publico | \$ 24.426.143.482 | 4% | 26% | 19% | 20% |
| Orden Social | Múltiples Bloqueos Comunidad | \$ 32.218.057.710 | 5% | 83% | 81% | 83% |
| Orden Social | Bloqueos De Vías, Ataques Y Cierre Forzado A Cat, Retención De Brigadas, Presencia De Pandillas Y Microtráfico | \$ 53.305.199.973 | 8% | 72% | 70% | 72% |
| Orden Social | Expulsión Operario | \$ 16.870.497.725 | 2% | 56% | 52% | 44% |
| Orden Social | Grupo Armado | \$ 320.127.986.603 | 46% | 45% | 38% | 42% |
| TOTAL | | \$ 689.557.434.955 | 100 % | 48% | 42% | 45% |

Fuente: AFINIA.

La clasificación se hace desde los conceptos difícil acceso y orden social (externos a la comunidad). El resultado es una participación del recaudo inferior al 50% para todos los años en las comunidades que presentan las problemáticas señaladas en la tabla. Sobre las razones del problema del recaudo sobresalen los grupos armados con el 46% y factores climáticos (Gestionable solo en verano) con el 21%. La segunda clasificación se realiza desde las problemáticas presentadas con las comunidades locales y se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15. Factores Internos Expuestos por las Comunidades

| ORIGEN | TIPIFICACION | 2024 - CARTERA | % |
|-----------------|--|-------------------|-----|
| Comunidad Local | Suspendido Por La Comunidad | \$ 5.772.700.187 | 4% |
| Comunidad Local | No Quieren Cambio De Las Redes De Cobre Ni Medidor | \$ 1.416.906.925 | 1% |
| Comunidad Local | No Quieren Cambio De Medidor - Desinformación De Las Redes | \$ 71.383.905.840 | 50% |

| ORIGEN | TIPIFICACION | 2024 - CARTERA | % |
|-----------------|---|---------------------------|-------------|
| Comunidad Local | No Quieren Cambio De Medidor Ni De Las Redes Que Son Subterráneas | \$ 423.556.302 | 0% |
| Comunidad Local | No Quieren Cambio De Medidor Ni Presencia De La Empresa | \$ 10.721.563.850 | 7% |
| Comunidad Local | No Quieren Cambio De Medidor, No Permitieron Las Socializaciones | \$ 662.880.186 | 0% |
| Comunidad Local | No Quieren Cambio De Medidor - Desinformación De Las Redes | \$ 758.219.375 | 1% |
| Comunidad Local | Están Solicitando Se Les Realice Consulta Previa Por Ser Comunidad Afrodescendientes | \$ 26.479.787.740 | 19% |
| Comunidad Local | Usuarios En Oposición A La Instalación De Los Medidores Y Por Esa Razón No Permitan El Proyecto Solo Quieren Postes, Líneas Y Transformadores | \$ 6.935.164.272 | 5% |
| Comunidad Local | No Permiten La Conexión Los Medidores Y La Realización Del Desmote Por Temas Tarifarios. | \$ 153.593.920 | 0% |
| Comunidad Local | No Permiten La Entrada Para Realizar El Proyecto Por Tarifa Y Deudas De Electricaribe. | \$ 18.263.016.787 | 13% |
| TOTAL | | \$ 142.971.295.384 | 100% |

Fuente: AFINIA.

Sobre las razones expuestas por AFINIA sobresalen el rechazo al cambio de medidor que consolida el 59% de la cartera, seguido por las comunidades afrodescendientes que solicitan consulta previa con el 19% y el rechazo de la comunidad por deudas pendientes con Electricaribe y posible aumento de las tarifas con el 13%.

La cartera atribuida a factores de orden público externos o internos de la comunidad, consolida COP \$832 mil millones y se encuentra distribuida por Departamento de acuerdo a la siguiente Tabla 16.

Tabla 16. Cartera Orden Público por Departamento

| DEPARTAMENTO | CARTERA 2024 | % |
|--------------|--------------------|-----|
| BOLIVAR | \$ 396.359.828.547 | 48% |

| | | |
|--------------|---------------------------|-------------|
| MAGDALENA | \$ 157.519.119.627 | 19% |
| CORDOBA | 146.452.382.607 | 18% |
| CESAR | 89.475.596.084 | 11% |
| SUCRE | 42.721.803.473 | 5% |
| TOTAL | \$ 832.528.730.339 | 100% |

Fuente: AFINIA.

4.1.5. Flujo de Caja Proyectado

AFINIA presenta la proyección del flujo de caja hasta el año 2029, el ejercicio se divide en tres partes comenzando por la proyección del estado de resultados Tabla 17.

Tabla 17. Proyección Estado de Resultados (Millones de pesos)

| Estado de Resultados Integral | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Ingresos de Actividades Ordinarias | 5.087.907 | 4.344.441 | 4.564.769 | 4.726.704 | 4.890.793 |
| Otros Ingresos | 350.690 | 291.453 | 274.905 | 214.573 | 222.112 |
| Total Ingresos | 5.438.598 | 4.635.894 | 4.839.674 | 4.941.278 | 5.112.905 |
| Costos por prestación del servicio | -4.045.781 | -3.024.905 | -3.167.720 | -3.175.386 | -3.205.314 |
| Costos y gastos | -991.046 | -808.597 | -813.594 | -854.224 | -875.587 |
| Deterioro de cuentas por cobrar, neto | -413.909 | -394.383 | -371.342 | -344.944 | -336.550 |
| Total Costo de prestación de servicios | -5.450.736 | -4.227.886 | -4.352.656 | -4.374.553 | -4.417.450 |
| EBITDA | -12.138 | 408.008 | 487.017 | 566.724 | 695.455 |
| Depreciaciones, amortizaciones, agotamiento y deterioro | -254.715 | -118.027 | -132.821 | -148.044 | -155.951 |
| RESULTADO OPERACIONAL | -266.854 | 289.981 | 354.196 | 418.680 | 539.504 |
| Gastos Financieros | -282.298 | -222.354 | -260.280 | -278.590 | -311.085 |
| Resultado del ejercicio antes de provisión Impuesto de Renta | -549.151 | 67.626 | 93.917 | 140.091 | 228.420 |
| Provisión Impuesto de Renta | 203.332 | 30.372 | 3.336 | -39.889 | -77.134 |

| | | | | | |
|-------------------------------------|-----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|
| Resultado Neto del Ejercicio | -345.819 | 97.999 | 97.253 | 100.201 | 151.285 |
|-------------------------------------|-----------------|---------------|---------------|----------------|----------------|

Fuente: AFINIA.

Los resultados del año 2025 reflejan dos hechos económicos importantes, si se llegan a cumplir, el primero es la escisión del mercado del Cesar y los 11 municipios del Departamento del Magdalena de la razón social AFINIA, lo que implica el retiro de los activos e ingresos operacionales pertenecientes a ese mercado (junto a su deterioro), el segundo es el pago de la opción tarifaria para los estratos 1, 2 y 3. Adicionalmente, AFINIA espera tener un crecimiento promedio del 3% en sus clientes, un mejoramiento sustancial del recaudo llevándolo al 92%, una exposición en bolsa para el año 2025 del 11% y un aumento de esta exposición hasta el 19% en el año 2043. El resultado del plan de AFINIA, es una caída del 30% en los ingresos operacionales en el año 2026 en comparación con el cierre del año 2024. A partir del año 2026 se observa una recuperación de todos los indicadores de rentabilidad, un EBITDA positivo y con cobertura sobre el gasto financiero.

A continuación, se presenta el flujo de caja proyectado en la siguiente Tabla 18:

Tabla 18. Proyección Flujo de Caja (Millones de Pesos)

| Flujo de Caja | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---------------------------------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| SALDO CAJA INICIO | 350.162 | 88.958 | 101.128 | 105.010 | 105.825 |
| TOTAL GENERACION INTERNA BRUTA | -12.138 | 408.008 | 487.017 | 566.724 | 695.455 |
| Variación Capital de Trabajo | 1.513.880 | -30.985 | 61.755 | 102.898 | 11.540 |
| Pago de Impuestos | -40.475 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL FLUJO DE OPERACIÓN | 1.461.266 | 377.023 | 548.772 | 669.623 | 706.995 |

| Flujo de Caja | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Inversiones (Incluye IVA) | -872.579 | -700.924 | -643.748 | -736.769 | -463.330 |
| TOTAL FLUJO DE INVERSIÓN | -872.579 | -700.924 | -643.748 | -736.769 | -463.330 |
| Aporte de Socios | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ingreso Financiero | 14.560 | 3.253 | 3.337 | 2.918 | 2.941 |
| Desembolso de Créditos | 868.000 | 675.043 | 668.410 | 543.699 | 155.251 |
| Amortizaciones | -1.435.593 | -116.618 | -309.272 | -197.148 | -86.038 |
| Intereses de Operación y Comisiones Bancarias | -296.857 | -225.607 | -263.617 | -281.508 | -314.025 |
| Total Servicio de la Deuda Neto | -1.732.451 | -342.225 | -572.889 | -478.656 | -400.063 |
| Reparto de Dividendos | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL FLUJO DE FINANCIACIÓN | -849.891 | 336.071 | 98.859 | 67.961 | -241.871 |
| Superávit (Déficit) Anual | -261.204 | 12.170 | 3.882 | 815 | 1.794 |
| SALDO FINAL DE CAJA | 88.958 | 101.128 | 105.010 | 105.825 | 107.618 |

Fuente: AFINIA.

En el año 2025, se espera un hecho económico importante, el pago de la opción tarifaria y el abono del Ministerio de Minas y Energía por concepto de subsidios (COP \$691 mil millones al corte diciembre de 2024)⁹, estos dos hechos económicos permitirían una generación interna de fondos de COP \$1.5 billones, que sumados a desembolsos de créditos por COP \$868 mil millones, permitirían realizar las inversiones en CAPEX y OPEX para el año 2025; a partir del año 2026, la operación de la empresa, con un EBITDA positivo, sería sostenible.

Por último, se presenta el balance proyectado en la Tabla 19:

⁹ 91% del mercado atendido por AFINIA pertenece a los estratos 1, 2 y 3.

| | | |
|--|--|---|
|  Superservicios | INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA |  SIGME |
|--|--|---|

Tabla 19. Proyección Balance (Millones de Pesos)

| Balance General | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|-----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Activo Corriente | 1.752.403 | 1.689.163 | 1.720.591 | 1.801.809 | 1.846.707 |
| Activo NO Corriente | 4.015.356 | 4.459.029 | 4.814.907 | 5.182.813 | 5.340.355 |
| TOTAL ACTIVOS | 5.767.759 | 6.148.191 | 6.535.498 | 6.984.622 | 7.187.062 |
| Pasivo Corriente | 976.277 | 818.544 | 841.743 | 858.477 | 854.780 |
| Pasivo NO Corriente | 1.805.557 | 2.245.724 | 2.512.578 | 2.844.768 | 2.899.619 |
| TOTAL PASIVOS | 2.781.835 | 3.064.268 | 3.354.322 | 3.703.245 | 3.754.399 |
| TOTAL PATRIMONIO | 2.985.925 | 3.083.923 | 3.181.176 | 3.281.377 | 3.432.663 |
| TOTAL PASIVOS y PATRIMONIO | 5.767.759 | 6.148.191 | 6.535.498 | 6.984.622 | 7.187.062 |

Fuente: AFINIA.

Dada la escisión de los mercados del Cesar y el Magdalena, el activo total de la empresa disminuye COP \$1.5 billones (-20%), al tiempo, con la generación de fondos producto de la recuperación de cartera (opción tarifaria y subsidios), se cancelan los créditos con EPM y se reemplaza la deuda con el accionista por deuda con el sector financiero, manteniendo una estructura financiera del 50% deuda y 50% patrimonio.

4.1.6. Informe Revisoría Fiscal

El informe de revisoría fiscal del año 2024, fue realizado por la empresa Ernst & Young Audit S.A.S. la cual emitió una opinión sin salvedades, sin embargo, realizó un párrafo de énfasis sobre la incertidumbre del negocio en marcha y señaló lo siguiente:

“Como se menciona en la Nota 4, de los estados financieros al 31 de diciembre de 2024, Caribemar de la Costa S.A.S. ESP, viene enfrentando presiones sobre cambios en sus esquemas tarifarios, incremento significativo de costos en la operación comercial y dificultades de liquidez y acceso a crédito bancario, como consecuencia de retrasos en el pago de obligaciones por parte de entidades oficiales y del gobierno nacional.

Esta situación, representa una incertidumbre material sobre la capacidad de la Entidad para continuar como negocio en marcha. Los planes de la

Administración en relación con esta situación se describen en la mencionada nota. Mi opinión no ha sido modificada por este asunto. Consecuentemente con lo anterior, los estados financieros fueron preparados por la Administración bajo el supuesto de negocio en marcha, por lo que no incluyen ajustes y/o reclasificaciones que pudieran ser necesarios de no resolverse esta situación a favor de la continuidad de las operaciones de la Entidad. Mi opinión no ha sido modificada por este asunto”.

Sobre la Nota 4. Juicios contables significativos, estimados y causas de incertidumbre en la preparación de los estados financieros, en su apartado sobre los riesgos e incertidumbres sobre la hipótesis del negocio en marcha, AFINIA explica las principales estrategias para mantener la liquidez y operación los cuales se resumen de la siguiente forma:

- I. Contrato de empréstito con la matriz por COP \$645 mil millones, año 2025.
- II. Búsqueda de mecanismos alternativos de liquidez que permitan la monetización de los subsidios del año 2025 y la opción tarifaria de estratos 4 al 6 y no residencial.
- III. Escisión del mercado representado por el departamento del Cesar y los 11 municipios del departamento del Magdalena de la razón social AFINIA.
- IV. Implementación de una estrategia jurídica con el objetivo que el Ministerio de Minas y Energía, y el Ministerio de Hacienda, realicen los pagos correspondientes a los compromisos ya adquiridos por estas entidades.

Al momento de la visita a AFINIA, en el marco de la Evaluación Integral¹⁰, EPM había desembolsado créditos por COP \$1.7 billones y se tenía un cupo disponible de COP \$146 mil millones. El cupo disponible con EPM es producto del contrato de

¹⁰ La visita presencial se realizó del 8 al 11 de abril de 2025.

compraventa y usufructo de activos eléctricos, y el contrato de compraventa con pacto de retroventa de inmuebles, bajo los cuales EPM otorgó un cupo de COP 900 mil millones a AFINIA siendo utilizados COP \$753 mil millones al cierre del año 2024. Sobre las otras estrategias se tenía un avance parcial.

IV.2. Tópico AEGR

Con el fin de analizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados (AEGR), KPMG Advisory, Tax & Legal S.A.S., para la vigencia 2023, se presenta la opinión del Auditor respecto de la hipótesis del negocio en marcha.

“... La administración de la Compañía es responsable de evaluar la capacidad para continuar como negocio en marcha, revelando según corresponda los asuntos relacionados con este tema, de acuerdo con nuestra revisión de los Estados Financieros de la compañía Caribemar De La Costa S.A.S E.S.P., para el periodo 2023, no se observan situaciones que nos indiquen que se tenga intención de ser liquidada o cesar sus operaciones por situaciones ajenas a esta...”.

El informe correspondiente a la vigencia 2024 será publicado en el mes de junio de 2025 siguiendo los plazos estipulados en la Resolución No. SSPD – 20211000555175 del 5 de octubre de 2021; sin embargo, trimestralmente el AEGR envía los indicadores financieros tal y como se muestra en la siguiente Tabla 20:

Tabla 20 Indicadores Financieros AEGR - 2024

| AÑO | PERIODO | NOMBRE DEL INDICADOR | RIESGO BAJO | RIESGO MODERADO | RIESGO ALTO |
|------|-------------|--------------------------------|-------------|-----------------|-------------|
| 2024 | Trimestre 1 | Rotación de Cartera – Energía | 149,35 | | |
| | | Nivel de inversiones – Energía | 3,62 | | |

| AÑO | PERIODO | NOMBRE DEL INDICADOR | RIESGO BAJO | RIESGO MODERADO | RIESGO ALTO |
|---|-------------|---|-------------|-----------------|-------------|
| | | Comportamiento patrimonial – Energía | 1,08 | | |
| | | Endeudamiento Total – Energía | 40,00% | | |
| | | Endeudamiento con partes relacionadas - Energía | 1,21% | | |
| | | Cumplimiento de reporte de información al SUI - Energía | 93,50% | | |
| | Trimestre 2 | Rotación de Cartera – Energía | 147,97 | | |
| | | Nivel de inversiones – Energía | 3,63 | | |
| | | Comportamiento patrimonial – Energía | 1,11 | | |
| | | Endeudamiento Total – Energía | 41,00% | | |
| | | Endeudamiento con partes relacionadas - Energía | 1,00% | | |
| | | Cumplimiento de reporte de información al SUI - Energía | 85,00% | | |
| | Trimestre 3 | Rotación de Cartera – Energía | 159,85 | | |
| | | Nivel de inversiones – Energía | 2,25 | | |
| | | Comportamiento patrimonial – Energía | 1,01 | | |
| | | Endeudamiento Total – Energía | 46,00% | | |
| | | Endeudamiento con partes relacionadas - Energía | 1,00% | | |
| | | Cumplimiento de reporte de información al SUI - Energía | 94,00% | | |
| | Trimestre 4 | Rotación de Cartera – Energía | 179,37 | | |
| | | Nivel de inversiones – Energía | 3,62 | | |
| | | Comportamiento patrimonial – Energía | 0,97 | | |
| | | Endeudamiento Total – Energía | 52,57% | | |
| | | Endeudamiento con partes relacionadas - Energía | 16,00% | | |
| Cumplimiento de reporte de información al SUI - Energía | | 92,00% | | | |

Fuente: SUI

A pesar que el informe del AEGR muestra todos los indicadores financieros en riesgo bajo, llama la atención el aumento de la Rotación de Cartera de 149 a 179 días, el

aumento del endeudamiento que pasó del 40% al 52%, y el aumento del endeudamiento con partes relacionadas que pasa del 1% al 16%.

IV.3. Conclusiones

IV.3.1. Aspectos financieros y administrativos

- ✓ Condiciones estructurales del mercado. AFINIA opera en un entorno marcado por altos niveles de pobreza, bajo recaudo, y consumo energético por encima del nivel de subsistencia. Esta situación, sumada a la cartera acumulada de entidades públicas y los problemas de orden público, afecta directamente la viabilidad operativa de la empresa.
- ✓ Débil desempeño comercial y financiero. La baja recuperación de cartera (recaudo mensual del 68 % y rotación de 304 días) genera pérdidas estimadas en COP \$1 billón anuales. Esta presión de liquidez ha afectado el cumplimiento del plan de inversiones, lo cual compromete la expansión y sostenibilidad del servicio.
- ✓ Impacto de factores externos en la rentabilidad. El comportamiento climático y los altos precios en bolsa durante 2023 y 2024 redujeron el margen bruto de rentabilidad de 27 % a 13 %, intensificando los efectos negativos sobre los costos operativos.
- ✓ Dependencia del soporte financiero del accionista. La empresa ha logrado sostener su operación gracias al respaldo de EPM, que ha aportado COP \$2,3 billones entre capital y créditos. Este apoyo ha sido fundamental para mantener inversiones y cumplir obligaciones en el mercado de energía.
- ✓ Riesgo de sostenibilidad y acciones correctivas parciales. La creciente dependencia financiera de su casa matriz evidencia un riesgo estructural de sostenibilidad. La escisión de zonas críticas y las estrategias comerciales

(energía prepagada, medios digitales y refinanciación) aún muestran resultados parciales y no han revertido la tendencia negativa en cartera.

- ✓ La estrategia financiera de la empresa parte de la escisión del mercado del Cesar y de once municipios del Magdalena, así como de un aumento significativo del recaudo, elevándolo al 92 % (actualmente se encuentra en un 68 % mensual), y del pago de la opción tarifaria para los estratos 1, 2 y 3 por parte del Gobierno nacional¹¹. Estos resultados se están gestionando en paralelo con la búsqueda de alternativas de financiación para los planes de inversión (CAPEX), lo cual podría revertir la tendencia negativa que la empresa presenta desde el punto de vista financiero.

5. Aspectos técnicos

5.1. Descripción general de la empresa

5.1.1. Diagrama de proceso

AFINIA presenta su modelo de procesos, evidenciando que, dentro de los macro procesos de planificación de red, donde se encuentran especificados los procesos de operación y mantenimiento. Es necesario mencionar que estos procesos se basan en la metodología de matriz PHVA, en el cual se determinan las diferentes actividades requeridas para la operación de la empresa.

5.1.2. Estructura organizacional de la empresa

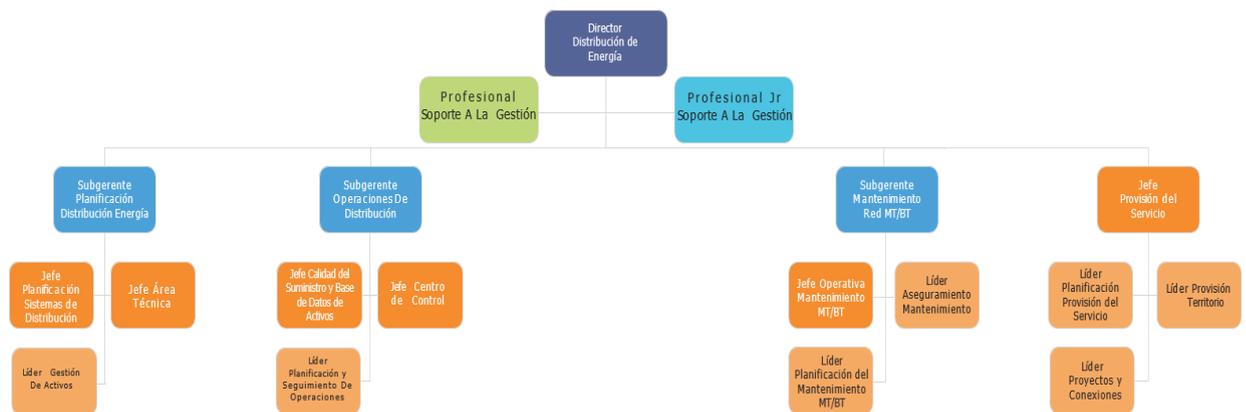
La estructura administrativa al interior de AFINIA se encuentra en cabeza del Gerente, de quien dependen los “altos ejecutivos”, que son los colaboradores que se

¹¹ Al cierre diciembre del año 2024 AFINIA reporto un saldo total de COP \$1.4 billones por concepto de opción tarifaria.

encuentran en la estructura de primer nivel, estos a su vez están asociados a 2 direcciones y 11 gerencias como se presenta en la **Figura 1**.

A nivel de la Dirección de Distribución de Energía, existen tres (3) sub gerencias que lideran los procesos técnicos al interior de AFINIA SAS ESP, como son las sub gerencias: Planificación Distribución de Energía, Operación de Distribución y Mantenimiento Red MT/AT (**Figura 9**).

Figura 9. Estructura detallada de la Dirección Distribución de Energía.



Fuente: AFINIA

5.2. Aspectos técnicos y operativos

En esta sección se presenta la revisión de aspectos técnicos y operativos asociado a las diferentes dimensiones de la prestación del servicio de energía eléctrica a lo largo del Sistema de Distribución Local (SDL) y Sistema de Transmisión Regional (STR) en concordancia con la actividad de Distribución desempeñada por la empresa prestadora CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P., en adelante AFINIA, en calidad de Operador de Red (OR).

5.2.1. Sistema de Distribución Local (SDL)

5.2.1.1. Descripción de la infraestructura del Sistema de Distribución Local (SDL)

En esta sección se describe de forma detallada la distribución y conformación del sistema eléctrico del SDL de AFINIA en los departamentos donde presta el servicio de energía eléctrica, a saber, Bolívar, Córdoba, Sucre, Cesar y parte del Magdalena.

5.2.1.1.1. Subestaciones

El sistema eléctrico de AFINIA SAS ESP cuenta con 109 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos en los departamentos de Bolívar, Córdoba, Sucre, Cesar y Magdalena, con las cuales atiende la demanda total del sistema eléctrico. A continuación, la Tabla 21 se listan las subestaciones asociadas al SDL:

Tabla 21. Subestaciones del SDL operadas por AFINIA SAS ESP.

| Subestación | Capacidad (MVA) | Clientes | Nivel de Tensión | Tecnología Bahías N3 | Tecnología Bahías N2 |
|------------------|-----------------|----------|------------------|----------------------|----------------------|
| Aguas Blancas | 1 | 1.297 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Algarrobo | 6,5 | 2.609 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Ánimas Bajas | 0,5 | 124 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Ariguaní | 2 | 5 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Arjona | 2,5 | 1.398 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Astrea | 10 | 4.724 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Ayapel | 6,5 | 9.641 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Barranco De Loba | 6 | 5.221 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Becerril | 6,5 | 4.451 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Berrugas | 4 | 1.612 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Boca De Ure | 3 | 2.212 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Bosconia | 14 | 10.450 | 34.5/13.8 KV | CELDAS AIS | CELDAS AIS |
| Buena Vista | 5 | 5.130 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Cañabral | 2 | 149 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Casa De Zinc | 2 | 206 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Casacara | 2 | 1.487 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Centro Alegre | 2 | 3.082 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |

| Subestación | Capacidad (MVA) | Clientes | Nivel de Tensión | Tecnología Bahías N3 | Tecnología Bahías N2 |
|--------------------------|-----------------|----------|------------------|----------------------|----------------------|
| Chiriguana | 12,5 | 7.332 | 34.5/13.8 KV | | |
| Ciénaga De Oro | 13 | 13.439 | 34.5/13.8 KV | GIS | AIS |
| Colomboy | 2,5 | 2.272 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Corozal | 25 | 24.887 | 34.5/13.8 KV | GIS | CELDAS AIS |
| Cotorra | 8 | 8.727 | 34.5/13.8 KV | GIS | AIS |
| Cuiva | 0,225 | 261 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Curumaní | 10,5 | 10.641 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| El Brillante | 4 | 592 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| El Burro | 3 | 810 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| El Cortijo | 25 | 27.755 | 34.5/13.8 KV | AIS | CELDAS AIS |
| El Desastre | 2 | 1.791 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| El Difícil | 6,5 | 4.868 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| El Paraíso | 0,5 | 63 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| El Viajano | 2,5 | 3.722 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Ferrocarril | 0,75 | 4 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Galeras | 6,5 | 8.671 | 34.5/13.8 KV | CELDAS AIS | AIS |
| Guamal | 6 | 5.306 | 34.5/13.8 KV | GIS | AIS |
| Guaranda | 9 | 5.068 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Guatapurí | 60 | 29.808 | 34.5/13.8 KV | GIS | CELDAS AIS |
| Hatillo De Loba | 5 | 2.679 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| La Apartada | 3 | 5.080 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| La Aurora | 2,3 | 410 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| La Europa | 1,6 | 96 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| La Loma | 14 | 2 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| La Paz | 12,5 | 8.592 | 34.5/13.8 KV | | |
| La Unión | 4 | 6.587 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| La Ye | 2,5 | 4.556 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Las Delicias | 2,5 | 1.374 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Las Palomas | 1 | 848 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Llerasca | 1 | 505 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Loma Del Bálsamo | 2,3 | 995 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Lorica | 20 | 25.522 | 34.5/13.8 KV | GIS | CELDAS AIS |
| Los Córdoba | 2,5 | 2.091 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Majagual | 10 | 10.041 | 34.5/13.8 KV | GIS | AIS |
| Manaure Balcón Del Cesar | 3 | 4.281 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Mandinguilla | 5 | 4.915 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |

| Subestación | Capacidad (MVA) | Clientes | Nivel de Tensión | Tecnología Bahías N3 | Tecnología Bahías N2 |
|--------------------------|-----------------|----------|------------------|----------------------|----------------------|
| Maracayo | 2 | 964 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| María La Baja | 13 | 12.107 | 34.5/13.8 KV | GIS | AIS |
| Mariangola | 2,5 | 2.534 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Mata De Caña | 1,25 | 71 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Momil | 6,25 | 5.986 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Moñitos | 6,5 | 5.868 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Montelíbano | 19 | 21.907 | 34.5/13.8 KV | AIS | CELDAS AIS |
| Monterrey | 2 | 410 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Nueva Granada | 6,5 | 3.993 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Ovejas | 7,3 | 8.257 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Pailitas | 6,5 | 5.933 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Panceguitas | 5 | 6.709 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Pozo Azul | 1 | 174 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Pradera | 42,5 | 54.102 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Pueblo Nuevo | 7 | 8.280 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Pueblo Nuevo (Magdalena) | 3 | 2.933 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Puerto Badel | 1,6 | 451 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Puerto Escondido | 6,5 | 11.277 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Puerto Libertador | 6,5 | 8.665 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Rio Viejo | 6 | 4.509 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Sahagún | 25 | 23.942 | 34.5/13.8 KV | AIS | CELDAS AIS |
| Salguero | 42 | 34.336 | 34.5/13.8 KV | GIS | CELDAS AIS |
| Sampués | 10 | 10.929 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Andrés De Sotavento | 10 | 15.887 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Antero | 15 | 9.472 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Benito De Abad | 4 | 3.742 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Bernardo Del Viento | 6,5 | 8.878 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Carlos | 6,5 | 5.480 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Estanislao | 12,5 | 9.145 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Felipe | 2 | 511 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Juan Nepomuceno | 6,5 | 9.161 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Luis | 0,3 | 280 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |

| Subestación | Capacidad (MVA) | Clientes | Nivel de Tensión | Tecnología Bahías N3 | Tecnología Bahías N2 |
|--------------------|-----------------|----------|------------------|----------------------|----------------------|
| San Martín De Loba | 3 | 3.615 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Onofre | 10 | 9.552 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Pedro | 6,5 | 10.018 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Pelayo | 15 | 12.640 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| San Roque | 1,5 | 837 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Santa Elena | 1 | 182 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Santa Inés | 4 | 5.239 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Santa Lucía | 6,5 | 4.173 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Santa Rosa | 4 | 1.919 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Santa Rosa Del Sur | 6,5 | 6.703 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Santa Teresa | 2 | 1.243 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Sena | 2,5 | 3.374 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Simaña | 2,5 | 1.602 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Simití | 6,5 | 5.241 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Sincelejo Planta | 15 | 9.998 | 34.5/13.8 KV | AIS | CELDAS AIS |
| Sucre | 4 | 6.789 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Talaigua Nuevo | 13 | 10.974 | 34.5/13.8 KV | GIS | AIS |
| Tamalameque | 6,5 | 2.040 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Tolú | 25 | 9.651 | 34.5/13.8 KV | GIS | AIS |
| Tres Esquinas | 2,3 | 60 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Tres Palmas | 0,75 | 317 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Valencia | 11,5 | 4.303 | 34.5/13.8 KV | AIS | AIS |
| Valencia (Córdoba) | 5 | 7.252 | 34.5/13.8 KV | CELDAS AIS | CELDAS AIS |
| La Salvación | 12,5 | | 34.5/13.8 KV | | |

Fuente: AFINIA SAS ESP

5.2.1.1.2. Transformadores de distribución

Sistema eléctrico de AFINIA en el departamento de Bolívar: A continuación, en la Tabla 22 se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,8 kV de cada una de las subestaciones que operan en el departamento de Bolívar:

Tabla 22. Capacidad instalada por subestación a nivel 13,8 kV – Bolívar.

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| Algarrobo | 1 | 10 |
| Animas bajas | 8 | 240 |
| Barranco de loba | 171 | 6.305 |
| Bayunca | 1103 | 59.655,5 |
| Bocagrande | 769 | 167.163 |
| Bosque | 1612 | 145.685 |
| Calamar | 186 | 9.272,5 |
| Cañabral | 9 | 185 |
| Candelaria (Bolívar) | 351 | 18.747,5 |
| Chambacú | 1874 | 267.184,5 |
| Colclinker | 3 | 165 |
| Cospique | 84 | 20.447,5 |
| El Banco | 39 | 1.862,5 |
| El Carmen | 381 | 21.228 |
| Gambote | 937 | 51.405,5 |
| Guaranda | 59 | 2.095 |
| Hatillo de loba | 110 | 3.257,5 |
| La Aurora | 1 | 37,9 |
| La Mojana | 33 | 1.195 |
| Magangué | 1287 | 69.336 |
| Majagual | 67 | 2.300 |
| Mamonal | 420 | 75.680 |
| Manzanillo | 291 | 45.467,5 |
| María la Baja | 346 | 17.927,5 |
| Mata de Cana | 1 | 37,9 |
| Membrillal | 245 | 56.707,5 |
| Mompox | 569 | 25.835 |
| Monterrey | 32 | 852,5 |
| Nechi de Eade | 7 | 170 |
| Nueva Cospique | 187 | 63.352,5 |
| Ovejas | 46 | 1.512,5 |
| Panceguitas | 195 | 7.062,5 |
| Pozo azul | 10 | 255 |
| Puerto Badel | 8 | 380 |
| Rio viejo | 221 | 7.137,5 |
| San Estanislao | 219 | 11.857,5 |
| San Felipe | 10 | 312,5 |
| San Jacinto | 173 | 8223 |
| San Juan Nepomuceno | 250 | 12.802,9 |
| San Luis | 16 | 280 |
| San Martin de Loba | 100 | 4.307,5 |
| San Onofre | 35 | 7.42,5 |
| San Pedro | 3 | 77,5 |
| Santa Elena | 1 | 37,9 |
| Santa Rosa del Sur | 243 | 13.157,5 |
| Santa Teresa | 52 | 1.757,5 |
| Simití | 262 | 9.640 |

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|----------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Talaigua Nuevo | 196 | 8.200 |
| Termocartagena | 1 | 300 |
| Tenera | 3348 | 296.665,4 |
| Tres Esquinas | 1 | 37,9 |
| Villa Estrella | 798 | 66.880,2 |
| Zambrano | 151 | 9.050 |
| Zaragocilla | 1671 | 131.265,7 |

Fuente: AFINIA

Sistema eléctrico de AFINIA en el departamento de Córdoba: A continuación, en la Tabla 223 se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,8 kV de cada una de las subestaciones mencionadas anteriormente, así como a otras no indicadas:

Tabla 23. Capacidad instalada por subestación a nivel 13,8 kV – Córdoba.

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Algarrobo | 1 | 10 |
| Ayapel | 361 | 13.460 |
| Boca De Ure | 221 | 5.447,5 |
| Buena Vista | 480 | 11.633 |
| Centro Alegre | 344 | 6.855 |
| Cereté | 844 | 47.800 |
| Chinú Planta | 539 | 19.203 |
| Ciénaga De Oro | 566 | 21.603 |
| Colomboy | 163 | 3.932,5 |
| Cotorra | 330 | 11.783 |
| Coveñas | 110 | 3.515 |
| El Brillante | 51 | 1.242,5 |
| El Cortijo | 16 | 342,5 |
| El Viajano | 335 | 8165 |
| La Apartada | 217 | 7840 |
| La Aurora | 1 | 37,9 |
| La Mojana | 10 | 125 |
| La Unión (Sucre) | 8 | 200 |
| La Ye | 301 | 8.140 |
| Las Delicias | 137 | 3.192,5 |
| Las Palomas | 46 | 1.342,5 |
| Lorica | 890 | 39.443 |
| Los Córdoba | 144 | 3.857,5 |
| Maracayo | 87 | 2.357,5 |
| Mata De Cana | 1 | 37,9 |
| Momil | 189 | 8.162,5 |
| Monitos | 305 | 9.860 |
| Montelíbano | 671 | 35.473 |

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Montería | 1566 | 137.667 |
| Nueva Montería | 953 | 71.938 |
| Planeta Rica | 899 | 33.872 |
| Pradera | 2070 | 109.430 |
| Pueblo Nuevo | 631 | 15.205 |
| Puerto Escondido | 752 | 20.400 |
| Puerto Libertador | 592 | 17.293 |
| Río Sinú | 1007 | 48.118 |
| Sahagún | 1030 | 41.090 |
| Sampués | 46 | 1.627,5 |
| San Andrés De Sotavento | 430 | 15.040 |
| San Antero | 455 | 18.558 |
| San Benito De Abad | 1 | 15 |
| San Bernardo Del Viento | 392 | 14.555 |
| San Carlos | 351 | 9.707,5 |
| San Pelayo | 646 | 19.483 |
| Santa Elena | 1 | 37,9 |
| Santa Inés | 48 | 1.075 |
| Santa Lucía (Córdoba) | 418 | 9.495 |
| Santa Rosa | 176 | 3.752,5 |
| Sena | 256 | 8.657,5 |
| Tierralta | 880 | 29.425 |
| Tolú Viejo | 14 | 370 |
| Tres Esquinas | 1 | 37,9 |
| Tres Palmas | 12 | 332,5 |
| Valencia (Córdoba) | 350 | 11.400 |

Fuente: AFINIA

Sistema eléctrico de AFINIA en el departamento de Sucre: A continuación, en la Tabla 24 se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,2 kV de cada una de las subestaciones que hacen parte del sistema eléctrico en el mencionado departamento, dentro de las que se encuentran, las mencionadas anteriormente:

Tabla 24. Capacidad instalada por subestación a nivel 13,8 kV – Sucre.

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Aguas De La Sabana | 6 | 1.267,5 |
| Algarrobo | 1 | 10 |
| Berrugas | 104 | 3.537,5 |
| Boston | 1142 | 82.128 |
| Corozal | 774 | 38.040 |
| Coveñas | 399 | 23.438 |

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|-------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Cuiva | 13 | 362,5 |
| El Carmen | 13 | 573,5 |
| El Cortijo | 844 | 48.500 |
| El Viajano | 45 | 977,5 |
| Galeras | 302 | 9.977,5 |
| Guaranda | 120 | 5.102,5 |
| La Aurora | 1 | 37,9 |
| La Mojana | 379 | 6.385 |
| La Unión (Sucre) | 273 | 8.747,5 |
| La Ye | 8 | 160 |
| Las Delicias | 9 | 232,5 |
| Magangué | 86 | 2.430 |
| Majagual | 346 | 13.353 |
| María La Baja | 50 | 1.900 |
| Mata De Cana | 1 | 37,9 |
| Ovejas | 302 | 10.439 |
| Sampués | 340 | 13.188 |
| San Andrés De Sotavento | 5 | 150 |
| San Antero | 2 | 40 |
| San Benito De Abad | 136 | 5.065,2 |
| San Marcos | 531 | 22.241 |
| San Onofre | 456 | 14.748 |
| San Pedro | 376 | 13.250 |
| Santa Elena | 1 | 37,9 |
| Santa Inés | 320 | 8.307,5 |
| Sierra Flor | 587 | 36.550 |
| Sincé | 524 | 18.103 |
| Sincelejo Planta | 317 | 27.980 |
| Sucre | 230 | 8.217,5 |
| Tolú | 569 | 29.818 |
| Tolú Viejo | 654 | 26.010 |
| Tres Esquinas | 1 | 37,9 |

Fuente: AFINIA

Sistema eléctrico de AFINIA en el departamento de Cesar: A continuación, en la Tabla 25 se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,8 kV de cada una de las subestaciones mencionadas anteriormente, así como a otras no indicadas:

Tabla 25. Capacidad instalada por subestación a nivel 13,8 kV – Cesar.

| Subestación | Cantidad Transformadores | de | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|--------------------------|--------------------------|----|-----------------------------|
| (H) Fenoco | 1 | | 25 |
| (H) Fenoco 2 | 1 | | 25 |
| Aguas Blancas | 68 | | 2.547,5 |
| Algarrobo | 9 | | 325 |
| Ariguaní | 2 | | 337,5 |
| Arjona | 78 | | 2.307,5 |
| Astrea | 236 | | 7.777,5 |
| Becerril | 307 | | 9.115 |
| Bosconia | 399 | | 23.083 |
| Casa De Zinc | 24 | | 687,5 |
| Casacara | 75 | | 2.970 |
| Chiriguana | 294 | | 12.190 |
| Codazzi | 381 | | 22.018 |
| Curumaní | 464 | | 18.678 |
| El Burro | 102 | | 3.335,4 |
| El Copey | 145 | | 4.980 |
| El Desastre | 100 | | 3.075 |
| El Paraíso | 12 | | 302,9 |
| El Paso | 215 | | 9.617,9 |
| Ferrocarril | 3 | | 175 |
| Guatapurí | 1797 | | 146.303 |
| La Aurora | 30 | | 1.127,9 |
| La Europa | 34 | | 1.075 |
| La Jagua | 851 | | 26.373 |
| La Loma | 3 | | 255 |
| La Paz | 492 | | 24.175 |
| La Salvación | 165 | | 7.250 |
| Llerasca | 25 | | 800,4 |
| Manaure Balcón Del Cesar | 148 | | 5.887,5 |
| Mandinguilla | 361 | | 10.238 |
| Mariangola | 199 | | 7.467,5 |
| Mata De Cana | 1 | | 37,9 |
| Nueva La Loma | 249 | | 13.215 |
| Pailitas | 287 | | 11.305 |
| Pelaya | 116 | | 3.055 |
| Salguero | 1175 | | 84.953 |
| San Roque | 61 | | 2.135 |
| Santa Elena | 35 | | 630,4 |
| Simaña | 71 | | 4.847,5 |
| Tamalameque | 112 | | 4.350 |
| Tres Esquinas | 1 | | 37,9 |

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|-------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Valencia | 350 | 14.798 |
| Valledupar | 1942 | 127.994 |

Fuente: AFINIA

Sistema eléctrico de AFINIA en el departamento de Magdalena: A continuación, en la Tabla 26 se relacionan los transformadores que atienden la demanda a nivel de 13,8 kV de cada una de las subestaciones mencionadas anteriormente, así como a otras no indicadas:

Tabla 26. Capacidad instalada por subestación a nivel 13,8 kV – Magdalena.

| Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad kVA Nivel 13,8 kV |
|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Algarrobo | 60 | 3.285 |
| Ariguani | 2 | 75 |
| Arjona | 35 | 915 |
| Astrea | 164 | 3.510 |
| Bosconia | 4 | 105 |
| El Banco | 449 | 19.740 |
| El Difícil | 177 | 7.367,5 |
| El Paso | 3 | 55 |
| Guamal | 193 | 6.862,5 |
| La Aurora | 1 | 37,9 |
| Loma Del Bálsamo | 55 | 1.805 |
| Mandinguilla | 44 | 1.070 |
| Mata De Cana | 2 | 112,9 |
| Mompox | 470 | 13.567,5 |
| Nueva Granada | 316 | 9.360 |
| Pueblo Nuevo (Magdalena) | 249 | 8.667,5 |
| San Felipe | 29 | 757,5 |
| Santa Elena | 1 | 37,9 |
| Talaigua Nuevo | 248 | 9.242,5 |
| Tres Esquinas | 35 | 965,4 |

Fuente: AFINIA

La distribución del número de transformadores con respecto a su año de puesta en servicio se presenta en la Tabla 27.

Tabla 27. Cantidad de transformadores por año de puesta en servicio AFINIA.

| Año de puesta en servicio | Número de transformadores |
|----------------------------------|----------------------------------|
| 1900 | 4 |
| 1966 | 9 |
| 1969 | 326 |
| 1971 | 472 |
| 1976 | 2 |
| 1977 | 70 |
| 1978 | 139 |
| 1979 | 240 |
| 1980 | 274 |
| 1981 | 111 |
| 1983 | 23 |
| 1984 | 1.832 |
| 1985 | 500 |
| 1986 | 15 |
| 1987 | 41 |
| 1990 | 115 |
| 1991 | 39 |
| 1993 | 2 |
| 1994 | 3 |
| 1995 | 78 |
| 1996 | 138 |
| 1997 | 1.358 |
| 1998 | 543 |
| 1999 | 325 |
| 2000 | 4 |
| 2001 | 5.697 |
| 2002 | 7.128 |
| 2003 | 834 |
| 2004 | 681 |
| 2005 | 449 |
| 2006 | 5.246 |
| 2007 | 1.993 |
| 2008 | 1.823 |
| 2009 | 878 |
| 2010 | 1.204 |
| 2011 | 1.944 |
| 2012 | 1.091 |
| 2013 | 1.255 |
| 2014 | 1.468 |
| 2015 | 1.945 |
| 2016 | 1.913 |
| 2017 | 1.043 |
| 2018 | 1.754 |
| 2019 | 2.009 |
| 2020 | 2.132 |
| 2021 | 2.463 |
| 2022 | 4.084 |

| Año de puesta en servicio | Número de transformadores |
|----------------------------------|----------------------------------|
| 2023 | 4.674 |
| 2024 | 4.814 |
| Total | 65.185 |

Fuente: AFINIA

Por último, AFINIA reporta que durante el año 2024 se han presentado condiciones operativas en los que han quedado fuera de operación múltiples transformadores de distribución (Ver Tabla 28), lo que ha conllevado la afectación de usuarios a lo largo de su mercado.

Tabla 28. Transformadores fuera de servicio por capacidad durante 2024 AFINIA.

| Capacidad Transformadores (kVA) | Número de transformadores afectados |
|--|--|
| 10 | 3 |
| 15 | 27 |
| 25 | 25 |
| 30 | 2 |
| 37,5 | 2 |
| 37,7 | 1 |
| 45 | 5 |
| 50 | 5 |
| 75 | 2 |
| 112,5 | 2 |
| 150 | 1 |
| 225 | 1 |
| 400 | 1 |
| 1.000 | 4 |
| 1.250 | 1 |
| 10.000 | 1 |
| Total | 989 |

Fuente: AFINIA

5.2.1.1.3. Líneas de distribución

AFINIA tiene la administración, operación y mantenimiento de 30.429,32 km de red en los niveles de tensión 2 y 3 (ver Tabla 29), a las que tiene conectados 65.185 transformadores de distribución distribuidos a lo largo de su mercado de comercialización, en las que atiende 1.653.813 suscriptores.

Tabla 29. Longitud de circuitos y cantidad de usuarios según nivel de tensión

AFINIA.

| Nivel de tensión | Cantidad de usuarios | Longitud (km) |
|------------------|----------------------|------------------|
| 2 | 1.652.006 | 27.659,37 |
| 3 | 1.807 | 2.769,95 |
| Total | 1.653.813 | 30.429,32 |

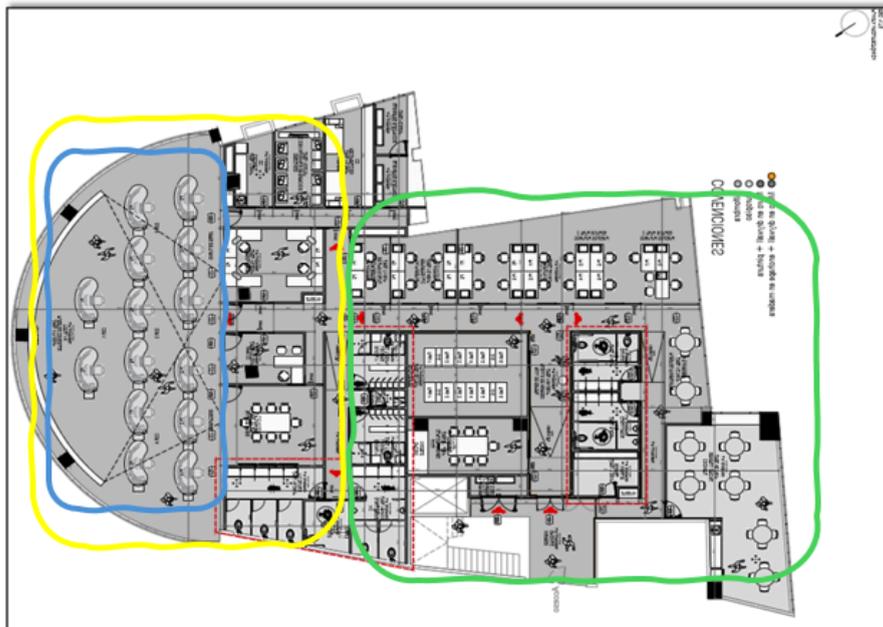
Fuente: AFINIA

5.2.1.1.4. Centro de control

AFINIA cuenta con un centro de control ubicado en la ciudad de Cartagena en la sede de sus oficinas administrativas – Edificio Chambacú, de acuerdo a lo informado por el Prestador inició su operación en noviembre de 2022. Entre el año 2020 y octubre de 2022 operaron en un Centro de control que se encontraba en la ciudad de Barranquilla. Este centro de control cuenta con un conjunto de aplicaciones y herramientas que permiten gestionar de manera articulada y sincronizada la supervisión y operación de las instalaciones del sistema eléctrico de AFINIA.

En la **Figura 10** se presenta la distribución del piso en el cual se encuentra el centro del control.

Figura 10. Centro de Control AFINIA



Fuente: AFINIA

A continuación, se mencionan las diferentes áreas del centro de control:

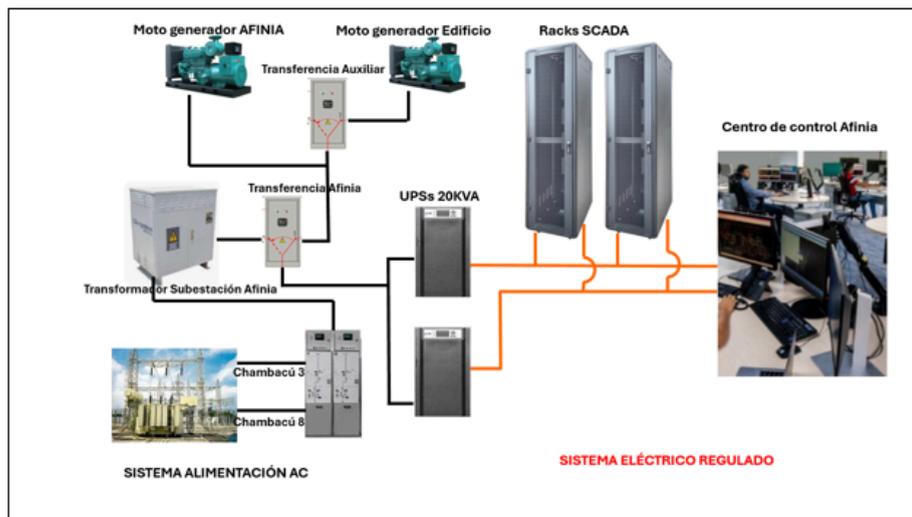
- ✓ **Sala de Operación:** El ingreso y permanencia en esta zona está autorizado únicamente para el personal de la Sala de Control, el Jefe del Centro de Control y la Subgerencia de Operaciones.
- ✓ **Zona estéril:** Esta área comprende la sala de crisis, la zona húmeda, los lockers de los operadores, el cuarto de descanso y recuperación, y un cafetín. El acceso está permitido únicamente al personal de la Sala de Control, el jefe del Centro de Control, la Subgerencia de Operaciones, la Dirección de Gestión de Energía y, actualmente, al personal de soporte del sistema SCADA.

- ✓ **Oficinas de Apoyo y Áreas Comunes:** Incluyen las oficinas de Planeación y Seguimiento de la Operación, Calidad del Suministro y Base de Datos de Activos, pasillos, cafetería y el Data Center.

El Data Center es de acceso exclusivo para el personal autorizado por el área de Tecnología de la Información.

Adicionalmente, en la **Figura 11** informan que ante fallas del sistema eléctrico cuentan con un esquema de alimentación y suplencia del centro de control.

Figura 11. Esquema de alimentación y suplencia Centro Control.



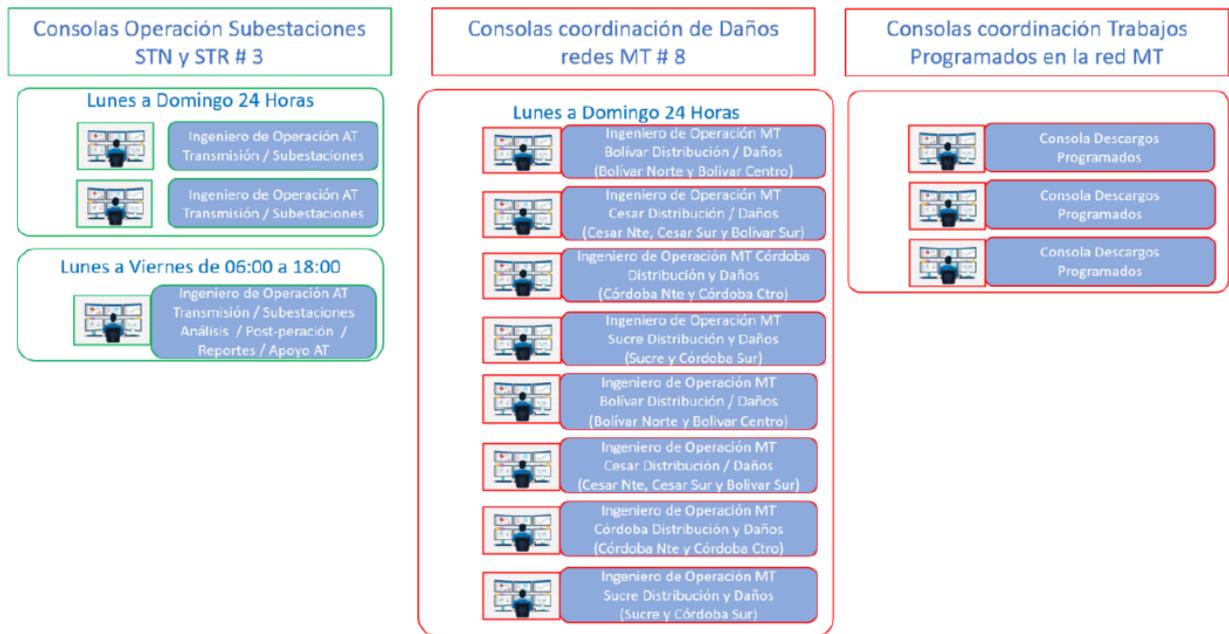
Fuente: AFINIA

La **Figura 12** e **Figura 13** muestran la distribución del Centro de Control Principal el cual cuenta con 14 consolas de operación distribuidas así:

- ✓ 3 Consolas para Operación AT, Transmisión y Subestaciones.
- ✓ 3 Consolas para Coordinación y gestión de Trabajos programados en la red de MT (Descargos).

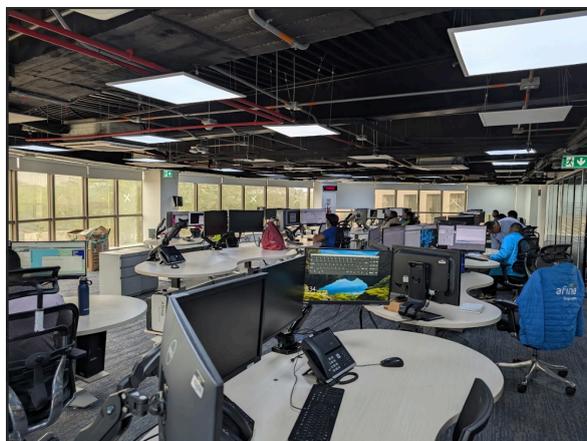
- ✓ 8 Consolas para la coordinación de la operación y gestión de daños en las redes de MT (2 consolas por Sector: Bolívar-Cesar-Córdoba -Sucre).

Figura 12. Organización y cantidad de consolas Centro de Control Chambacú



Fuente: AFINIA

Figura 13. Centro de Control Chambacú.



Fuente: DTGE Visita Evaluación Integral

Dentro de la información también suministrada por el Prestador se informó que con el fin de garantizar la continuidad operación se cuenta con un Centro de Control Extendido (CEE) el cual se encuentra habilitado como respaldo para garantizar la continuidad del servicio, el cual se encuentra ubicado en la Subestación Bosque. Cuenta con dos consolas y/o puestos de trabajo habilitados para la operación de AT como para la operación de MT.

Figura 14. Centro de Control Extendido SE El Bosque



Fuente: AFINIA

Figura 15. Centro de Control Extendido SE El Bosque



Fuente: DTGE Visita Evaluación Integral

La SSPD evidenció que dentro del Centro Control principal y del Centro de Control extendió no se cuenta con Video Wall por lo cual solicitó aclaración frente a esto a AFINIA, el Prestador manifestó:

“(...) La instalación de un video Wall forma parte de las fases siguientes, una vez consolidadas primero las funcionalidades esenciales de control y ciberseguridad. (...)”

“(...) Hemos incluido el video Wall en nuestro plan de inversiones de mediano plazo para el CCP, de forma que se integre de manera coordinada con futuras actualizaciones tecnológicas.

*Para 2028, proyectamos la implementación de un **Centro de Control Alterno (CCA)** que contará con infraestructura física y tecnológica redundante, incluyendo un video Wall, fortaleciendo nuestra resiliencia operativa. (...)”*

Centro de Control Alterno

El Prestador AFINIA también informó tiene planeado la instalación e implementación de un Centro de Control Alterno (CCA), el cual operará como respaldo del Centro de Control principal (CCP), su función será

“(...) garantizar la supervisión, control y coordinación de la red de distribución ante eventos de contingencia, ataques cibernéticos o desastres naturales que comprometan la operatividad principal. (...)” el cual esperan tenerlo para septiembre de 2028. Adicionalmente, el OR envió un documento en el cual presenta la Descripción de las fases del proyecto el cual se divide en siete (7) fases las cuales se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 30. Cronograma General Centro de Control Alterno

| Fase | Nombre | Fecha Inicio | Fecha Fin |
|------|---------------------------|--------------|-----------|
| F1 | Planeación y Viabilidad | 1-jul-25 | 31-dic-25 |
| F2 | Diseño del CCA | 3-nov-25 | 31-dic-25 |
| F3 | Adecuaciones físicas | 3-nov-25 | 27-feb-26 |
| F4 | Gestión contractual | 12-ene-26 | 26-jun-26 |
| F5 | Habilitación de servicios | 2-mar-26 | 29-may-26 |
| F6 | Pruebas funcionales | 1-jun-26 | 31-ago-26 |
| F7 | Operación y validación | 1-sep-27 | 1-sep-28 |

Fuente: AFINIA

Frente a lo informado por la Empresa, llama la atención de la SSPD que en la visita se informó que el proyecto presentaba un alto grado de avance, sin embargo, al parecer la planeación del mismo iniciara en el mes de julio de 2025. Esta Superintendencia realizará seguimiento continuo con el fin que se dé cumplimiento al cronograma establecido, por lo cual se solicita al Prestado enviar informes semestrales del estado del mismo.

5.2.1.2. Calidad del servicio en el SDL

5.2.1.2.1. Contexto y metas regulatorias

La metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica se establece en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero de 2019 y contempla un periodo de 5 años, aunque para la empresa AFINIA el primer año del periodo tarifario inició en el año 2021 y el último año del periodo tarifario será el año 2025.

La evaluación del esquema de calidad, se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI¹²) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU¹³), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

Con base en estos indicadores, la regulación establece, en el caso de la calidad media, estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, o beneficios monetarios para los usuarios en sus facturas en el caso de la calidad individual. La SSPD, en el marco de sus funciones, realiza el monitoreo de estos indicadores y vigila que se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente.

Por otra parte, la CREG mediante la Resolución CREG 025 de 2021 *«Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.»*, estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad del servicio para el mercado de comercialización de AFINIA. En la **Tabla 31**, **Tabla 32** y **Tabla 33** se presentan los valores calculados por la CREG para AFINIA, respecto a las metas de calidad media del servicio.

¹² SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.

SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

¹³ DIU: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

FIU: Número total acumulado de eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

Tabla 31. Indicadores de referencia de calidad media – AFINIA.

| Variable | Unidad | Valor |
|----------------------|--------|---------|
| SAIDI R _j | Horas | 121,853 |
| SAIFI R _j | Veces | 105,672 |

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE.

Tabla 32. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas.

| Año | Año periodo del tarifario | SAIDI _{M_t} | Límite inferior banda indiferencia | Límite superior banda indiferencia |
|------|---------------------------|--------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 2021 | t=1 | 112,105 | 111,545 | 112,666 |
| 2022 | t=2 | 103,137 | 102,621 | 103,652 |
| 2023 | t=3 | 94,886 | 94,411 | 95,360 |
| 2024 | t=4 | 87,295 | 86,858 | 87,731 |
| 2025 | t=5 | 80,311 | 79,910 | 80,713 |

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE.

Tabla 33. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces.

| Año | Año periodo del tarifario | SAIFI _{M_t} | Límite inferior banda indiferencia | Límite superior banda indiferencia |
|------|---------------------------|--------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 2021 | t=1 | 97,218 | 96,732 | 97,704 |
| 2022 | t=2 | 89,441 | 88,994 | 89,888 |
| 2023 | t=3 | 82,286 | 81,874 | 82,697 |
| 2024 | t=4 | 75,703 | 75,324 | 76,081 |
| 2025 | t=5 | 69,647 | 69,298 | 69,995 |

Fuente: CREG 024 de 2020 – Elaboración DTGE

Así mismo, la CREG mediante la Resolución CREG 079 de 2021, estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de

calidad¹⁴ (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de AFINIA. En la **Tabla 34** y **Tabla 35** se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, mientras que en la **Tabla 36** y **Tabla 37** se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos, por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de AFINIA no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

Tabla 34. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – AFINIA.

| Riesgo | Ruralidad (horas) 1 | Ruralidad (horas) 2 | Ruralidad (horas) 3 |
|----------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Riesgo 1 | - | 208,86 | 61,88 |
| Riesgo 2 | 50,11 | 209,11 | 201,86 |
| Riesgo 3 | 47,35 | 226,57 | 274,82 |

Fuente: CREG 079 de 2021 – Elaboración DTGE

Tabla 35. DIUG nivel de tensión 1, horas – AFINIA.

| Riesgo | Ruralidad (horas) 1 | Ruralidad (horas) 2 | Ruralidad (horas) 3 |
|----------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Riesgo 1 | - | 248,86 | 360,00 |
| Riesgo 2 | 80,92 | 254,20 | 360,00 |
| Riesgo 3 | 82,25 | 242,20 | 360,00 |

Fuente: CREG 079 de 2021 – Elaboración DTGE

Tabla 36. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – AFINIA.

| Riesgo | Ruralidad (veces) 1 | Ruralidad (veces) 2 | Ruralidad (veces) 3 |
|----------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Riesgo 1 | - | 145 | 127 |
| Riesgo 2 | 71 | 148 | 214 |
| Riesgo 3 | 52 | 177 | 296 |

¹⁴ Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

Fuente: CREG 079 de 2021 – Elaboración DTGE

Tabla 37. FIUG nivel de tensión 1, veces – AFINIA.

| Riesgo | Ruralidad (veces) 1 | Ruralidad (veces) 2 | Ruralidad (veces) 3 |
|----------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Riesgo 1 | - | 149 | 235 |
| Riesgo 2 | 76 | 212 | 317 |
| Riesgo 3 | 72 | 240 | 360 |

Fuente: CREG 079 de 2021 – Elaboración DTGE

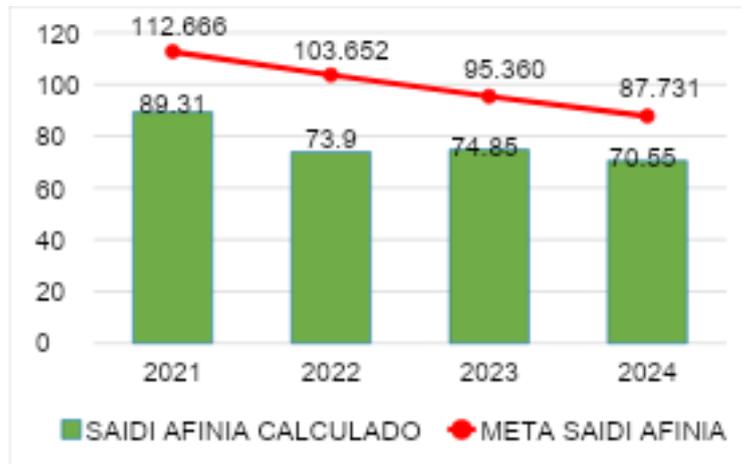
5.2.1.2.2. Calidad Media del servicio de energía eléctrica

Respecto a lo mencionado, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de AFINIA, desde el año 2021 al 2024, se comportó de la siguiente manera:

- ✓ Para el año 2021 AFINIA **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- ✓ Para el año 2022 AFINIA **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- ✓ Para el año 2023 AFINIA **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- ✓ Para el año 2024 AFINIA **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.

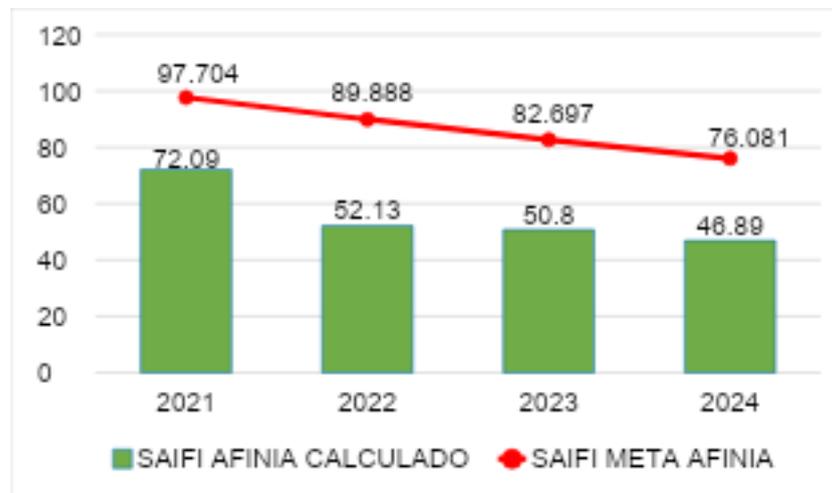
En las **Figura 16** y **Figura 17** se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de AFINIA, donde se evidencia una mejora continua en la calidad del servicio.

Figura 16. Evolución Indicador de Calidad Media SAIDI mercado AFINIA.



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Figura 17. Evolución Indicador de Calidad Media SAIFI mercado AFINIA.



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

5.2.1.2.3. Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral, se solicitó al prestador la información de compensación individual a usuarios para el año 2024 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la

Resolución particular CREG 079 de 2021, referenciados anteriormente, donde, según lo informado por AFINIA para el año 2024 se compensaron 824.530.297 COP, lo que representa un incremento de aproximadamente 37% en comparación a las compensaciones entregadas a los usuarios durante 2023.

Tabla 38. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2023-2024, AFINIA.

| Mes | Compensado Total 2023 AFINIA (COP) | Compensado Total 2024 AFINIA (COP) |
|--------------|------------------------------------|------------------------------------|
| 1 | 6.303.011 | 42.546.202 |
| 2 | 90.768.221 | 52.018.809 |
| 3 | 44.814.228 | 62.256.551 |
| 4 | 12.107.240 | 98.404.794 |
| 5 | 41.938.027 | 83.294.361 |
| 6 | 37.218.154 | 113.707.346 |
| 7 | 49.196.527 | 85.723.642 |
| 8 | 5.462.571 | 83.045.166 |
| 9 | 100.240.516 | 28.902.918 |
| 10 | 61.805.156 | 114.200.652 |
| 11 | 94.063.188 | 30.470.187 |
| 12 | 57.147.923 | 29.959.669 |
| Total | 601.064.762 | 824.530.297 |

Fuente: SUI y AFINIA SAS ESP – Elaboración DTGE.

✓ DIU y FIU > 360 [horas, veces]

En la **Tabla 39** se presenta la cantidad de incumplimientos¹⁵ por DIU mayor a 360 horas y la cantidad de usuarios afectados durante los años 2021, 2022, 2023 y 2024. Se observa un incremento de aproximadamente el doble del número total de incumplimientos para el año 2022 en comparación al 2021, pero para los siguientes dos años la empresa ha presentado una tendencia a disminuir el número de incumplimientos llegando a una disminución cercana al 34% para el 2024 comparado al año 2022.

¹⁵ Un incumplimiento se contabiliza cada vez que el DIU y/o FIU supera las 360 horas o veces, sin importar si ocurrió varias veces al mismo suscriptor o usuario en el año.

**Tabla 39. Incumplimientos DIU>360 horas - usuarios afectados 2021 a 2024 –
AFINIA.**

| Año | Incumplimientos (DIU>360) | Usuarios Afectados |
|------|---------------------------|--------------------|
| 2021 | 146.141 | 40.462 |
| 2022 | 290.836 | 52.673 |
| 2023 | 181.899 | 31.878 |
| 2024 | 191.294 | 30.963 |

Fuente: SUI – Elaboración DTGE.

En relación al número de usuarios afectados para el año 2023 se tuvo 31.878 usuarios que corresponde aproximadamente al 1,8% del total de usuarios del mercado de AFINIA para el mismo periodo, mientras que para el año 2024 la empresa reportó 30.963 usuarios afectados lo que equivale al 0,95% del total de usuarios del mercado a diciembre de 2024. Además, se observa que la empresa presenta una tendencia a disminuir el número de usuarios afectados con DIU mayor a 360 horas, reducción aproximadamente del 39% para el año 2023 en comparación al 2022 y 3% para el año 2024 en comparación al 2023.

Ahora bien, es importante mencionar que según lo dispuesto en el numeral 5.2, ítem b de la Resolución CREG 015 de 2018, los prestadores deben abstenerse de *«tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda»* para poder cumplir con la con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 *«Concepto de falla en la prestación del servicio»*.

5.2.1.2.4. Diferencias en el cálculo de los indicadores de calidad media XM vs SUI

La Resolución CREG 015 del 2018 en el anexo general numeral 5.2.11.3.5 Informe del LAC, establece que en caso de existir diferencias entre los cálculos del LAC y del OR,

el OR debe identificarlas y justificarlas. Por lo anterior, AFINIA remitió a la SSPD un informe donde detallaba las razones por las que se presentaron diferencias en el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI reportadas por la empresa al SUI en comparación la información registrada por XM.

En este informe se evidenció leves diferencias entre los cálculos de la empresa y el LAC, variando aproximadamente entre 0,3% y 5%, las causas de estas diferencias se deben a la diferencia de tiempo para el reporte de los formatos SUI que toma en cuenta XM para el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI (formatos CS1 y CS2 desde el día primero (1) hasta el día quince (15) del mes siguiente al reporte, y el formato TC1 desde el día primero (1) hasta el día dieciocho (18) del mes siguiente al reporte).

Lo anterior impacta el cálculo de los indicadores de calidad de los formatos CS1 y CS2 porque se realiza con la información preliminar del formato TC1, y los datos que publica el LAC emplea la información certificada. A continuación, la **Tabla 40** presenta las diferencias en los valores de los indicadores de calidad media reportados al SUI respecto a los calculados por XM.

Tabla 40. Indicadores de calidad media OR – XM para el año 2024.

| Periodo | SAIDI OR | SAIDI XM | SAIFI OR | SAIFI XM |
|------------|----------|----------|----------|----------|
| Enero | 3,755 | 3,665 | 2,864 | 2,769 |
| Febrero | 5,612 | 5,586 | 3,436 | 3,414 |
| Marzo | 6,075 | 6,218 | 3,548 | 3,528 |
| Abril | 7,091 | 7,022 | 4,539 | 4,483 |
| mayo | 7,519 | 7,489 | 4,594 | 4,563 |
| Junio | 6,351 | 6,304 | 4,386 | 4,344 |
| Julio | 6,272 | 6,232 | 4,404 | 4,369 |
| Agosto | 7,798 | 7,725 | 4,719 | 4,672 |
| Septiembre | 5,909 | 5,877 | 4,145 | 4,132 |

| Periodo | SAIDI OR | SAIDI XM | SAIFI OR | SAIFI XM |
|-----------|----------|----------|----------|----------|
| Octubre | 5,689 | 5,663 | 4,428 | 4,404 |
| Noviembre | 5,331 | 5,555 | 3,195 | 3,178 |
| Diciembre | 3,148 | 3,120 | 2,631 | 2,605 |

Fuente: AFINIA– Elaboración DTGE

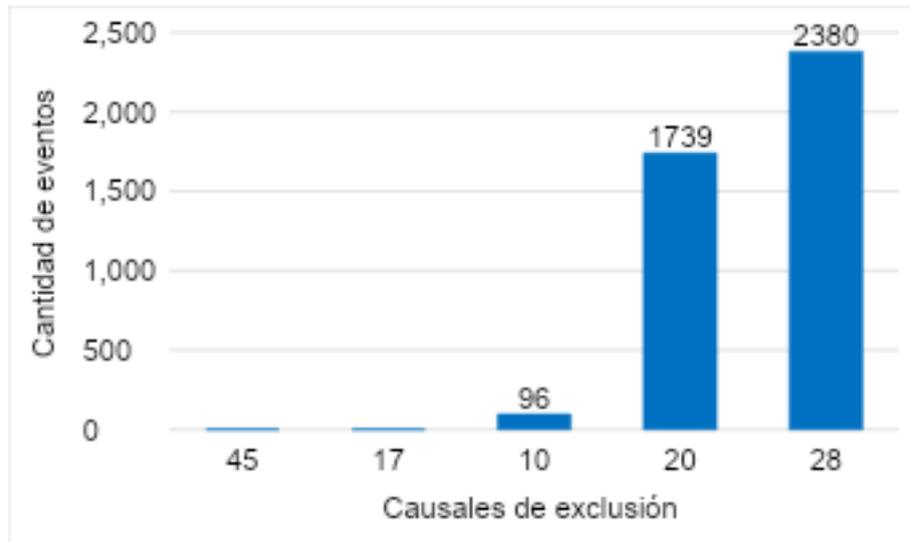
5.2.1.2.5. Interrupciones en el SDL

De acuerdo con lo descrito en el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, los OR tienen la obligación de reportar al LAC, en la plataforma INDICA operada por XM SA ESP, todas las interrupciones que se presentaron en su sistema de distribución local (SDL) con el detalle de las causas que las ocasionaron para determinar si son excluibles o no. En este sentido, la SSPD solicitó a AFINIA el listado y soportes documental de los eventos excluidos durante 2024 en la plataforma INDICA con las causales 10, 17, 20, 28 y 45 establecidos en la Circular CREG 063 de 2019.

En la **Figura 18** se presenta el total de eventos que AFINIA registro en la plataforma INDICA con las causales solicitadas por la SSPD. Se evidenció que la empresa no tuvo eventos asociados a las causales 17 y 45 (“Actos de Terrorismo” e “Interrupción para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana” respectivamente).

Asimismo, se observa que AFINIA SAS ESP reportó un total de 4.215 eventos excluidos en 2024, siendo las causales de *Catástrofes naturales* (causal 28) y *Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR* (causal 20) las que mayor número de eventos registraron.

Figura 18. Cantidad de eventos excluidos 2024 – AFINIA SAS ESP.



Fuente: AFINIA.

Ahora bien, se realizó revisión documental de los soportes remitidos por AFINIA de los eventos excluidos durante 2024, con especial atención a aquellos con causal de exclusión de «*Catástrofes naturales*», lo que permitió evidenciar que los soportes no cumplen los criterios definidos en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018, esto se fundamenta en el concepto emitido por la CREG a la solicitud de aclaración respecto a exclusión de eventos realizada por ASOCODIS mediante radicado CREG S2022002666, donde la CREG aclara lo siguiente:

«Dado que la regulación exige el “soporte dado por autoridad competente”, se entiende que el OR, si bien puede clasificar el evento dentro del plazo establecido para el reporte, deberá contar con la certificación respectiva al momento de la verificación o, en su defecto, la documentación que demuestre que la solicitud de expedición de este soporte se encuentra en trámite por parte de la autoridad

competente. Con esto, aclaramos que esta Comisión entiende que, por tanto, este será un trámite que deberá realizar con posterioridad al reporte, pero que deberá estar documentado, para la verificación de que trata el numeral 5.2.12 y para la revisión que realice la SSPD dentro de sus competencias.

(...)

Así mismo, entendemos que para el caso de un acto de terrorismo la documentación que demuestra que el OR ha tramitado la solicitud del soporte por esta causa corresponderá a la denuncia radicada por el presunto delito de terrorismo, mientras se obtiene la sentencia condenatoria en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona en la que se encuentran los activos afectados por el evento. Así, la denuncia interpuesta por el representante legal o judicial del OR, mientras la autoridad competente resuelve la solicitud del OR, será suficiente para demostrar que el soporte respectivo se encuentra en trámite.

*Es importante aclarar que la Comisión entiende que se consideran válidos los **soportes dados por la autoridad competente, o los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición de este soporte, en los que se indique textualmente que se trata de una catástrofe natural debida a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, o, en el caso de un acto de terrorismo, que indique textualmente que se declaró o se denunció un acto de terrorismo.***

*Adicionalmente, se entiende que la documentación de soporte, para que sea válida, deberá contener **información suficiente para verificar el nexo de causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h), esto es, que identifique las circunstancias de modo, tiempo y lugar que permitan relacionar el evento con la causa de exclusión a soportar.**» Negrita fuera de texto.*

Condición que, de no ser aclarada correctamente, podría traer consigo variaciones en el cálculo de los indicadores de calidad del prestador evaluado.

Adicionalmente, cabe resaltar que muchos de los soportes de eventos con causal 28 reportados por AFINIA a la SSPD en el marco de la evaluación integral, no mencionan dentro de la certificación emitida por autoridad competente que se trate de una **Catástrofe natural**, de acuerdo como lo establece la Resolución 015 de 2018 y en detalle el concepto aclaratorio S2022002666 emitido por la CREG.

A continuación, la **Tabla 41** relaciona una muestra de eventos remitidos por la empresa evidenciando que la certificación que contienen los soportes no corresponde a lo establecido en la Resolución 015 de 2018 para la exclusión de eventos:

Tabla 41. Muestra de eventos remitidos por AFINIA.

| ID Evento | Código Causal | Soporte |
|-----------|---------------|--|
| 4529700 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4533225 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |

| ID Evento | Código Causal | Soporte |
|-----------|---------------|---|
| 4532982 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4533008 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4532893 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4532994 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4532924 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4533138 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4532874 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4532965 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |
| 4532938 | 28 | El soporte enviado por el OR en extensión .pdf, menciona que se trata de catástrofe natural. Sin embargo, el certificado no menciona que se trate de una catástrofe natural |

Fuente: Información de eventos remitida por AFINIA.

Por lo expuesto, la SSPD solicita a AFINIA realizar las gestiones con las entidades responsables de la emisión de los certificados para los eventos excluidos con causal 28, con el fin que estos expresen de manera textual la ocurrencia de una catástrofe natural.

5.2.1.2.6. Calidad de la potencia

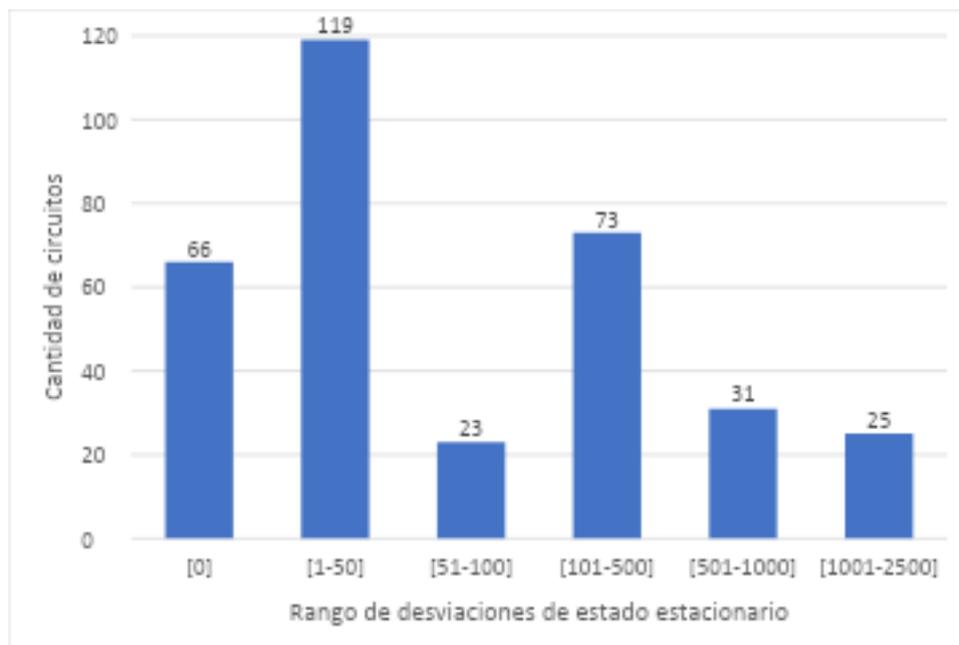
La Resolución CREG 024 de 2005 en el Anexo 1 modifica los numerales 6.2.1 y 6.2.2 de la Resolución CREG 070 de 1998, correspondiente al reglamento de distribución de energía, definiendo los estándares de calidad de potencia suministrada como:

*“6.2.1.1 Desviaciones de la Frecuencia y magnitud de la Tensión estacionaria
(...) Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al*

90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto. En el caso de sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV, no podrán ser superiores al 105%, durante un periodo superior a un minuto.”

Al respecto, se analizaron los datos reportados por AFINIA correspondientes a equipos de calidad de la potencia para un total de 337 equipos instalados en 135 subestaciones, de los cuales en la **Figura 19** se presenta la cantidad de desviaciones de estado estacionario que presentaron en el año 2024.

Figura 19. Cantidad de desviaciones de estado estacionario en circuitos para la vigencia 2024



Fuente: AFINIA. Elaboración: DTGE

En relación a lo presentado en la **Figura 19**, 19,58% de los circuitos o barras donde se encuentran instalados equipos de medida no presentaron desviaciones de estado estacionario, mientras que el 42,14% de los equipos de medida mostraron

desviaciones dentro de un rango de 1 a 100 eventos, con valores máximos por encima de los 500 eventos a lo largo del año 2024 en 56 subestaciones.

Lo planteado configuraría un incumplimiento regulatorio a la luz de lo expuesto en el Anexo 1 de la Resolución CREG 024 de 2005, sin embargo, es importante aclarar que en este momento para AFINIA se encuentra vigente un Plan de Gestión a Largo Plazo (PGLP) firmado en el año 2020, donde se plantearon metas que el prestador debe alcanzar sobre este tópico y cuyos resultados serán planteados en los informes correspondientes.

Adicionalmente, AFINIA informó que para los años 2023 y 2024 se ejecutaron los proyectos presentados en la **Tabla 42**, orientados a mejorar la calidad de la potencia.

Tabla 42. Proyectos ejecutados por AFINIA 2023 y 2024 para mejorar la calidad de la potencia

| AÑO | PROYECTO |
|------------|--|
| 2023 | Nuevo circuito Calamar 3 |
| 2023 | Compensación SE Mompóx 110 kV |
| 2023 | Confiabilidad LN545 CMT-MTB-AYA SDL N3 |
| 2024 | 2do TR Sahagún 34.5/13.8kV 12.5 MVA |
| 2024 | 2do TR Sampués 34.5/13.8kV 5 MVA |
| 2024 | Nuevo Circuito Corozal 4 |
| 2024 | Confiabilidad Segunda LN Magangue-Panceguita |

Fuente: AFINIA. Elaboración: DTGE

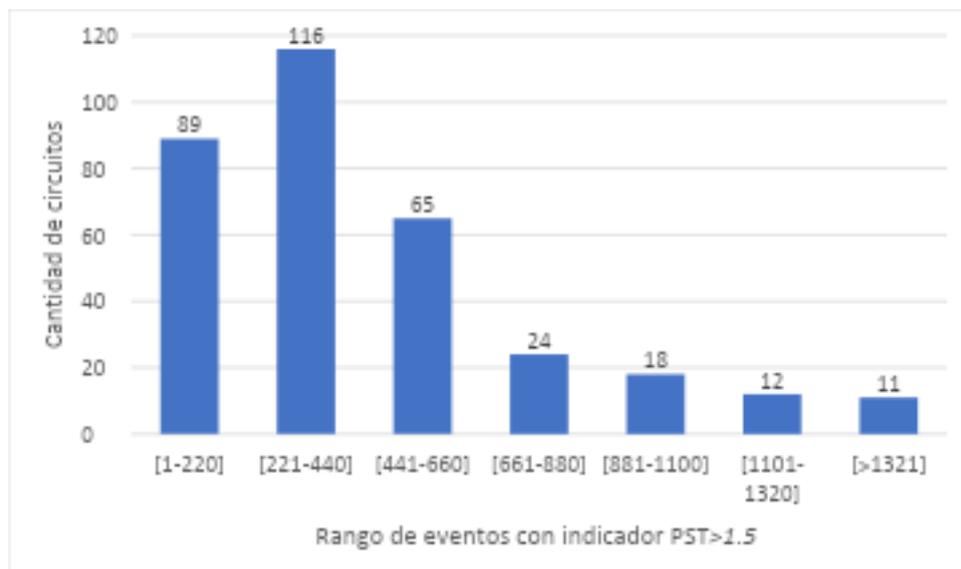
Por otro lado, el indicador PST lo define la resolución CREG 024 de 2005 como:

“PST (Percibility Short Time). Es un indicador de la perceptibilidad de un equipo o sistema, ante fluctuaciones de tensión durante un período de tiempo corto (10 minutos), obtenido de forma estadística a partir del tratamiento de la señal de tensión. La forma de calcularlo se define en el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02).”

Si bien, el anterior indicador actualmente no es de carácter obligatorio, es relevante mencionar que la Entidad reguladora en el Documento CREG 032 de 2012 presentó una propuesta de regulación de calidad de la potencia en el SIN, donde realizó una revisión de indicadores a nivel iberoamericano abarcando 6 países, donde el indicador PST no debe superar un valor de 1, llegando incluso a limitarse a 0.8 para rangos de tensión entre 69kV y 220 kV.

En relación a dicho indicador, se solicitó a AFINIA la información reportada a la CREG de los eventos donde se superó el valor de 1.5 en circuitos o barras, respecto a lo cual se presenta en la **Figura 20** un promedio de las fases de los eventos ocurridos bajo esta condición, organizados por rangos para la vigencia 2024.

Figura 20. Cantidad de circuitos con indicadores PST >1.5 para la vigencia 2024



Fuente: AFINIA. Elaboración: DTGE

Teniendo en cuenta lo presentado en la figura anterior, se puede observar que se presentaron indicadores PST por encima de 1,5, especialmente dentro de un rango de frecuencias de 221 a 440 eventos para el 35% de los circuitos, frente a lo cual en este

punto se recomienda a AFINIA incluir dicho indicador dentro de sus análisis para definir las actividades encaminadas a mejorar la calidad de la potencia.

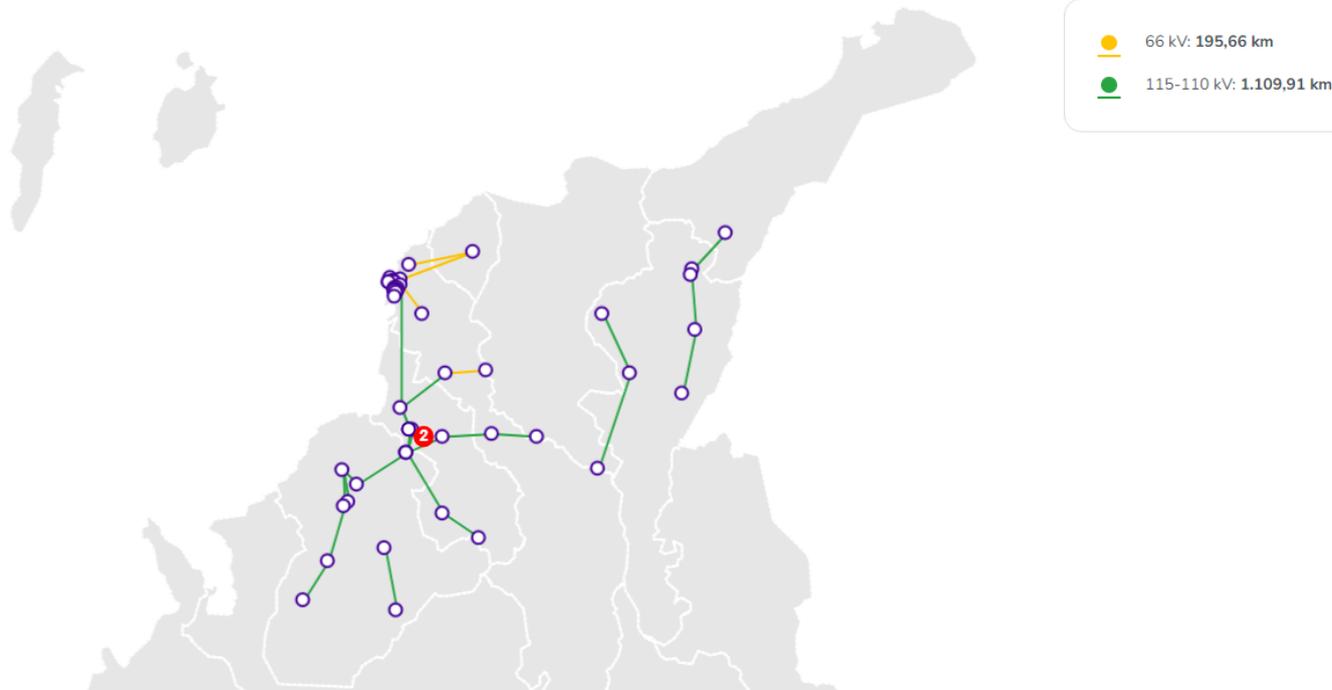
5.2.2. Sistema de Transmisión Regional (STR)

5.2.2.1. Descripción de la infraestructura del STR

Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. (AFINIA) presta el servicio de energía eléctrica en los departamentos de Bolívar, Cesar, Córdoba, Sucre y 11 municipios del Magdalena. Está compuesto por 161 subestaciones y 234 transformadores de Potencia distribuidas así:

- Bolívar 43 subestaciones, 69 transformadores de potencia con una capacidad de 2.362 MVA.
- Cesar 38 subestaciones, 47 transformadores de potencia con una capacidad de 927 MVA.
- Córdoba 46 subestaciones, 78 transformadores de potencia con una capacidad de 1.983 MVA
- Magdalena 11 subestaciones, 12 transformadores de potencia con una capacidad de 112 MVA.

Figura 21. Líneas y subestaciones operadas a cargo de AFINIA



Fuente: PARATEC

En la **Tabla 43** se muestran la cantidad de líneas de 66 kV y 110 kV, en el Sistema de Transmisión Regional –STR a cargo de AFINIA las cuales se encuentran distribuidas por departamento así:

Tabla 43. Cantidad líneas a 66/110 kV

| Líneas de transmisión a 66/110 kV | Bolívar | Cesar | Córdoba | Sucre |
|--|----------------|--------------|----------------|--------------|
| | 27 | 5 | 14 | 6 |

Fuente: SSPD a partir de información remitida por AFINIA.

Estas líneas de transmisión representan 1.382 kilómetros distribuidas de la siguiente manera:

Tabla 44. Total, kilómetros líneas 66 kV y 110 kV

| Nivel de tensión | Cantidad líneas | Kilómetros |
|------------------|-----------------|------------|
| Líneas 110 kV | 30 | 1094 |
| Líneas 66 kV | 22 | 288 |

Fuente: SSPD a partir de información remitida por AFINIA.

Las 52 líneas de transmisión regional se interconectan con 42 subestaciones de las cuales el Prestador opera directamente solamente 39 subestaciones. En la **Figura 22** se muestran que 16 subestaciones a nivel de 66 kV y 23 a nivel de 110 kV son operadas por AFINIA. Sobre las tres subestaciones restantes a las cuales se interconectan algunas de las líneas, a pesar que la SSPD consultó por ellas, esta información no fue aclarada por AFINIA.

Figura 22. Subestaciones por nivel de tensión operadas por AFINIA.

| NOMBRE SUBESTACION | NIVEL ALTA TENSION | NOMBRE SUBESTACION | NIVEL ALTA TENSION | NOMBRE SUBESTACION | NIVEL ALTA TENSION |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| ARGOS* | 66 KV | ZARAGOCILLA | 66 KV | NUEVA COSPIQUE | 110 KV |
| BAYUNCA | 66 KV | BOSTON | 110 KV | NUEVA LA LOMA** | 110 KV |
| BOCAGRANDE | 66 KV | CERETE | 110 KV | NUEVA MONTERIA** | 110 KV |
| CALAMAR | 66 KV | CHINU PLANTA | 110 KV | PLANETA RICA | 110 KV |
| CHAMBACU | 66 KV | CODAZZI | 110 KV | RIO SINU | 110 KV |
| COSPIQUE | 66 KV | COVEQAS | 110 KV | SAN MARCOS | 110 KV |
| GAMBOTE | 66 KV | EL BANCO | 110 KV | SIERRA FLOR | 110 KV |
| MAMONAL | 66 KV | EL CARMEN | 110 KV | SINCE | 110 KV |
| MANZANILLO** | 66 KV | EL PASO | 110 KV | TIERRALTA | 110 KV |
| MEMBRILLAL | 66 KV | LA JAGUA | 110 KV | TOLU VIEJO | 110 KV |
| PROELECTRICA* | 66 KV | LA MOJANA | 110 KV | | |
| SAN JACINTO | 66 KV | MAGANGUE | 110 KV | | |
| VILLA ESTRELLA | 66 KV | MOMPOX | 110 KV | | |
| ZAMBRANO | 66 KV | MONTERIA | 110 KV | | |

Fuente: AFINIA

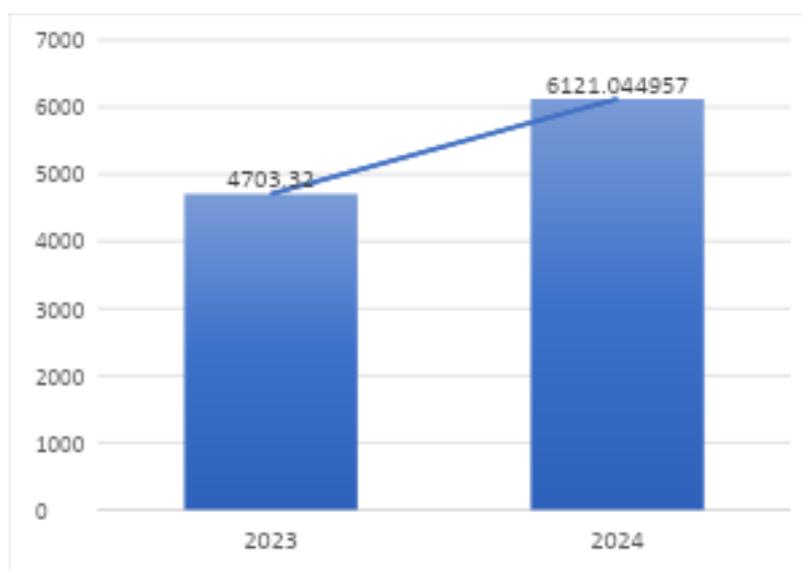
5.2.2.2. Calidad del servicio en el STR

En este apartado se abordarán los aspectos relacionados con la calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Regional (STR) de CARIBEMAR DE LA COSTA SAS ESP. Lo anterior comprende las redes regionales con líneas y subestaciones de nivel de tensión 4.

5.2.2.3. Indisponibilidad de activos

En el marco de la evaluación integral esta Superintendencia realizó la verificación de los subsistemas y activos que presentaron Horas a Compensar (HC) en los años 2023 y 2024, por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustada (MHAIA), establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Los datos con los cuales se realizó el análisis mostrado en este apartado fueron suministrados de manera oficial por XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP.

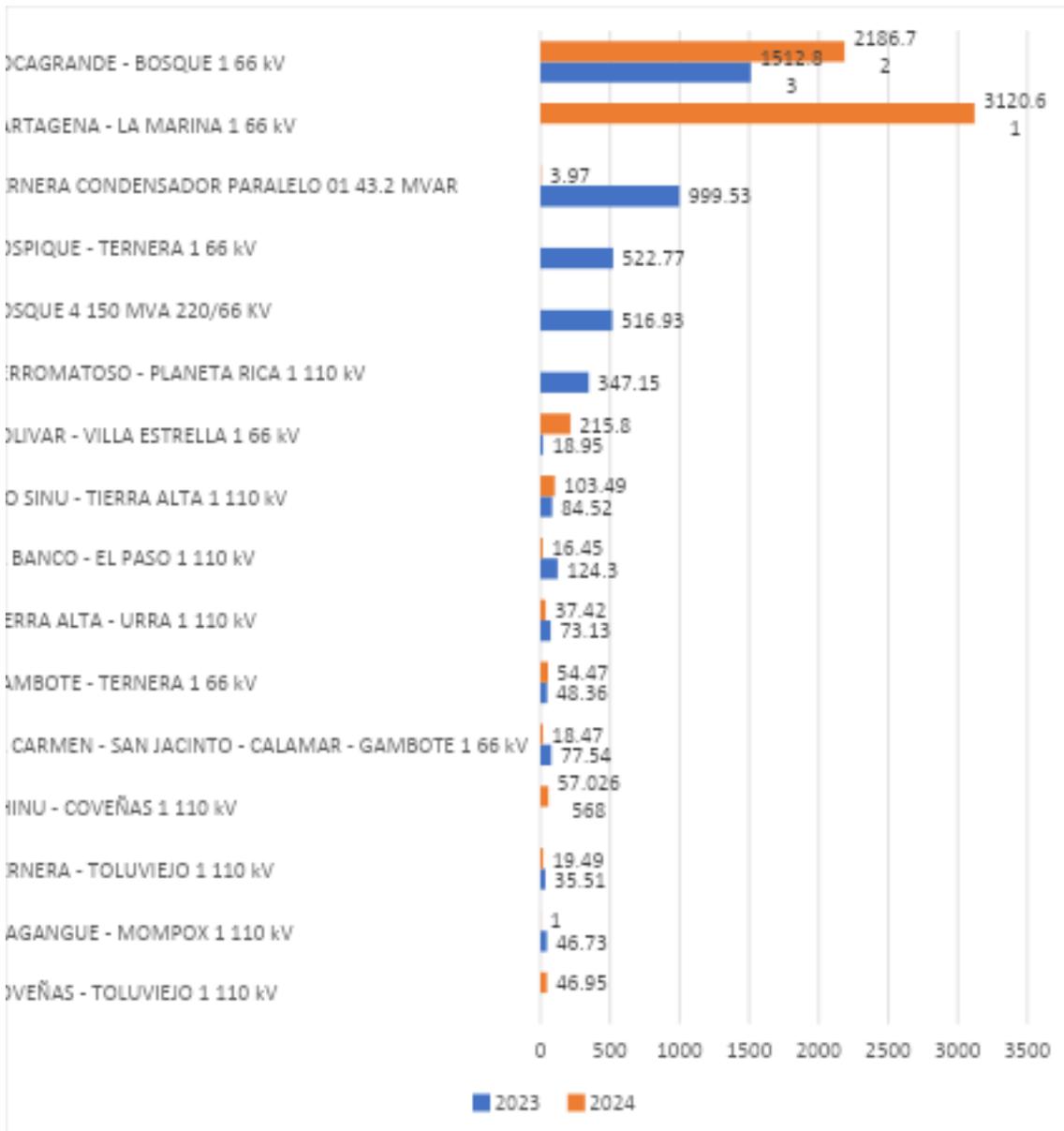
Figura 23. Comparativo entre las HC por AFINIA para los años 2023 y 2024.



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM COMPAÑÍA
DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP

En la figura anterior, se evidencia que entre los años 2023 y 2024 se presentó una desmejora de la calidad del servicio en el STR relacionado con la indisponibilidad de activos operados por AFINIA, puesto que para el año 2023 presentó 4.703,32 HC comparado con 6.121,04 HC presentadas en 2024, lo que representa un incremento del 30,14%. Adicionalmente, en la **Figura 24** se presenta un comparativo de los Subsistemas que presentaron los mayores valores de HC en los años 2023 y 2024.

Figura 24. Subsistemas con mayores HC por AFINIA en los años 2023 y 2024.



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP

De la **Figura 24** se identificaron los subsistemas que registraron la mayor disminución de HC durante el año 2024, los cuales fueron: Sbs Ternera Condensador Paralelo 01 43,2 MVAR, que redujo sus HC de 999,53 en 2023 a 3,97 en 2024, Sbs Cospique – Ternera 1 66 kV, que pasó de 522,77 HC en 2023 a 0 en 2024; Sbs Bosque 4 150 MVA

220/66 kV, que disminuyó de 516,93 HC en 2023 a 0 en 2024 y Sbs Cerromatoso – Planeta Rica 1 110 kV, que disminuyó de 347,15 HC en 2023 a 0 en 2024.

Por otra parte, los Sbs Cartagena – La Marina 1 66 KV con 3.120,61 HC, Sbs Bocagrande – Bosque 1 66 KV con 2.186,72 HC y Sbs Bolívar – Villa Estrella 1-66 KV con 215,8 HC fueron los subsistemas que presentaron el mayor número de HC en el 2024, representando el 90,23% de la totalidad de las Horas a Compensadas por AFINIA. Frente a lo anterior, esta Superintendencia, consultó a AFINIA en el desarrollo de la evaluación integral, las causas por las cuales estos subsistemas presentaron los mayores valores de horas compensadas en 2024. AFINIA mencionó lo siguiente:

- ✓ Se presentó la indisponibilidad de la línea Cartagena – La Marina 1-66 KV debido a falla en el tramo submarino del activo, dada la pérdida de aislamiento del conductor. Frente a la normalización del activo, AFINIA mencionó una alta complejidad técnica y logística, dado que el tramo submarino se encuentra en un área de la jurisdicción de DIMAR, Escuela Naval y Casa Presidencial, lo que requirió la gestión de permisos para poder llevar a cabo las actividades de reposición. Adicionalmente, la reparación del conductor se suspendió temporalmente en diciembre de 2024 debido a condiciones climáticas adversas.
- ✓ Se produjo la indisponibilidad de la línea Bocagrande – El Bosque 1-66 KV en el tramo submarino del activo, dada la pérdida de aislamiento en una de las capas del conductor. AFINIA menciona que el activo llevaba en operación (7) meses, por lo cual la falla es objeto de análisis e investigación por parte del operador. Adicionalmente, se menciona que fue necesario la gestión de permisos ante la DIMAR para realizar las actividades de mantenimiento sobre

el conductor, que, según lo mencionado por AFINIA como plan de acción y de mayor viabilidad se optó por energizar el conductor anterior.

- ✓ Se presentó la indisponibilidad de la línea de Bolívar – Villa Estrella 1 66 KV debido a la caída de cinco (5) apoyos de línea a causa de sistemas ciclónicos en la zona costera de Cartagena. De acuerdo con lo mencionado por AFINIA, fue necesario la intervención prioritaria sobre el tramo de línea afectado, a pesar de que el proyecto “Reconducción Línea Villa Estrella – Bolívar 66 kV” se encontraba en fase de ejecución, el cual había sido suspendido temporalmente por la activación de contingencia N-3 en la subárea Bolívar.

Finalmente, en la **Tabla 45**, se presenta el listado general de los subsistemas de AFINIA con HC en el año 2024.

Tabla 45. Subsistemas con el mayor número de HC por AFINIA.

| Subsistema | 2024 |
|---|-------------|
| Sbs CARTAGENA - LA MARINA 1 66 kV | 3.120,61 |
| Sbs BOCAGRANDE - BOSQUE 1 66 kV | 2.186,72 |
| Sbs BOLIVAR - VILLA ESTRELLA 1 66 kV | 215,8 |
| Sbs RIO SINU - TIERRA ALTA 1 110 kV | 103,49 |
| Sbs CHINU - COVEÑAS 1 110 kV | 57,03 |
| Sbs GAMBOTE - TERNERA 1 66 kV | 54,47 |
| Sbs COVEÑAS - TOLUVIEJO 1 110 kV | 46,95 |
| Sbs TIERRA ALTA - URRRA 1 110 kV | 37,42 |
| Sbs BOLIVAR - BAYUNCA 66 kV | 25,27 |
| Sbs CERETE - CHINU 1 110 kV | 21,18 |
| Sbs MAMONAL - TERNERA 1 66 kV | 20,17 |
| Sbs TERNERA - TOLUVIEJO 1 110 kV | 19,49 |
| Sbs EL CARMEN - SAN JACINTO - CALAMAR - GAMBOTE 1 66 kV | 18,47 |
| Sbs EL BANCO - EL PASO 1 110 kV | 16,45 |
| Sbs URRRA 1 90 MVA 230/110 KV | 15,84 |
| Sbs URRRA 110 kV | 15 |
| Sbs CODAZZI (CESAR) - VALLEDUPAR 1 110 kV | 14,58 |
| Sbs EL CARMEN - ZAMBRANO 1 66 kV | 14,54 |
| Sbs EL COPEY - EL PASO 1 110 kV | 13,27 |
| Sbs EL CARMEN 66 KV | 12,38 |
| Sbs CHINU - SINCE 1 110 kV | 11,58 |

| Subsistema | 2024 |
|---|-------|
| Sbs SAN JUAN - VALLEDUPAR 1 110 kV | 10,41 |
| Sbs CHINU - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV | 8,71 |
| Sbs BOSQUE - TERNERA 1 66 kV | 8,52 |
| Sbs LA MOJANA - SAN MARCOS (SUCRE) 1 110 kV | 8,35 |
| Sbs CODAZZI (CESAR) - LA JAGUA 1 110 kV | 8,35 |
| Sbs GAMBOTE 66 KV | 6,57 |
| Sbs TERNERA 1 150 MVA 220/66/13.8 KV | 5,97 |
| Sbs BOSTON - CHINU 1 110 kV | 5,68 |
| Sbs TERNERA - ZARAGOCILLA 1 66 kV | 5,38 |
| Sbs TERNERA CONDENSADOR PARALELO 01 43.2 MVAR | 3,97 |
| Sbs MONTERIA - NUEVA MONTERIA 2 110 kV | 2,83 |
| Sbs CHAMBACU - BOSQUE 1 66 kV | 2,76 |
| Sbs TERNERA 2 150 MVA 220/66/13.8 KV | 1,82 |
| Sbs MAGANGUE - MOMPOX 1 110 kV | 1 |

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM COMPAÑÍA

DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP

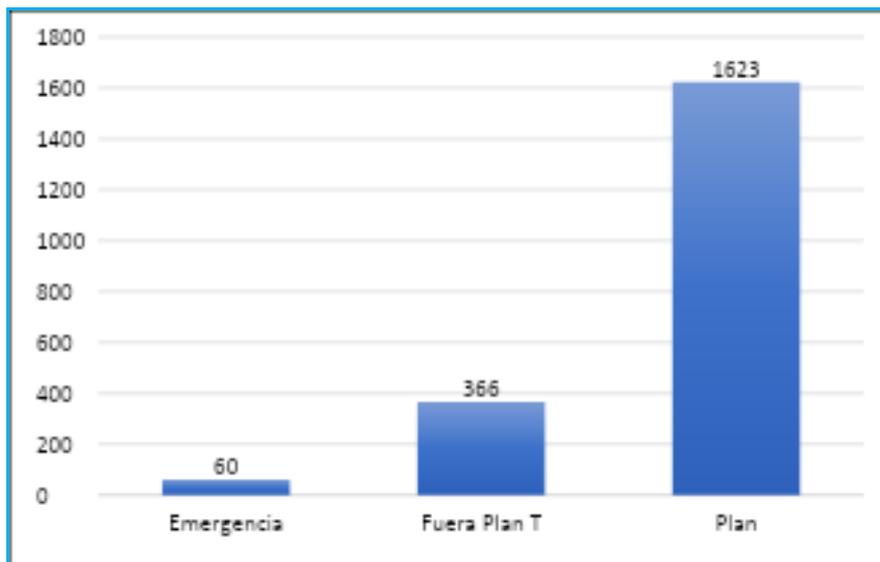
5.2.2.3.1. Consignaciones nacionales

En esta sección se presenta el consolidado de las Consignaciones Nacionales registradas sobre los activos operados por AFINIA, correspondientes a la vigencia 2024. Dicha información se encuentra desagregada según el tipo de consignación (Dentro del Plan, Fuera del Plan y consignaciones por Emergencia), así como por el estado de la consignación (Ejecutada, En Ejecución, Cancelada, entre otros). Es de mencionar que los datos mostrados en este apartado fueron suministrados de manera oficial por XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP, así como información suministrada por AFINIA en el marco de la evaluación integral.

En el año 2024, AFINIA registró un total de 2.049 consignaciones, como se observa en la **Figura 25**. De estas, 1.623 consignaciones corresponden a consignaciones dentro del Plan, 366 consignaciones se registraron Fuera del Plan y 60 están asociadas a consignaciones por Emergencia. Frente a lo anterior se observa que el 79,21% de las consignaciones registradas por el Operador de Red fueron registradas dentro del Plan

de Mantenimiento, en contraste con el 20,79% asociado a consignaciones Fuera del Plan y consignaciones de Emergencia.

Figura 25. Tipo de consignaciones registradas por AFINIA para el año 2024.

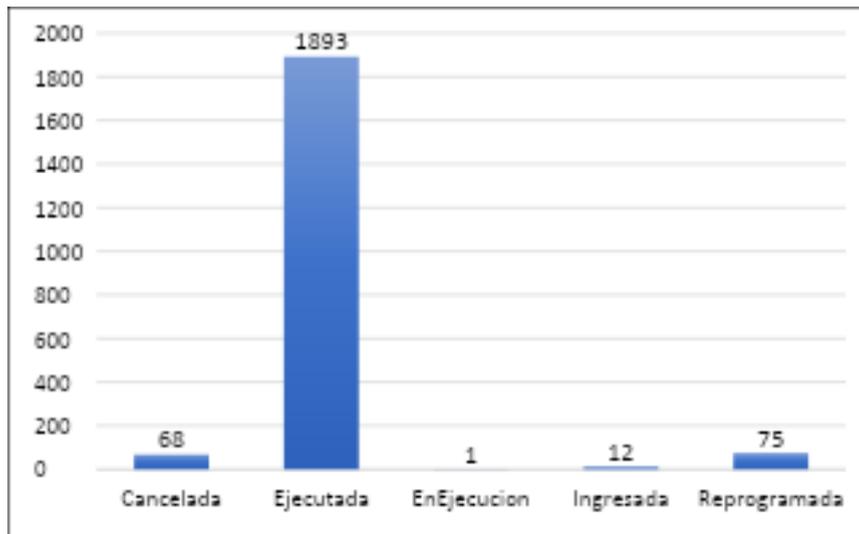


Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM

COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP

Adicionalmente, en la siguiente figura se presentan las consignaciones registradas para el año 2024 desagregadas por estado. De estas, 1.893 consignaciones fueron ejecutadas, 75 consignaciones fueron reprogramadas, 68 consignaciones fueron canceladas, 12 ingresadas y 1 consignación se encuentra en ejecución. Es de mencionar que, según lo indicado anteriormente, el 92,39% de las consignaciones registradas por AFINIA fueron ejecutadas.

Figura 26. Estado de las consignaciones registradas por AFINIA para el año 2024.



**Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM
COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP**

Por otra parte, con relación a las consignaciones Dentro del Plan de AFINIA, en la siguiente figura se observa que para el año 2024 se reportaron un total de 1.623 consignaciones, de las cuales 1.513 fueron Ejecutadas, 67 consignaciones fueron reprogramadas, 42 consignaciones canceladas y 1 consignación Ingresada, es preciso mencionar que de acuerdo con lo expuesto por el Operador de Red en el marco de la evaluación integral y según lo anteriormente mencionado el 93,22% de las consignaciones ingresadas dentro del Plan fueron ejecutadas.

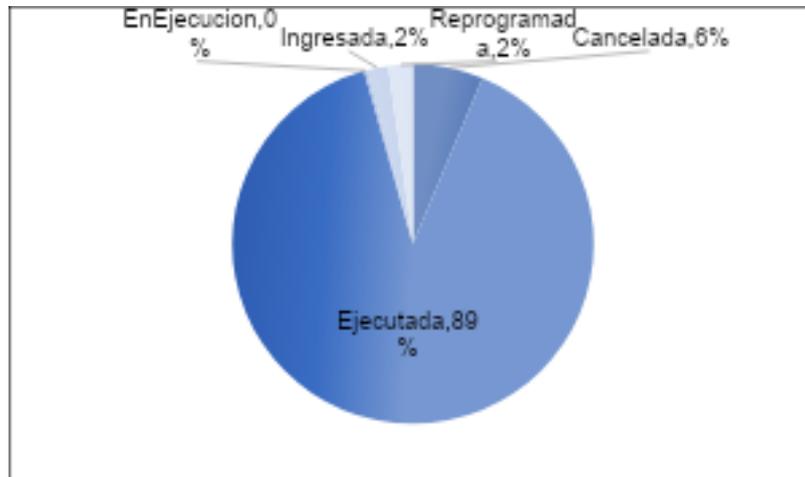
**Figura 27. Estado de las consignaciones registradas Dentro del Plan por AFINIA
año 2024.**



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM SA ESP

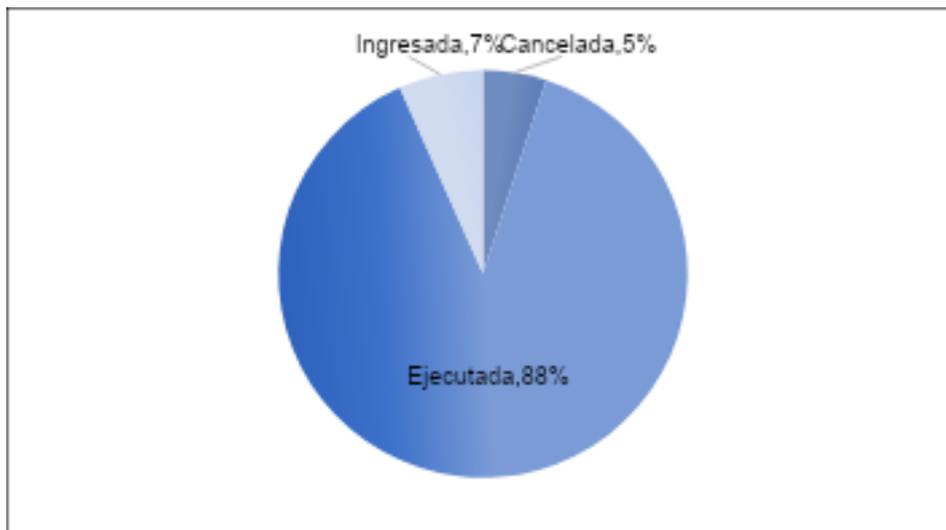
En la **Figura 28** se desglosan las consignaciones Fuera del Plan por tipo de estado de la siguiente manera: 327 consignaciones ejecutadas, 23 consignaciones canceladas, 8 consignaciones reprogramadas, 7 consignaciones ingresadas y 1 consignación en ejecución. Se observa que el 89,34% de las consignaciones registradas fuera del plan se ejecutaron por parte de AFINIA.

**Figura 28. Estado de las consignaciones registradas Fuera del Plan de AFINIA
año 2024.**



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM SA ESP
Frente a las consignaciones por emergencia, en la **Figura 29** se desagregan dichas consignaciones de la siguiente manera: 53 consignaciones ejecutadas, 4 consignaciones ingresadas y 3 consignaciones canceladas. Destacando que el 88,33% de las consignaciones por emergencia fueron ejecutadas por parte de AFINIA.

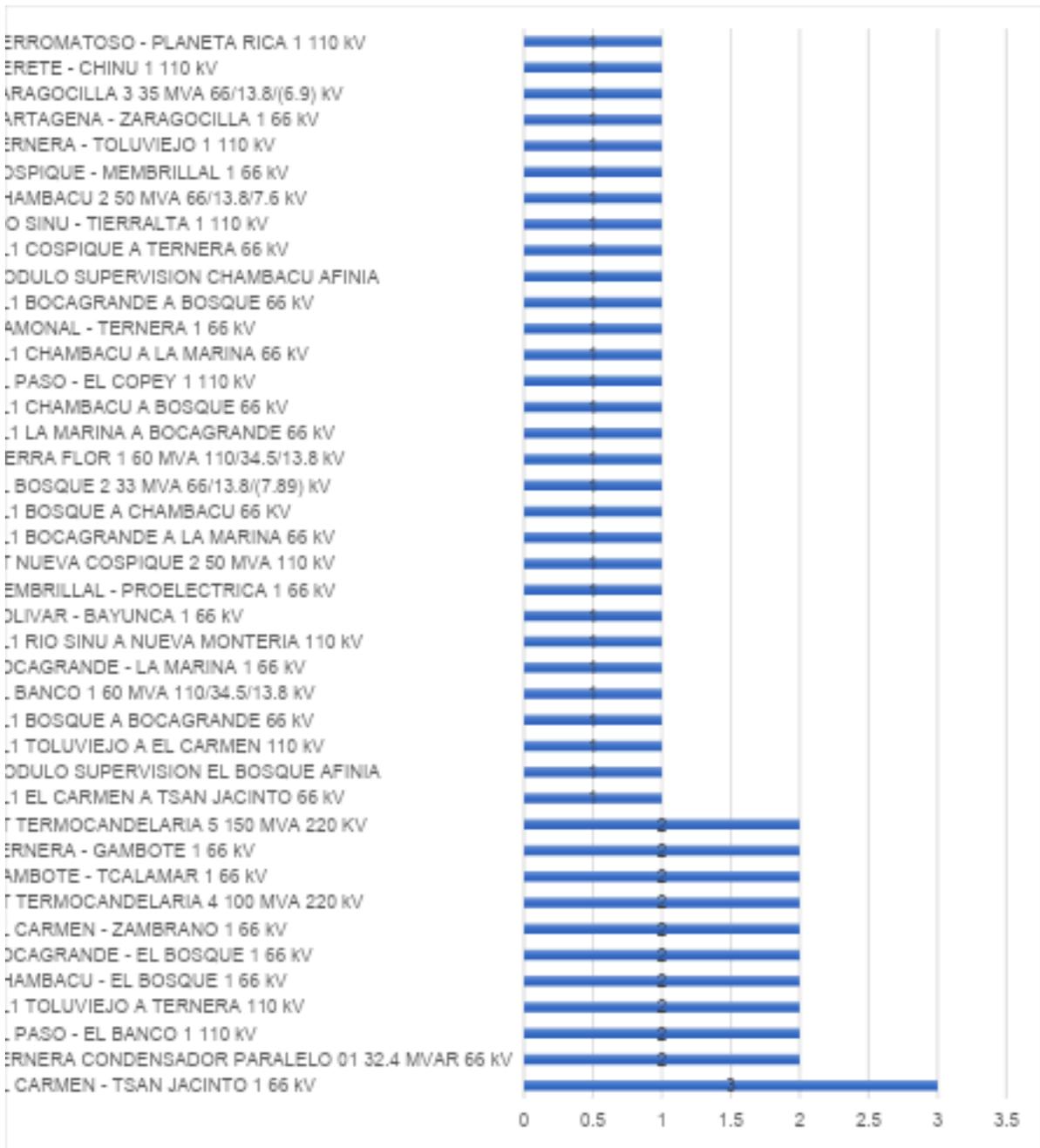
Figura 29. Estado de las consignaciones por Emergencia registradas por AFINIA año 2024.



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM SA ESP

Finalmente, en la **Figura 30** se presenta el número de consignaciones de emergencia ejecutadas por activo operado por AFINIA durante el año 2024. Se resalta que el activo con la mayor cantidad de consignaciones fue la línea de transmisión EL CARMEN – TSAN JACINTO 1 – 66 kV, con un total de 3 consignaciones. Según lo informado por AFINIA, estas fueron solicitadas para realizar la corrección de puentes y retenciones, con el fin de garantizar el cumplimiento de las distancias de seguridad, así como para atender un evento ocasionado por la caída de un árbol. Le siguen en número de consignaciones los activos EL PASO – EL BANCO 1 – 110 KV, CHAMBACU – EL BOSQUE 1 – 66 KV, EL CARMEN – ZAMBRANO 1 – 66 KV, cada uno con dos consignaciones.

**Figura 30. Activos con mayor número de consignaciones de Emergencia
Ejecutadas por AFINIA para el año 2024.**



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información suministrada por XM SA

ESP

5.2.2.4. Proyectos de expansión

Dentro del ejercicio de vigilancia adelantado por la SSPD, se realizaron varias acciones previas a la visita de inspección ejecutada la empresa CARIBEMAR DE LA COSTA SAS ESP, entre las que se encuentran: i) revisión de Informes de Planeamiento Operativo de Mediano y Largo Plazo generados por XM, ii) solicitud de información a la UPME de varios proyectos y acciones que están enfocados a mejorar la confiabilidad en los subsistemas eléctricos comandadas por el Operador de Red CARIBEMAR DE LA COSTA SAS ESP, y iii) requerimiento de información al prestador objeto de la evaluación integral. Con base en lo expuesto, a continuación, se hará una revisión de lo observado, así:

5.2.2.4.1. Revisión Informes de Planeamiento de Mediano Plazo – IPOEM e Informe de Planeamiento de Largo Plazo - IPOEL.

En el IPOEM se presentan las Declaraciones de estado de alerta y emergencia, en varios activos propiedad del Prestador AFINIA en las subáreas Bolívar, Córdoba – Sucre, Cesar y Magdalena, es de aclarar cómo se mencionó anteriormente que este Operador de Red atiende solo 11 municipios de Magdalena. Ver **Figura 31**.

Figura 31. Declaraciones de Emergencia

| Área | Subárea | Restricción | ESP | Proyecto | Estado |
|--------|---------------|--|-----|---|------------|
| Caribe | Atlántico | El Río 110/34.5 kV / Unión-Magdalena 34.5 kV + Unión - El Río 1 34.5 kV | No | Sin proyecto | Emergencia |
| Caribe | Atlántico | Las Flores 1 110/34.5 kV / Las Flores 2 110/34.5 kV | No | Sin proyecto | Emergencia |
| Caribe | Atlántico | Las Flores 2 110/34.5 kV / Las Flores 1 110/34.5 kV | No | Sin proyecto | Emergencia |
| Caribe | Atlántico | Silencio 5N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5 | No | Sin proyecto | Emergencia |
| Caribe | Atlántico | Silencio 4N 110/34.5 / Las Flores 1 110/34.5 + Las Flores 2 110/34.5 | No | Sin proyecto | Emergencia |
| Caribe | Atlántico | Yebes - Cordialidad / Caracoli - Cordialidad | No | Nueva subestación Galapa 110 kV (FPO:2025) | Emergencia |
| Caribe | Bolívar | Temera 3 66/13.8/6.9 kV / Temera 5 66/13.8/6.9 kV | Si | Sin proyecto | Alerta |
| Caribe | Bolívar | Sobrecarga en red completa de Temera – Gambote 66 kV | No | Nueva Arjona 110/66/13.8 kV (FPO: 31/12/2025) Carreto 500 kV, Carreto 66 kV (FPO:2027) | Emergencia |
| Caribe | Bolívar | La Marina - Chambacú - 1 66 kV / Bosque - Chambacú 1 66 kV | Si | Sin proyecto | Alerta |
| Caribe | Bolívar | Bosque - Chambacú 1 66 kV / La Marina - Chambacú - 1 66 kV | Si | Sin proyecto | Alerta |
| Caribe | Bolívar | Temera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV | Si | Sin proyecto | Alerta |
| Caribe | Bolívar | Cartagena - Zaragocilla 66 kV / Temera - Zaragocilla 66 kV | Si | Sin proyecto | Alerta |
| Caribe | Bolívar | Sobrecarga en red completa de Bolívar - Villa Estrella 66 kV | No | Proyecto AFINIA: aumentar capacidad de transporte (FPO: 15/04/2025) | Emergencia |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Baja tensión en Río Sinú 110 kV | Si | Propuesta ITR – Refuerzo Montería | Emergencia |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Nueva Montería – Río Sinú 110 kV / Urrá - Tierra Alta 1 110 kV | Si | Propuesta ITR – Refuerzo Montería | Alerta |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Chinú - Boston 1 110 kV / Chinú - Boston 2 110 kV | Si | Nueva Toluviéjo 220/110 kV | Alerta |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Chinú 3 500/110 kV / Chinú 1 500/110 kV + Chinú 2 500/110 kV | Si | UPME 02-2024 Subestación Magangué 500 kV y líneas de transmisión asociadas (FPO:2028) propuesta ITR ATR 4 Chinú 500/110 kV | Alerta |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Sobrecarga en red completa de Chinú – Sincé 110 kV | No | UPME 02-2024 Subestación Magangué 500 kV y líneas de transmisión asociadas | Emergencia |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Chinú - Coveñas 110 kV / Boston - Sierralor 110 kV | Si | Nueva Toluviéjo 220/110 kV (FPO:2025) | Alerta |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Chinú - Coveñas 110 kV / Chinú - Boston 1 110 kV | Si | Nueva Toluviéjo 220/110 kV (FPO:2025) | Alerta |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Sobrecarga en red completa de Chinú – San Marcos 110 kV | No | Propuesta ITR – Sahagún 500/110 kV | Emergencia |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Interruptor 7020 S/E Chinú 110 kV / Chinú 1 500/110 kV | Si | Nueva Toluviéjo 220/110 kV (FPO:2025) | Alerta |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Urrá - Urrabá 230 kV / Urrá - Tierra Alta 110 kV | Si | Propuesta ITR – Refuerzo Montería | Alerta |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Sobrecarga Transformador Chinú 1 500/110 kV | Si | UPME 05 - 2018 S/E Toluviéjo 220 PTRAO5304; Nueva Toluviéjo 220/110 kV | Emergencia |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Sobrecarga Transformador Chinú 2 500/110 kV | Si | UPME 05 - 2018 S/E Toluviéjo 220 PTRAO5304; Nueva Toluviéjo 220/110 kV | Emergencia |
| Caribe | Córdoba-Sucre | Sobrecarga Transformador Chinú 3 500/110 kV | Si | UPME 05 - 2018 S/E Toluviéjo 220 PTRAO5304; Nueva Toluviéjo 220/110 kV | Emergencia |
| Caribe | GCM | Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV | Si | Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026) | Emergencia |
| Caribe | GCM | Valledupar 1 220/34.5/13.8 kV / Valledupar 12 220/34.5/13.8 kV | Si | Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026) | Emergencia |
| Caribe | GCM | Valledupar – Guatapuri 34.5 kV LN599 / Valledupar – Guatapuri 34.5 kV LN 513 | Si | Guatapuri 110 kV y Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026) | Alerta |
| Caribe | GCM | Sobrecarga en red completa de El Banco - El Paso 110 kV | No | UPME 02-2024 Subestación Magangué 500 kV y líneas de transmisión asociadas | Emergencia |
| Caribe | GCM | Sobrecarga en red completa de Valledupar 9 110/34.5 kV | No | Guatapuri 110 kV y Nueva San Juan 110 kV (FPO:2026) | Emergencia |
| Caribe | GCM | Santa Marta 1 220/110/34.5 kV / Santa Marta 9 220/110/34.5 kV | Si | Bureche 110 kV (FPO:2026) | Alerta |
| Caribe | GCM | Copey 5 220/110 kV / Copey 1 220/110 kV | No | NA | Alerta |

Fuente: IPOEMP - Primer Trimestre 2025 - XM SAS ESP

Adicionalmente, en la **Figura 32** se menciona algunos nodos en el área Caribe que presentan agotamiento de la red y pueden presentar tensiones de operación cercanas a 0,9 PU. Se precisa que para el área GCM, la subestación El Plato 34,5 kV es propiedad de AIR-E INTERVENIDA SAS ESP.

Figura 32. Subestaciones radiales que podrían presentar bajos niveles de tensión

4.3.1.3 Declaración de estado de emergencia en nodos con configuración radial de Caribe

A partir de los análisis eléctricos de seguridad que realiza el CND y el seguimiento al comportamiento de las variables eléctricas del sistema en la operación de tiempo real, se ha identificado en algunos nodos del área Caribe que, debido al agotamiento de red, se tiene susceptibilidad a presentar tensiones de operación cercanas o inferiores al límite inferior permitido por la regulación de 0.9 p.u. en los siguientes nodos:

- En la subárea GCM: El Banco San Juan 110 kV y Guatapuri 34.5 kV.
- En la subárea Bolívar: Gambote 66 kV.
- En la subárea Córdoba-Sucre: Mompox 110 kV, San Jacinto, Calamar, Zambrano, El Carmen a 66 kV, El Carmen 110 kV y El Plato 34.5 kV.

Fuente: IPOEMP - Primer Trimestre 2025 - XM SAS ESP

Ahora bien, el informe IPOEM para el caso específico de las áreas atendidas por AFINIA (ver **Figura 33**) también presenta los nodos que operan en configuración radial lo cual puede poner en riesgo la atención de la demanda y por tanto generar demanda no atendida ante contingencias sencillas, adicionalmente el mencionado informe también menciona que podrían presentarse dificultades en el cumplimiento de los criterios regulatorios de tensión. Adicionalmente, se puede observar que varias de las subestaciones que tienen la condición de radialidad no cuentan con proyecto de expansión definido y en otros casos a pesar tener algún proyecto que pueda solucionar dicha condición presentan retrasos en su ejecución tal como lo pudo

evidenciar esta Superintendencia, casos que se evidenciaron este informe en apartes posteriores.

Figura 33. Subestaciones que se atienden de manera radial

| Área | Subárea | Nodo radial | Zona excluida de CNE/CANO | Proyecto que elimina la atención radial | FPO |
|----------|-------------|-----------------------|---------------------------|---|------|
| Oriental | Bogotá | Facatativá 115 kV | Facatativá y Villeta | PTRA05155 – Mosquera – Tren de Occidente 115 kV | 2027 |
| Oriental | Bogotá | Villeta 115 kV | Facatativá y Villeta | No hay proyecto adjudicado | |
| Oriental | Bogotá | Gran Sabana 115 kV | No | PTRA00256 – Norte 115 kV | 2026 |
| Oriental | Bogotá | Termo Zipa 115 kV | No | PTRA00256 – Norte 115 kV | 2026 |
| Oriental | Bogotá | Muña 1 115 kV | Fusagasugá | No hay proyecto adjudicado | |
| Oriental | Bogotá | Sauces 1 115 kV | Fusagasugá | No hay proyecto adjudicado | |
| Oriental | Bogotá | Canoas 1 115 kV | No | No hay proyecto adjudicado | |
| Oriental | Bogotá | Muña 1 115 kV | No | No hay proyecto adjudicado | |
| Oriental | Bogotá | Salto I 1 115 kV | No | No hay proyecto adjudicado | |
| Oriental | Bogotá | Salto II 1 115 kV | No | No hay proyecto adjudicado | |
| Caribe | GCM | El Banco 110 kV | Copey | Magangué (Proyecto aprobado) | 2028 |
| Caribe | GCM | Ciénaga 110 kV | Ciénaga | PTRA06811 Guacamaya 110 kV | 2026 |
| Caribe | GCM | San Juan 110 kV | Valledupar | PTRA05302 San Juan 110 kV | 2026 |
| Caribe | GCM | Manzanares 110 kV | Manzanares | PTRA06813 Bureche 110 kV | 2026 |
| Caribe | GCM | Libertador 110 kV | Libertador | PTRA06813 Bureche 110 kV | 2026 |
| Caribe | Bolívar | Villa Estrella 66 kV | - | Cierre Temera - Villa estrella 66 kV | |
| Caribe | Bolívar | Gambote 66 kV | El Carmen | PTRA02158 Carreto 500/66 kV | 2027 |
| Caribe | Cerromatoso | Planeta Rica 110 kV | Planeta Rica | No hay proyecto adjudicado | |
| Caribe | C. Sucre | Zambrano 66 kV | El Carmen | PTRA02158 Carreto 500/66 kV | 2027 |
| Caribe | C. Sucre | San Jacinto 66 kV | El Carmen | PTRA02158 Carreto 500/66 kV | 2027 |
| Caribe | C. Sucre | Calamar 66 kV | El Carmen | PTRA02158 Carreto 500/66 kV | 2027 |
| Caribe | C. Sucre | El Carmen 110 y 66 kV | El Carmen | PTRA02158 Carreto 500/66 kV | 2027 |
| Caribe | C. Sucre | San Marcos 110 kV | San Marcos | No hay proyecto adjudicado | |
| Caribe | C. Sucre | La Mojana 110 kV | San Marcos | No hay proyecto adjudicado | |
| Caribe | C. Sucre | Chinú Planta 110 kV | Chinú Planta | No hay proyecto adjudicado | |
| Caribe | C. Sucre | Sincé 110 kV | Sincé | No hay proyecto adjudicado | |
| Caribe | C. Sucre | Mompox 110 kV | Sincé | PTRA13263 Magangué 500 kV | 2028 |
| Caribe | C. Sucre | Magangué 110 kV | Sincé | PTRA13265 Transformadores Magangué 500/110 kV PTRA13263 Magangué 500 kV PTRA13265 Transformadores Magangué 500/110 kV | 2028 |

Fuente: IPOEMP - Primer Trimestre 2025 - XM SAS ESP

De igual forma, el IPOEM (ver **Figura 34**) presenta para la red a abril de 2025, los nodos atendidos de manera radial con mayor riesgo de Demanda No Atendida por agotamiento de red. Adicionalmente, en el numeral 4.5.2.2 del IPOEM se muestran los activos que presentan carga cercana a la capacidad nominal en red completa (ver **Figura 35**).

Figura 34. Nodos en configuración radial que presentan baja tensión por

| Subárea | Nodo | Corredor | I [A] | Pmax [MW] | Restricción |
|----------------|----------------------------|---|-------|-------------------------------------|---|
| GCM | El Banco 110 kV | El Paso – El Banco 110 kV | 220 | 38 | U < 0.9 p.u. |
| Córdoba Sucre | Mompox 110 kV | Chinú-Sincé-Magangué-Mompox 110 kV (tensión 117 kV) | 390* | 75* | Recuperación transitoria de tensión Sobrecarga |
| | San Jacinto 66 kV | Toluviejo – El Carmen 110 kV | 200 | 38 | Recuperación transitoria de tensión Sobrecarga |
| | Calamar 66 kV | | | | |
| | Zambrano 66 kV | | | | |
| | El Carmen 66 kV | | | | |
| Zambrano 66 kV | El Carmen – Zambrano 66 kV | 140 | 18 | Recuperación transitoria de tensión | |
| Bolívar | Gambote 66 kV | Temera – Gambote 66 kV | 280 | 26 | U < 0.9 p.u. |

(*) Capacidad de demanda con tensión de operación en Chinú de 117 kV. A tensión nominal del nodo, el valor de demanda atendible es del orden de 60 MW.

agotamiento de red

Fuente: IPOEMP - Primer Trimestre 2025 - XM SAS ESP

Figura 35. Activos que presentan carga cercana a su capacidad nominal

| Equipo | Pmax [MW] | Demanda proyectada 2025 [MW] | ESP | Proyecto que elimina la restricción |
|---|-----------|------------------------------|-----|---|
| Transformadores Chinú 1, 2 y 3 500/110 kV | 390 | 361 | SI | Nueva Toluviejo 220/110 kV (2025) y Magangué 500kV (2028) |
| Circuito Chinú – Sincé 110 kV | 75 | 99.5 | NO | Magangué 500kV y obras asociadas (2028) |
| Circuito Temera – Gambote 66 kV | 32 | 35.9 | NO | Nueva Arjona (2025) y Carreto 500/66 kV (2027) |
| Devanado 34.5 kV transformadores Valledupar 1 y 12 220/34.5/13.8 kV | 30 | 42.9 | SI | Nueva San Juan 220/110 kV (2025). |
| Transformador Valledupar 9 110/34.5 kV | 37 | 36.5 | NO | No hay proyecto definido |
| Circuito Bolívar – Villa Estrella 66 kV | 31 | 33.7 | NO | En trabajo de aumento de capacidad (2025) |
| Transformador Cerromatoso 110/34.5 kV 30 MVA. | 27 | 29.42 | NO | No hay proyecto definido |

Fuente: IPOEMP - Primer Trimestre 2025 - XM SAS ESP

Frente al agotamiento de red en la subárea Bolívar, el IPOEM en el numeral 4.5.8 indica que ante restricciones que presenta la red de 66 kV se puede comprometer la seguridad en la atención de la demanda.

Figura 36. Agotamiento de red en la Subárea Bolívar

4.5.8 Agotamiento de red subárea Bolívar

Para la subárea Bolívar se han identificado restricciones por sobrecarga y cortocircuito en la red de 66 kV, así como problemas de tensión que pueden comprometer la seguridad en la atención de la demanda. Por lo que se recomienda a la UPME y a los OR identificar proyectos de expansión que permitan eliminar la susceptibilidad a la activación de restricciones actuales como Temera - Zaragocilla 66 kV / Cartagena - Zaragocilla 66 kV y futuras como: Carreto - Gambote 1 66 / Temera - Gambote 1 66 kV y El Carmen - Zambrano / San Jacinto - Zambrano 66 kV, como podrían ser una entrada de potencia a la red 66 kV desde el STN, nuevos circuitos 66 kV, evaluar el aumento de la tensión nominal de la red de 66 kV a 110 kV, u otro que facilite la eliminación y el control de restricciones.

Por otro lado, ante el bajo enmallamiento de la red, se dificulta gestionar la indisponibilidad o mantenimiento de elementos de esta, lo que causa alta dependencia de los recursos de generación Proeléctrica, Candelaria y Cartagena o el requerir la implementación de esquemas suplementarios temporales o de reconfiguraciones, lo que igualmente atenta contra la operación segura, confiable y económica, y pone en riesgo la atención de la demanda.

Fuente: IPOEMP - Primer Trimestre 2025 - XM SAS ESP

Adicionalmente, dada la información suministrada en los diferentes Comités y Subcomités del Consejo Nacional de Operación (CNO) frente a los Esquemas Suplementarios instalados en las diferentes áreas operativas del sistema, para el caso específico de AFINIA dada la Evaluación Integral, la SSPD solicitó a XM SA ESP información sobre los esquemas Suplementarios de Protecciones (ESP) actualmente instalados en la subárea de Bolívar. La información fue suministrada mediante correo electrónico el día 7 de abril de 2025 se muestra en la **Tabla 46**.

Tabla 46. Esquemas Suplementarios de Protección instalados en Bolívar

| Nombre ESP | Fecha implementación | Fecha última actualización | Descripción actualización |
|--|-----------------------------|-----------------------------------|---|
| ESP BOCAGRANDE - EL BOSQUE 1 66 kV | 23/03/2012 | 12/09/2024 | Se habilita nuevamente debido al ingreso del conductor antiguo por daño en el nuevo |
| ESP LINEAS CHAMBACU - EL BOSQUE 1 y CHAMBACU - LA MARINA 1 66 kV | 7/03/2016 | 12/10/2023 | El esquema ESP CHAMBACU - EL BOSQUE 2 pasa a ser CHAMBACU - LA MARINA 1 66 kV con la entrada de la SE La Marina 66 kV |
| ESP TERNERA - ZARAGOCILLA 1 66 kV | 1/06/2011 | 20/05/2021 | Se agrega segunda etapa de actuación del ESP |
| ESP CARTAGENA - ZARAGOCILLA 1 66 kV | 7/03/2016 | 20/05/2021 | Se agrega segunda etapa de actuación del ESP |
| ESP EL BOSQUE - TERNERA 1 66 kV | 23/03/2012 | ----- | Pendiente actualización por parte de AFINIA |
| ESP EL BOSQUE 4 150 MVA 220/66 kV | 2/12/2016 | ----- | |
| ESP TERNERA 3 45 MVA 66/13.8/7.2 kV y TERNERA 5 45 MVA 66/13.8/13.8 kV | 27/03/2012 | ----- | |

Fuente: IPOEMP - Primer Trimestre 2025 - XM SAS ESP

5.2.2.4.2. Consulta a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME:

La Superservicios, solicitó a la UPME información relacionada con los proyectos Subestación Campestre 66/13,8 kV, Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas, Subestación Turbaco 110 kV y obras asociadas, Nueva Subestación Pasacaballos 110 kV y obras asociadas, Repotenciación línea Bayunca - Bolívar 66 kV y obras asociadas, Repotenciación línea Villa Estrella - Bolívar 66 kV y obras asociadas, Subestación Nueva Toluviejo 110 kV y obras asociadas y Nueva Subestación Lorica 110 kV y obras asociadas. Para todos los anteriores proyectos, se solicitó entre otros:

- a. Informar si el Operador de Red ya manifestó interés en la ejecución de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013, solicitudes de modificación de la fecha de puesta en Operación y respuesta de la Unidad
- b. Informar el nombre del interventor para cada uno de los proyectos, junto con los informes de interventoría.
- c. Informar las Subestaciones en las áreas operadas por CARIBEMAR SAS ESP que ha identificado la UPME que están cercanas o han superado su nivel de cortocircuito.
- d. Finalmente, es importante conocer todas las alertas que pueda presentarnos el Planeador relacionados con las subáreas operativas a cargo del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP sobre las cuales está Superintendencia deba estar atenta, por lo cual todas las recomendaciones que nos pueda brindar la UPME son de gran importancia para nuestra labor de Inspección, Vigilancia y Control.

Al respecto, la UPME mediante oficio con radicado SSPD 20255291899242 (radicado UPME 20251520071191), indicó proyecto a proyecto:

«(...)

Subestación Campestre 66/13.8 kV:

- ✓ *Mediante radicado UPME No. 2021111003572 del 24 de marzo de 2021, se recibe Manifestación de Interés por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, para la ejecución del proyecto “Subestación Campestre 66 kV”.*
- ✓ *Mediante el radicado UPME No. 20241110330912 del 13 de diciembre de 2024, el Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP solicitó un cambio de fecha de puesta en operación del proyecto “Subestación Campestre 66 kV” para el mes de diciembre de 2026. A la fecha de respuesta de este comunicado, la unidad aún no ha dado una contestación sobre el cambio de fecha.*
- ✓ *Mediante radicado UPME No. 20241110330912 13 de diciembre de 2024, se recibe el primer informe de interventoría del proyecto “Subestación Campestre 66 kV”, en ejecución por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, a cargo del interventor José Javier Suárez.*
- ✓ *En el radicado UPME No. 20211520006901 se aprobó el concepto de conexión del proyecto “Subestación Campestre 66 kV” con una fecha de entrada en operación para diciembre del 2024, se evidencia que no fue posible cumplir con la fecha y que de acuerdo con el informe de interventoría con radicado UPME No. 20241110330912, en el cual se presentan las causas del retraso de la obra y se propone una nueva fecha de entrada en operación estimada para el año 2026.*

De acuerdo con la última información reportada según el Acuerdo CNO 696 de 2014 sobre el proyecto “Subestación Campestre 66 kV”, se registra un avance del 12% de la obra y el OR informa que los retrasos y cambios de fecha de puesta en operación se deben al aumento en los tiempos de contratación

(plazos de entrega, garantías y valores de las ofertas) por parte de los proveedores como consecuencia de la situación económica mundial, al mayor tiempo en la entrega de equipos (transformadores de potencia, módulos GIS, celdas GIS) debido a la alta demanda en los mercados internacionales por parte de los fabricantes y demora en la negociación de predios por la oposición de la comunidad y propietarios de terrenos (incluyendo los altos precios de los lotes). (...))»

«(...)

Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas:

Mediante radicado UPME No. 20211520000991 del 13 de enero de 2021, se aprueba concepto de conexión al proyecto “Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas” en ejecución por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP con una fecha de puesta en operación para el 28 de septiembre del 2024.

Mediante radicado UPME No. 20211110029802 del 10 de marzo de 2021, se recibe Manifestación de Interés por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, para la ejecución del proyecto “Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas”.

Mediante radicado UPME No. 20231110168612 del 15 de septiembre 2023, se recibe por parte de XM la confirmación y aprobación de las garantías para el proyecto “Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas” (...))»

«(...) Mediante la resolución MME 40492 del 21 de noviembre de 2022, el Ministerio de Minas y Energía modifica la Fecha de Puesta en Operación del proyecto “Subestación Carreto 500 kV y obras asociadas” para el 31 de marzo de 2027.

Mediante el radicado UPME No. 20231000014841 del 16 de febrero 2023, se modifica la fecha de puesta en operación del proyecto “Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas” moviéndola de octubre del 2026 para marzo de 2027. Lo anterior, debido a la petición del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP a través del radicado UPME No. 20231110008142. (...)

«(...) Hasta el momento **no se cuenta con informes de interventoría radicados en la UPME por parte de CARIBEMAR SAS ESP relacionados con el proyecto “Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas”, solo se cuenta con la información reportada y más actualizada según el Acuerdo CNO 696 de 2014.**

(...)

De acuerdo con la última información reportada según el Acuerdo CNO 696 de 2014 sobre el proyecto “Subestación Carreto 66 kV y obras asociadas”, **se registra un avance del 7% de la obra, y como respuesta al atraso que se viene notando, el OR informa que se implementaran medidas enfocadas en elaboración del plan de compras para gestionar la contratación de bienes y servicios del proyecto,** avanzar en los trámites de licencia ambiental y de construcción, realizar seguimiento periódico del avance del cronograma del proyecto y realizar la ejecución de obra en paralelo con la aprobación de los entregables de ingeniería.(...)» Énfasis fuera del texto

«(...)

Subestación Turbaco 110 kV y obras asociadas

- ✓ “(...) Mediante radicado UPME No. 20211520008421 del 10 de febrero de 2021, se aprueba concepto de conexión al proyecto “Subestación Turbaco 115 kV y obras asociadas” en ejecución por parte del Operador de Red

CARIBEMAR SAS ESP con una fecha de puesta en operación para el 31 de diciembre del 2024.

✓ *Mediante radicado UPME No. 20211110035702 del 24 de marzo de 2021, se recibe Manifestación de Interés por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, para la ejecución del proyecto “Subestación Turbaco 115 kV y obras asociadas”. (...)»*

✓ *«(...) Mediante el radicado UPME No. 20241110314712 del 27 de noviembre de 2024, el Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP solicitó un cambio de fecha de puesta en operación del proyecto “Subestación Turbaco 115 kV y obras asociadas” para el mes de*

✓ ***diciembre de 2027. A la fecha de respuesta de este comunicado, la unidad aún no ha dado una contestación sobre el cambio de fecha. (...)»** Énfasis fuera del texto*

✓ *«(...) Mediante radicado UPME No. 20241110314712 del 27 de noviembre de 2024, se recibe el primer informe de interventoría del proyecto “Subestación Turbaco 115 kV y obras asociadas”, en ejecución por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, a cargo del interventor José Javier Suárez. (...)»*

«(...) Nueva Subestación Pasacaballos 110 kV y obras asociadas

✓ *Mediante radicado UPME No. 20201520053111 del 30 de octubre de 2020, se aprueba concepto de conexión al proyecto “Subestación Pasacaballos 110 kV y obras asociadas” en ejecución por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP con una fecha de puesta en operación para el 30 de junio de 2024.*

- ✓ *Mediante radicado UPME No. 20211110029812 del 10 de marzo de 2021, se recibe Manifestación de Interés por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, para la ejecución del proyecto “Subestación Pasacaballos 110 kV y obras asociadas”.*
- ✓ *Mediante radicado UPME No. 20241110013902 del 29 de enero de 2024, se recibe por parte de XM la confirmación y aprobación de las garantías para el proyecto “Subestación Pasacaballos 110 kV y obras asociadas”.*
- ✓ *Mediante la resolución MME 40779 del 21 de octubre de 2019, el Ministerio de Minas y Energía establece la Fecha de Puesta en Operación del proyecto “Subestación Pasacaballos 220 kV y obras asociadas” para junio del 2024. (...)*»
- ✓ *«(...) Mediante la resolución MME 40492 del 21 de noviembre de 2022, el Ministerio de Minas y Energía modifica la Fecha de Puesta en Operación del proyecto “Subestación Pasacaballos 220 kV y obras asociadas” para el 31 de enero de 2027. (...)*»
- ✓ *«**Hasta el momento no se cuenta con informes de interventoría radicados en la UPME por parte de CARIBEMAR SAS ESP relacionados con el proyecto “Subestación Pasacaballos 110 kV y obras asociadas”, solo se cuenta con la información reportada y más actualizada según el Acuerdo CNO 696 de 2014.** (...)*» Énfasis fuera del texto
- ✓ *«(...) De acuerdo con la última información reportada según el Acuerdo CNO 696 de 2014 sobre el proyecto “Subestación Pasacaballos 110 kV y obras asociadas”, **se registra un avance del 12% de la obra**, y como respuesta al atraso que se viene notando, el OR informa que se implementaran medidas enfocadas en elaboración del plan de compras para gestionar la contratación*

de bienes y servicios del proyecto, avanzar en los trámites de licencia ambiental y de construcción, realizar seguimiento periódico del avance del cronograma del proyecto y realizar la ejecución de obra en paralelo con la aprobación de los entregables de ingeniería.(...)» Énfasis fuera del texto

«(...) Repotenciación línea Villa Estrella - Bolívar 66 kV y obras asociadas

CARIBEMAR SAS ESP no ha solicitado cambio de fecha de puesta en operación del proyecto “Repotenciación línea Villa Estrella - Bolívar 66 kV”; sin embargo, mediante varios comunicados ha ido desplazando el cronograma que a su vez mueve la FPO del proyecto, tales casos se observan mediante el radicado UPME 20221110179982 donde define el 16 de junio de 2023 como nueva FPO, y luego, en el radicado UPME No. 20241110168972, plantea la FPO para el 20 de diciembre de 2024. Por último, por retrasos expuestos y reportados según el Acuerdo CNO 696 de 2014, tiene previsto 15 de abril de 2025 como última nueva FPO. (...)»

«(...) No hay informes de interventoría radicados en la UPME del proyecto “Repotenciación línea Villa Estrella - Bolívar 66 kV”, solo se cuenta con la información reportada y más actualizada según el Acuerdo CNO 696 de 2014. (...)»

«(...) Mediante el radicado UPME No. 20241110168972, CARIBEMAR SAS ESP planteaba una fecha de puesta en operación del proyecto “Repotenciación línea Villa Estrella - Bolívar 66 kV” para el 20 de diciembre de 2024, sin embargo, por los retrasos expuestos según el Acuerdo CNO 696 de 2014 relacionados con la aprobación del permiso por parte de la ANI para el uso, ocupación e intervención de la infraestructura vial, la falta de

aprobación por parte de XM de la consignación nacional sobre la línea Bolívar – Villa Estrella 66 kV y la manifestación de oposición de la comunidad de las áreas de influencia en los tramos urbanos de la línea, se tiene prevista una fecha de puesta en operación del proyecto para el 15 de abril del 2025. (...)»

«(...) Subestación Nueva Toluviejo 110 kV y obras asociadas

Mediante radicado UPME No. 20221600028161 del 10 de marzo de 2022, se aprueba concepto de conexión al proyecto “Subestación Nueva Toluviejo 110 kV y obras asociadas” en ejecución por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP con una fecha de puesta en operación para el 30 de junio de 2025.

Mediante radicado UPME No. 20221110057412 del 5 abril de 2022, se recibe Manifestación de Interés por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, para la ejecución del proyecto “Nueva Subestación Nueva Toluviejo 110 kV y obras asociadas”.

Mediante radicado UPME No. 20221110184522 del 20 de octubre de 2022, se recibe por parte de XM la confirmación y aprobación de las garantías para el proyecto “Subestación Nueva Toluviejo 110 kV y obras asociadas”.

Mediante el radicado UPME No. 20251110065872 del 18 de marzo de 2025, el Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP solicitó un cambio de fecha de puesta en operación del proyecto “Subestación Nueva Toluviejo 110 kV y obras asociadas” para el mes de junio de 2026. A

la fecha de respuesta de este comunicado, la unidad aún no ha dado una contestación sobre el cambio de fecha. (...)»

«(...) Hasta el momento no se cuenta con informes de interventoría radicados en la UPME por parte de CARIBEMAR SAS ESP relacionados con el proyecto “Subestación Nueva Tolviejo 110 kV y obras asociadas”, solo se cuenta con la información reportada y más actualizada según el Acuerdo CNO 696 de 2014. (...)»

«(...) En el radicado UPME No. 20221600028161 se aprobó el concepto de conexión del proyecto “Subestación Nueva Tolviejo 110 kV y obras asociadas” **con una fecha de entrada en operación para junio del 2025.** Debido a que la FPO del proyecto ya está próxima a vencerse y en concordancia con la solicitud de cambio de fecha que propone el Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP mediante el radicado UPME No. 20251110065872 del 18 de marzo de 2025, se evidencia que no es posible cumplir con la FPO aprobada inicialmente.

De acuerdo con la última información reportada según el Acuerdo CNO 696 de 2014 sobre el proyecto “Subestación Nueva Tolviejo 110 kV y obras asociadas”, **se registra un avance del 34% de la obra, y como respuesta al atraso registrado en el proyecto, se llevará a cabo la energización de un banco de autotransformadores de potencia, para el correcto funcionamiento del sistema de potencia, asegurando su capacidad operativa y contribuyendo a la estabilidad de la red, se procederá con la energización provisional de la línea 717, con el fin de habilitar su operación de manera temporal,** mientras se completan los trabajos y ajustes necesarios para su puesta en servicio definitiva, se avanzará con los trámites de licencia ambiental y de construcción, se realizará seguimiento periódico del avance del cronograma del proyecto y se realizará la ejecución de obra en

paralelo con la aprobación de los entregables de ingeniería.(...)» Énfasis fuera del texto

*«(...) **Nueva Subestación Lorica 110 kV y obras asociadas***

Mediante radicado UPME No. 20241520018131 del 19 de febrero de 2024, se aprueba concepto de conexión al proyecto “Subestación Nueva Lorica 110 kV y obras asociadas” en ejecución por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP con una fecha de puesta en operación para el 31 de diciembre de 2027.

Mediante radicado UPME No. 20241110268292 del 30 septiembre de 2024, se recibe Manifestación de NO Interés por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, para la ejecución del proyecto “Subestación Nueva Lorica 110 kV y obras asociadas”. (...)» Énfasis fuera del texto.

*«(...) Debido a la manifestación de NO interés de ejecución del proyecto “Subestación Nueva Lorica 110 kV y obras asociadas” por parte del Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP, **el proyecto ahora inicio un proceso de pasar a convocatoria pública, por tanto, puede haber una posibilidad de cambio de la fecha de puesta en operación que depende del tiempo que tome la convocatoria.** (...)» Énfasis fuera del texto.*

Finalmente, la UPME frente al nivel de Cortocircuito en subestaciones a cargo de AFINIA respondió:

«(...) Con respecto a la solución para mitigar estas problemáticas de cortocircuito, es importante mencionar que la UPME adelanto una consultoría a través de la empresa HMV, con la finalidad de encontrar unas posibles alternativas para mitigar el agotamiento por cortocircuito en las subestaciones

del SIN que involucra además de otras, las cuatro (4) subestaciones eléctricas Cospique 66 kV, Ternera 66 kV, Chinú Planta 110 kV y Bosque 66 kV.

Mediante el radicado UPME 20251520029631 del 20 de febrero del 2025, se le facilitó el informe de consultoría al Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP con la finalidad ser usado como base para la construcción de unas alternativas finales que logren mitigar la problemática de cortocircuito.

Hasta el momento de respuesta de este comunicado, la UPME se encuentra a la espera de que el Operador de Red CARIBEMAR SAS ESP use de base la consultoría para dar respuesta a la solicitud, con una solución que se acerque más a la realidad actual de las subestaciones y así mitigar la problemática de agotamiento de capacidad de cortocircuito. (...)»

5.2.2.4.3. Requerimiento al Prestador AFINIA

Se solicitó a la Empresa información relacionada con los proyectos de expansión que se encuentra desarrollando en su área de influencia indicando las actividades críticas, la fecha de puesta en operación, entre otras información.

El Operador de red respondió entre otros aspectos, mediante oficio con radicado SSPD 20255291082602, que:

Subestación Campestre 66/13.8 kV:

Mediante oficio con radicado AFINIA 2021020000016591 de 24 de marzo de 2021 le informó a la UPME:

*«(...) De acuerdo a lo manifestado por la unidad en el comunicado UPME bajo radicado 20211520006901; Afinia dentro del marco regulatorio de la Resolución CREG 024 de 2013 en el artículo 4, **manifiesta su interés de ejecución para el proyecto Subestación Campestre 66 kV, anexando el cronograma de ejecución del proyecto (Anexo 2) e indicado de acuerdo con el***

Parágrafo del artículo 26 de la resolución CREG 024 de 2013, que el interventor del proyecto es el ingeniero Heyder Salamanca Florez (hsalamanca@afinia.com.co responsable de Desarrollo Alta tensión de AFINIA.(...))»

Dentro de la información suministrada por el Prestador a esta Superintendencia se suministró el cronograma de ejecución del proyecto con fecha de puesta en operación (FPO) 31/12/2024, adicionalmente, mediante información suministrada para el ítem 3.2.5. Informe sobre la ejecución del plan de expansión y proyectos del SDL y STR, AFINIA Informó:

«(...) *Proyectos de expansión STR/SDL que actualmente están en ejecución:*

Figura 37. Proyectos de expansión STR/SDL en ejecución

| Proyecto de Expansión | Manifestación de interés (Si/No) | FPO | Estado de Ejecución |
|------------------------------|---|------------|---|
| Nueva Toluviejo 220/110 kV | Si | jun-25 | 34% de avance |
| Carreto 500/66 kV | Si | mar-27 | En proceso de confirmar vehículo para su ejecución. |
| Pasacaballo 220 kV | Si | ene-27 | En proceso de confirmar vehículo para su ejecución. |
| Turbaco 110/13,8 kV | Si | dic-27 | 15% de avance |
| Campestre 66 kV | Si | dic-26 | 17% de avance |

Fuente: AFINIA

Como se puede observar en la **Figura 37**, el proyecto presenta un 17% de ejecución de avance y la Fecha de Puesta en Operación - FPO es dic-26.

Dentro de la visita de la Evaluación Integral, la SSPD solicitó información del estado del proyecto y el cronograma de ejecución con el fin de conocer el estado del mismo. En la **Figura 38** se muestra el cronograma actualizado suministrado por Afinia como parte de los compromisos de la visita.

Figura 38. Cronograma Subestación Campestre 66 kV

| Id | Modo de tarea | Nombre de tarea | Duración de línea base | Comienzo de línea base estimado | Fin de línea base |
|-----|---------------|--|------------------------|---------------------------------|---------------------|
| 0 | | SE CAMPESTRE | 1099 días | jue 30/6/22 | lun 21/12/26 |
| 1 | | Subestación Campestre 66/13.8 Kv de 2x50 MVA | 1099 días | jue 30/6/22 | lun 21/12/26 |
| 2 | | H: Acta de constitución del proyecto | 0 días | jue 30/6/22 | jue 30/6/22 |
| 3 | | H: Contrato de conexión | 0 días | lun 28/4/25 | lun 28/4/25 |
| 4 | | Gestión de la contratación | 1000 días | lun 21/11/22 | lun 21/12/26 |
| 5 | | Proceso- Lote | 223 días | lun 23/1/23 | jue 21/12/23 |
| 17 | | Proceso - Diseño Subestación | 270 días | jue 27/7/23 | mar 3/9/24 |
| 61 | | Proceso - Diseño de Líneas | 763 días | lun 21/11/22 | mar 30/12/25 |
| 149 | | Proceso - Celdas de Media Tensión 13.8 kV | 524 días | mié 30/10/24 | lun 21/12/26 |
| 193 | | Proceso - Transformadores de Potencia | 167 días | mié 30/10/24 | vie 4/7/25 |
| 237 | | Proceso - Estructuras Metálicas | 524 días | mié 30/10/24 | lun 21/12/26 |
| 281 | | Proceso- Sistema de Control | 524 días | mié 30/10/24 | lun 21/12/26 |
| 325 | | Proceso- Medidor de calidad | 524 días | mié 30/10/24 | lun 21/12/26 |
| 369 | | Proceso-OC+ ME Líneas AT | 150 días | mar 29/4/25 | jue 4/12/25 |
| 413 | | Proceso- OC+ME Subestaciones | 173 días | mar 29/4/25 | vie 9/1/26 |
| 457 | | Gestión de Diseño | 542 días | mar 8/8/23 | lun 20/10/25 |
| 458 | | Subestación Campestre | 272 días | lun 18/3/24 | lun 28/4/25 |
| 468 | | Estructuras Metálicas | 72 días | mar 24/6/25 | vie 3/10/25 |
| 475 | | Línea Campestre - Ternera | 423 días | mar 8/8/23 | lun 28/4/25 |
| 482 | | Línea Campestre - Bosque | 423 días | mar 8/8/23 | lun 28/4/25 |
| 489 | | Sistema de Control y Protección | 105 días | mar 20/5/25 | lun 20/10/25 |
| 500 | | Gestión Técnica | 346 días | lun 28/4/25 | vie 25/9/26 |
| 573 | | Construcción | 232 días | jue 20/11/25 | mar 3/11/26 |
| 574 | | Contratista OC + ME Línea Turbaco - Ternera | 157 días | vie 5/12/25 | jue 30/7/26 |
| 579 | | Contratista OC + ME Línea Turbaco - Pasacaballo | 157 días | vie 5/12/25 | jue 30/7/26 |
| 584 | | Contratista OC+ME Subestación Campestre | 232 días | jue 20/11/25 | mar 3/11/26 |
| 626 | | Acuerdo CNO1214 y Puesta en Servicio Subestación | 1099 días | jue 30/6/22 | lun 21/12/26 |

Fuente: AFINIA

Subestación Turbaco 110/13.8 kV:

Mediante oficio con radicado AFINIA 2021020000016601 de 24 de marzo de 2021 le informó a la UPME:

*«(...) De acuerdo a lo manifestado por la unidad en el comunicado UPME bajo radicado 20211520008421; Afinia dentro del marco regulatorio de la Resolución CREG 024 de 2013 en el artículo 4, **manifiesta su interés de ejecución para el proyecto Subestación Turbaco 110/13.8 kV, anexando el cronograma de ejecución del proyecto (Anexo 2) e indicado de acuerdo con el Parágrafo del artículo 26 de la resolución CREG 024 de 2013, que el***

interventor del proyecto es el ingeniero Heyder Salamanca Florez (hsalamanca@afinia.com.co) responsable de Desarrollo Alta tensión de AFINIA.(...)»

Dentro de la información suministrada por el Prestador a esta Superintendencia se suministró el cronograma de ejecución del proyecto con fecha de puesta en operación (FPO) 31/12/2024.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, el proyecto presenta un 15% de ejecución de avance y la Fecha de Puesta en Operación - FPO es dic-27.

Adicionalmente el Prestador en la también suministró un informe de avance del proyecto Turbaco, y en el mencionado informe solicita desplazar la fecha de puesta en operación para el año 2027, de acuerdo con los tiempos establecidos en el cronograma.

Figura 39. Estado actual del proyecto Turbaco

| Descripción | Observación |
|---|--|
| Suministros | |
| Transformador de potencia 110/13.8 Kv 30MVA | <ul style="list-style-type: none"> • Mayores tiempos en la entrega de los equipos por alta demanda de los mercados extranjeros. • Mayores tiempos en la contratación por condicionamientos de las ofertas de bienes y servicios (tiempo de entrega, garantías de las ofertas, valor de la oferta), por parte de los proveedores a raíz de la situación económica mundial. • Reestructuración empresarial de algunos de los oferentes lo que afecta las negociaciones y tiempos de entrega de los equipos. |
| Módulos GIS 110 kV | <ul style="list-style-type: none"> • Mayores tiempos en la entrega de los equipos por alta demanda de los mercados extranjeros. • Mayores tiempos en la contratación por condicionamientos de las ofertas de bienes y servicios (tiempo de entrega, garantías de las ofertas, valor de la oferta), por parte de los proveedores a raíz de la situación económica mundial. |
| Celdas 13.8 kV | <ul style="list-style-type: none"> • Mayores tiempos en la entrega de los equipos por alta demanda de los mercados extranjeros. • Mayores tiempos en la contratación por condicionamientos de las ofertas de bienes y servicios (tiempo de entrega, garantías de las ofertas, valor de la oferta), por parte de los proveedores a raíz de la situación económica mundial. |
| Servidumbre | |
| Servidumbre | <ul style="list-style-type: none"> • Mayores tiempos en la obtención de la licencia ambiental de las líneas y subestaciones, lo que ha retrasado la finalización de los diseños. • Oposición de las comunidades para la negociación de las servidumbres • Demoras en las negociaciones de los predios por los altos precios de estos. |
| Sistema de control y protección | |
| Sistema de control y protección | Debido a los inconvenientes con la negociación de la servidumbre, la obtención de la licencia ambiental y la adquisición del lote, se han presentado inconvenientes para el inicio de las obras. |
| Construcción de obra civil y montaje electromecánico | |
| Construcción de obra civil y montaje electromecánico | Debido a los inconvenientes con la negociación de la servidumbre, la obtención de la licencia ambiental y la adquisición del lote, se han presentado inconvenientes para el inicio de las obras. |

Fuente: AFINIA

Subestación Tolviejo 220/110 kV:

Mediante oficio con radicado AFINIA 2022023300015841 de 5 de abril de 2022 le informó a la UPME:

«(...) El pasado 11 de marzo de 2022 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. – AFINIA recibió mediante comunicado UPME No 2022050010102762 concepto de conexión y solicitud de manifestación de interés de ejecución del proyecto “Subestación Nueva Tolviejo 220/110 kV”. Por lo anterior, y con base

en las resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 097 de 2088 y CREG 024 de 2013 mediante las cuales se establece el procedimiento para el estudio y aprobación de conexiones al STN, CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P. remite a la Unidad manifestación de Interés en ejecutar las obras de expansión asociadas al proyecto “Nueva Toluviejo 220/110 kV” dentro del marco regulatorio de la resolución CREG 024 de 2013.

AFINIA, como soporte a la manifestación de interés de ejecución para el proyecto “Nueva Toluviejo 220/110 kV”, anexa cronograma de ejecución del proyecto del proyecto (Anexo 1) y se permite indicar de acuerdo con el Parágrafo del artículo 26 de la resolución CREG 024 de 2013, que el interventor del proyecto es el ingeniero Heyder Salamanca Florez (hsalamanca@afinia.com.co responsable de Desarrollo Alta tensión de AFINIA. (...))»

Frente al Proyecto Toluviejo 110 kV, en la visita de la Evaluación Integral se informó por parte del operador de red que el proyecto cuenta con un avance del 34% y fecha de puesta en operación oficial para junio de 2025, la empresa informa que solicitó modificación de la FPO al Minenergía, sin embargo, esta solicitud fue trasladada a la UPME por no considerarlo de su competencia. Se solicitó a la empresa un informe detallado del estado del proyecto, se deja claridad por parte de esta Superintendencia que a la fecha no se han entregado informes de interventoría ante esta entidad como cumplimiento a la Resolución CREG 024 de 2013.

En respuesta a los compromisos de la visita, suministraron un informe de avance del Proyecto Toluviejo en el cual indican:

«(...) Teniendo en cuenta los atrasos generados siendo el más relevante la gestión predial ante la dificultad de concertar con los propietarios la constitución

de servidumbres lo que afecta directamente la generación de diseños, proceso de obtención de licencia ambiental y construcción e inicio de la ejecución, CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P emite comunicado el 20 de marzo de 2025 con radicado No 2025023300028041 con asunto “Solicitud de cambio de fecha de puesta en operación (FPO) del proyecto Subestación Nueva Toluvié 220/110 kV-concepto UPME 20221600028161”, indicando lo siguiente:

“Con el fin de mitigar la sobrecarga de los transformadores Chinú 500/110 kV ante una condición N-1, reducir restricciones operativas y mejorar las condiciones de tensión en la zona de bolívar sur (cargas atendidas desde El Carmen 110kV), CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P ha definido la estrategia de energización del proyecto de la siguiente manera...”

Fase 1 FPO: (Fecha Puesta en Operación del proyecto): Marzo 2026

Fase 2 FPO: (Fecha Puesta en Operación del proyecto): junio 2026

A la fecha de generación del presente informe se espera respuesta ante la solicitud mencionada por parte de la UPME. (...)»

«(...) 8.1 Licencia Ambiental

*A fecha de corte del presente informe CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P **informa que fue radicado el estudio de Impacto ambiental (EIA) el 11 de abril 2025 ante la Corporación Autónoma regional de Sucre (CARSUCRE) mediante comunicado con asunto “Solicitud de Licencia Ambiental, “Proyecto de construcción, operación, desmantelamiento y abandono de la subestación Nueva Toluvié y sus líneas asociadas (LN717, LN737, LN739, LN761)” a 110 kV, ubicada en el municipio de Toluvié departamento de Sucre” bajo radicado No 2921.***

CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P realiza acercamientos con la corporación con el fin de obtener este requisito en un periodo de tres meses posterior a la radicación del estudio de Impacto ambiental (EIA). (...). Énfasis fuera del texto.

«(...) 8.4 Suministros

***Autotransformadores de potencia 220/110 kV de 50MVA:** El proceso de contratación para el suministro de los autotransformadores de potencia, inició en abril de 2024 bajo el contrato 4122000070 con el proveedor WEG. Actualmente, el contrato se encuentra en ejecución, en etapa de revisión y aprobación de ingeniería. Según cronograma del fabricante, la entrega en sitio del primer banco está programada para diciembre de 2025, y el armado para enero de 2026.*

***Transformadores de puesta a tierra:** El proceso de contratación para el suministro de los transformadores de puesta a tierra, inició en abril de 2024 bajo el contrato 4122000070, suscrito con el proveedor WEG. Actualmente, el contrato se encuentra en ejecución, en etapa de revisión y aprobación de ingeniería. Según cronograma ajustado por el fabricante, la entrega en sitio de los equipos está programada para diciembre de 2025.»*

«8.5 Avance del Proyecto

A la fecha CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P reporte el avance del proyecto en nueva versión de cronograma relacionando las siguientes fechas de puesta en operación de acuerdo con el comunicado emitido a la UPME el 20 de marzo 2025 con radicado 2025023300028041:

Fase 1 FPO: (Fecha Puesta en Operación del proyecto): Marzo 2026

Fase 2 FPO: (Fecha Puesta en Operación del proyecto): junio 2026

Con fecha de corte al 24 de abril se tiene un avance programado de 48% y un avance ejecutado de 44% generando una desviación del 4%, teniendo avance en los siguientes hitos:

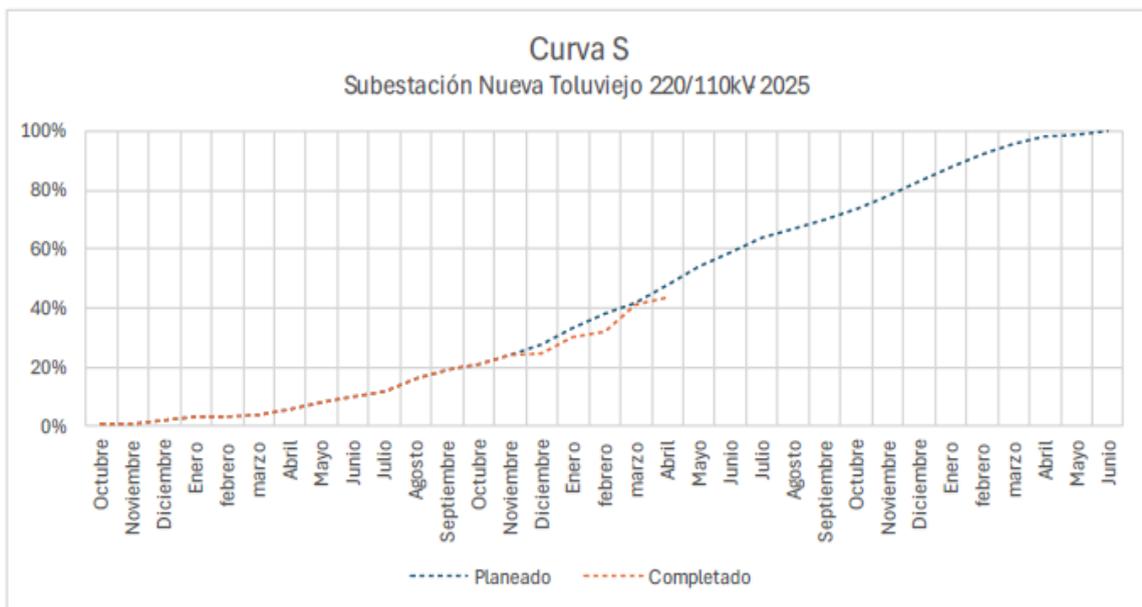
- ✓ *Gestión de diseños de líneas: Los diseños de las líneas se encuentran aprobados.*
- ✓ *Gestión de diseños de la subestación: Los diseños de la subestación se encuentran en revisión para cierre de la ingeniería.*
- ✓ *Radicación del EIA para la licencia ambiental: Radicado el EIA el pasado 11 de abril del 2025 para la obtención de la licencia ambiental.*
- ✓ *Auto transformadores de potencia: Se encuentran en fabricación y el primer banco se recibirá en sitio en diciembre 2025.*
- ✓ *Transformadores de PAT: Se encuentran en fabricación y se estima recibir en sitio en diciembre 2025.*
- ✓ *Equipos de patio: Recepción en sitio de los equipos de patio de las bahías de líneas.*

Los atrasos generados principalmente son a causa de la gestión predial y obtención de licencia ambiental, sobre lo cual se adelantan los trámites pertinentes tanto en la adquisición de servidumbres realizando los acercamientos correspondientes con propietarios y estudio de predios, asimismo, para la obtención de licencia ambiental se realiza la radicación de estudio de impacto ambiental y continua la gestión ante la corporación ambiental.

Los atrasos generados principalmente son a causa de la gestión predial y obtención de licencia ambiental, sobre lo cual se adelantan los trámites pertinentes tanto en la

adquisición de servidumbres realizando los acercamientos correspondientes con propietarios y estudio de predios, asimismo, para la obtención de licencia ambiental se realiza la radicación de estudio de impacto ambiental y continua la gestión ante la corporación ambiental.»

Figura 40. Curva S



Fuente: Informe Andina Energía¹⁶

Adicionalmente el informe menciona:

«(...) *CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P* manifiesta que contara con la licencia de construcción de la subestación Nueva Toluvejo **en el mes de mayo 2025**. (...)»

Énfasis fuera del texto

Adicionalmente, en el documento **“INFORME DE AVANCE DE PROYECTO SUBESTACIÓN NUEVA TOLÚ VIEJO”** menciona:

¹⁶ Contrato 4125000017 **INTERVENTORÍA DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURA, MANTENIMIENTO Y REPOSICIÓN EN LAS REDES DE ALTA TENSIÓN EN SU ÁREA DE INFLUENCIA, DESDE LA ETAPA DE INICIO DE OBRAS HASTA LA PUESTA EN SERVICIO**

«(...) En cuanto a los informes de interventoría, CARIBEMAR ha enviado a la UPME, los reportes trimestrales correspondientes, en el cual se incluye la información general del proyecto, el seguimiento a su ejecución, el avance alcanzado, la fecha estimada de puesta en operación (FPO), así como las medidas de mitigación frente al impacto generado por los retrasos, notificando de esta manera los por menores del proyecto. (...)»

«(...) Actualmente, el proyecto se encuentra en la etapa de cierre de la ingeniería de detalle, previo al inicio de obra, por lo que CARIBEMAR ha activado el contrato de interventoría quien inició la revisión de los planos "aprobados para construcción" y demás requisitos técnicos y normas aplicables por lo que, CARIBEMAR procederá a remitir los informes de interventoría ante la SSPD, UPME y al agente encargado del proyecto.

De acuerdo con los comunicados anteriormente mencionados, AFINIA ha actuado conforme a lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2013. en cumplimiento de las obligaciones establecidas en dicha resolución, y considerando la modificación del cronograma aprobada.

El pasado 12 de diciembre de 2024 CARIBEMAR informó a la SSPD con el radicado No 2024033000101561 el estado actual del proyecto Subestación Nueva Tolú Viejo, en respuesta al Radicado No. 20242224727851. (Ver anexo 10) (...)»
Énfasis fuera del texto.

Finalmente, la SSPD mediante correo electrónico de 15 de mayo de 2025 consultó a AFINIA:

«(...) Mientras que el proyecto Toluviejo entra en operación se solicita informar cuales son las medidas de mitigación propuestas por AFINIA, lo anterior con el fin de no

poner en riesgo la atención de la demanda. Se solicita enviar las obras propuestas junto con las fechas en las cuales estarán disponibles esas obras para el sistema. Favor suministrar cronograma de ejecución e implementación de esas obras de mitigación que estarían a cargo de AFINIA. (...)»

A lo cual el Prestador indicó:

«(...) **Como se ha indicado en los diferentes comités, desde Afinia no se tienen previstas acciones de mitigación en la zona.** Todos los esfuerzos operativos de la compañía están enfocados en la energización de la Subestación Nueva Toluviejo por fases, siendo la primera fase la más significativa debido a los transformadores Chinú 500/110 kV 1, 2 y 3, cuya puesta en operación está prevista para marzo de 2026. La segunda fase está programada para junio de 2026. (...)

Subestación Arjona 110/66/13.8 kV:

Mediante oficio con radicado AFINIA 2024023300075751 de 30 de septiembre de 2024 le informó a la UPME:

«(...) Por lo anterior, y con base en las Resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 024 de 2013 y CREG 015 de 2018 mediante las cuales se establece el procedimiento para el estudio y aprobación de conexiones al STN, CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P. **remite a la Unidad la no manifestación de interés en ejecutar las obras de expansión asociadas al proyecto “Nueva Arjona 110/66/13.8 kV”** dentro del marco regulatorio de la resolución CREG 024 de 2013.

Por lo anterior, CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P. – AFINIA solicita que se inicie el proceso de convocatoria Pública bajo los lineamientos descritos en la resolución CREG 024-2013 para la construcción del proyecto.

Adicionalmente, al tratarse el alcance del 'proyecto de obras de mitigación en el corto y mediano plazo 'para atender las restricciones en la red Bolívar hasta la entrada en operación del proyecto de expansión estructural Carreto 500/66 kV, con el objetivo de garantizar la adecuada ejecución del proyecto solicita a La unidad informar a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P. – AFINIA previó a la publicación de la convocatoria pública para validar las condiciones operativas del sistema y armonizar el alcance técnico a publicar a través de convocatoria pública, teniendo en cuenta la expansión de la zona. (...)»

Subestación Pasacaballos 220/110 kV:

Mediante oficio con radicado AFINIA 2024023300020811 de 18 de marzo de 2024 le informó a la UPME:

«(...) Teniendo en cuenta la información previa, CARIBEMAR desea señalar que la garantía No 07005058000475515 presentada han sido confirmadas y aprobadas por XM, según lo indica XM vía correo electrónico (ver Anexo 3). Asimismo a través de este documento, reiteramos que AFINIA, como el Operador de Red Incumbente en la zona, mantiene su firme interés en llevar a cabo las obras relacionadas con el proyecto “Subestación Pasacaballos 220/110 kV. (...)»

Adicionalmente, dentro de la información suministrada por AFINIA en el proceso de la visita a la Evaluación Integral informó que se encuentra “*En proceso de confirmar el vehículo de ejecución*”.

Al respecto, en reunión de la Visita de la Evaluación Integral AFINIA informó que los dos proyectos no están cerrando financieramente y que están buscando al parecer que los mismos sean desarrollados por terceros entre ellos se encuentran Celsia Colombia, ISA_INTERCOLOMBIA y otros dos inversionistas de los cuales no se entregó información. Frente a la información suministrada a la Superintendencia, no se

indicó el nombre del interventor y a la fecha tampoco han sido suministrados informes de interventoría de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 024 de 2013.

En respuesta a los compromisos de la visita, suministraron un informe de avance del Proyecto Pasacaballos en el cual indican:

«(...) 4. Avance físico

Actualmente, nos encontramos a la espera por parte de ISA de la confirmación a la respuesta del comunicado enviado a CARDIQUE frente al diagnóstico ambiental de alternativas (DAA) (Anexo 04), que habilita por parte de ISA la adquisición del terreno para la construcción de la subestación Pasacaballos 220 kV, y terrenos complementarios para la construcción de las obras del STR que estarán a cargo de AFINIA. Considerando lo anterior, AFINIA está a la espera de la definición por parte de ISA del terreno adquirido para habilitar la contratación y ejecución de los diseños de la subestación eléctrica y sus líneas de transmisión asociadas, más la radicación de las licencias. (...)

Cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2013

Si bien, el desarrollo del proyecto depende en gran medida de la selección del inversionista del STN —proceso que se concretó en 2024—, a la fecha, este aún no ha definido los terrenos necesarios para el inicio de varias actividades críticas, no obstante, en aras de honrar nuestros compromisos regulatorios y contribuir activamente a la viabilidad del proyecto, gestionamos la renovación del contrato de Interventoría con ANDINA DE ENERGÍA S.A.S.(Renovación 1 4122000145) en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2013.

El cronograma del proyecto de la Subestación Pasacaballo contempla las fases y actividades necesarias para su ejecución (Figura 2) encontrándose actualmente en las gestiones previas a la construcción: i) gestión de la contratación, ii) gestión de diseños, iii) gestión técnica, iv) gestión predial, v) gestión ambiental, vi) gestión social y, vii) gestión de las licencias, de acuerdo con el cronograma en el cual se estableció como fecha de inicio de ejecución (FIE) es el 01/06/2026. (...)»

En la **Figura 41** se muestra el cronograma suministrado por AFINIA.

Figura 41. Cronograma Subestación Pasacaballos

| Nombre de tarea | Duración | Comienzo | Fin |
|--|------------------|---------------------|---------------------|
| ▾ Subestación Pasacaballo | 1235 días | lun 31/1/22 | vie 29/1/27 |
| H: Acta de constitución del proyecto | 0 días | lun 31/1/22 | lun 31/1/22 |
| H: Contrato de conexión | 0 días | lun 30/12/24 | lun 30/12/24 |
| ▷ Gestión de la contratación | 611 días | jue 17/8/23 | mié 11/2/26 |
| ▷ Gestión de Diseño | 369 días | mar 14/5/24 | lun 10/11/25 |
| ▷ Gestión Técnica | 414 días | jue 6/2/25 | jue 15/10/26 |
| ▾ Construcción | 311 días | vie 10/10/25 | jue 21/1/27 |
| FECHA DE INICIO EJECUCIÓN PROYECTO | 0 días | lun 1/6/26 | lun 1/6/26 |
| ▷ Contratista OC + ME Línea Nueva Toluviejo - Ternera | 157 días | mar 2/6/26 | jue 21/1/27 |
| ▷ Contratista OC + ME Línea Nueva Cospique - Turbaco | 157 días | mar 2/6/26 | jue 21/1/27 |
| ▷ Contratista OC+ME Subestación Pasacaballo | 262 días | vie 10/10/25 | mar 10/11/26 |
| ▷ Acuerdo CNO1214 y Puesta en Servicio Subestación | 1201 días | lun 31/1/22 | vie 11/12/26 |
| ▷ Actividades Administrativas | 87 días | mié 23/9/26 | vie 29/1/27 |

Fuente: AFINIA

También se informa de las próximas actividades a desarrollar dentro de la ejecución del proyecto.

Subestación Carreto 500/66 kV:

Mediante oficio con radicado AFINIA 2023023300062921 de 29 de septiembre de 2023 le informó a la UPME:

«(...) Teniendo en cuenta la información previa, CARIBEMAR desea señalar que las garantías presentadas han sido confirmadas y aprobadas por XM, según lo comunicado en el radicado 23234402686-1 de XM. Asimismo, a través de este documento, reiteramos que AFINIA, como el Operador de Red Incumbente en la zona, mantiene su firme interés en llevar a cabo las obras relacionadas con el proyecto “Subestación Carreto 500/66 kV. (...)»

Adicionalmente, dentro de la información suministrada por AFINIA en el proceso de la visita a la Evaluación Integral informó que se encuentra *“En proceso de confirmar el vehículo de ejecución”*.

Al respecto, en reunión de la Visita de la Evaluación Integral AFINIA informó que los dos proyectos no están cerrando financieramente y que están buscando al parecer que los mismos sean desarrollados por terceros entre ellos se encuentran Celsia Colombia, ISA_INTERCOLOMBIA y otros dos inversionistas de los cuales no se entregó información. Frente a la información suministrada a la Superintendencia, no se indicó el nombre del interventor y a la fecha tampoco han sido suministrados informes de interventoría de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 024 de 2013.

En respuesta a los compromisos de la visita, suministraron un informe de avance del Proyecto Carreto 500/66 kV con corte a marzo de 2025 en el cual mencionan que el proyecto tiene un avance ejecutado del 23% vs 37% de avance proyectado y resaltan algunos avances significativos en:

«(...)

- ✓ *Gestión de diseños de líneas eléctricas: Se ha finalizado la formulación de las alternativas técnicas para las líneas de transmisión, así como los estudios de campo requeridos, incluyendo: topografía, estudios de suelos, resistividad y aspectos medioambientales. Asimismo, se ha completado la ingeniería básica de las líneas de transmisión, y se proyecta la finalización de la ingeniería de detalle para el 27 de noviembre de 2025.*
- ✓ *Gestión ambiental y social: Desde la gestión ambiental del proyecto de la línea Carreto - Calamar, se han realizado múltiples acciones orientadas a garantizar el cumplimiento de los requisitos normativos y la adecuada caracterización del entorno. Se solicitaron los Planes de Ordenamiento y Manejo de Cuencas Hidrográficas relevantes, así como los Planes Básicos de Ordenamiento Territorial y de Gestión del Riesgo de los municipios involucrados. También se gestionaron los términos de referencia para el permiso de recolección de especímenes silvestres con fines de elaboración de estudios ambientales ante CARDIQUE. Adicionalmente, se realizaron presentaciones del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) ante autoridades municipales y comunidades, incluyendo Juntas de Acción Comunal, y se adelantaron consultas con el Ministerio del Interior para definir la procedencia de la Consulta Previa.*

Estas acciones han permitido avanzar en la consolidación de la información ambiental y social requerida para la estructuración del proyecto, fortaleciendo el relacionamiento con actores institucionales y comunitarios en el área de influencia.

Cumplimiento de la Resolución CREG 024 de 2013

Si bien, el desarrollo del proyecto depende en gran medida de la selección del inversionista del STN —proceso que se concretó en 2024—, a la fecha, no se ha informado por parte del promotor la ubicación del terreno para el inicio de varias actividades críticas, no obstante, en aras de honrar nuestros compromisos regulatorios y contribuir activamente a la viabilidad del proyecto, gestionamos la renovación del contrato de Interventoría con ANDINA DE ENERGÍA S.A.S.(Renovación 1 4122000145) en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2013.

El cronograma del proyecto de la Subestación Carreto contempla las fases y actividades necesarias para su ejecución (Figura 2) encontrándose actualmente en las gestiones previas a la construcción: i) gestión de la contratación, ii) gestión de diseños, iii) gestión técnica, iv) gestión predial, v) gestión ambiental, vi) gestión social y, vii) gestión de las licencias, de acuerdo con el cronograma en el cual se estableció como fecha de inicio de ejecución (FIE) es el 12/05/2026. (...)»

En la **Figura 42** se muestra el cronograma suministrado por AFINIA.

Figura 42. Cronograma Subestación Carreto

| Nombre de tarea | Duración | Comienzo | Fin |
|--|------------------|--------------------|--------------------|
| ▲ Subestación Carreto 2x150 MVA | 1268 días | lun 14/2/22 | mié 31/3/27 |
| H: Acta de constitución del proyecto | 1 día | lun 14/2/22 | lun 14/2/22 |
| H: Contrato de conexión | 1 día | lun 30/12/24 | lun 30/12/24 |
| ▷ Gestión de la contratación | 1031 días | mar 15/2/22 | jue 16/4/26 |
| ▷ Gestión de Diseño | 799 días | mar 11/10/22 | jue 15/1/26 |
| ▷ Gestión Técnica | 844 días | lun 10/7/23 | vie 18/12/26 |
| ▲ Construcción | 741 días | jue 14/3/24 | mar 23/3/27 |
| FECHA DE INICIO EJECUCIÓN PROYECTO | 1 día | mar 12/5/26 | mar 12/5/26 |
| ▷ Reconfiguración Línea Gambote | 157 días | jue 6/8/26 | mar 23/3/27 |
| ▷ Reconfiguración Línea Calamar | 157 días | jue 6/8/26 | mar 23/3/27 |
| ▷ Reconfiguración Línea San Jacinto | 157 días | jue 6/8/26 | mar 23/3/27 |
| ▷ Reconfiguración Línea Zambrano | 157 días | jue 6/8/26 | mar 23/3/27 |
| ▷ Reconfiguración Línea El Carmen | 157 días | jue 6/8/26 | mar 23/3/27 |
| ▷ Contratista OC+ME Subestación Carreto | 692 días | jue 14/3/24 | mié 13/1/27 |
| ▷ Acuerdo CNO1214 y Puesta en Servicio Subestación | 1233 días | lun 14/2/22 | jue 11/2/27 |
| ▷ Actividades Administrativas | 77 días | vie 11/12/26 | mié 31/3/27 |

Fuente: AFINIA

También se informa de las próximas actividades a desarrollar dentro de la ejecución del proyecto.

Adicionalmente, en respuesta a solicitud de aclaración solicitada por la Superintendencia frente al estado de los informes de interventoría de las SE Pasacaballos 220/110 kV y SE CARRETO 500/66 kV, respecto a los compromisos AFINIA informó:

«(...) Si bien el desarrollo de estos proyectos depende en gran medida de la selección del inversionista del STN —proceso que se concretó en 2024—, hasta la fecha éste no ha definido los terrenos necesarios para el inicio de varias actividades críticas. No obstante, en aras de honrar nuestros compromisos regulatorios, hemos gestionado la renovación del contrato de interventoría con ANDINA DE ENERGÍA S.A.S. (Renovación 1-4122000145), en estricto cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 26 de la Resolución CREG 024 de 2013. Asimismo, la designación de la firma interventora y el cronograma de ejecución de cada proyecto fueron notificados a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) mediante los radicados 2025023300041631 (Subestación Carreto) y 2025023300041651 (Subestación Pasacaballos).

Conforme al artículo 24 de la misma resolución, **la Fecha de Inicio de Ejecución (FIE) se ajusta al cronograma aprobado: 12 de mayo de 2026 para la Subestación Carreto y 1 de junio de 2026 para la Subestación Pasacaballos. En consecuencia, el primer informe de interventoría será presentado dentro de los noventa (90) días siguientes al inicio físico de cada obra.** Reiteramos nuestro compromiso de remitir todos los reportes de acuerdo con la resolución una vez se inicien los trabajos,

así como de suministrar informes complementarios adicionales en caso de requerirse.

(...)» Énfasis fuera del texto.

Como parte de los compromisos de la visita de la Evaluación Integral, AFINIA suministro el documento “*Informe Vehículo de Ejecución de los Proyectos Pasacaballos y Carreto*”. De igual manera el Prestador menciona:

«(...) 1. Introducción

La ejecución de los proyectos de las subestaciones Carreto y Pasacaballos es prioritaria para fortalecer la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica en zonas críticas del área operativa de AFINIA. Estos proyectos cuentan con garantías de ejecución constituidas por AFINIA ante XM S.A. E.S.P. por valor de 24.389 MCOP y 29.059 MCOP respectivamente, lo que refuerza la relevancia estratégica para el sistema eléctrico nacional e imagen corporativa.

No obstante, ante las restricciones presupuestales actuales y la no disponibilidad de recursos propios para asumir inversiones de gran escala —una situación financiera que se encuentra detalladamente explicada en el capítulo 6 del presente informe—, se hace necesario explorar esquemas alternativos de financiación que permitan viabilizar estos proyectos estratégicos sin comprometer el flujo de caja de la compañía durante su ejecución. AFINIA, comprometida con el cumplimiento de sus metas de calidad y expansión, busca avanzar en la materialización de estas obras mediante estructuras no tradicionales apalancadas en capital privado, que permitan combinar eficiencia operativa con sostenibilidad financiera.

2. Objetivo de la Propuesta

Diseñar y proponer modelos de financiación que permitan la ejecución de las subestaciones Carreto y Pasacaballos a través de la participación de inversionistas que asuman el 100% del CAPEX, sin requerir desembolsos iniciales por parte de AFINIA, y garantizando la transferencia eficiente y oportuna de los activos.

3. Restricciones Presupuestales de AFINIA

En línea con su plan de inversiones, AFINIA ha focalizado sus recursos actuales en proyectos de alto impacto regulatorio a corto plazo, tales como la renovación de activos críticos para la mejora de los indicadores de calidad del servicio (SAIDI y SAIFI) y el fortalecimiento de redes con alta cargabilidad.

Dado este contexto, los proyectos de Pasacaballos y Carreto, aunque estratégicos, no pueden ser abordados con recursos propios sin afectar otras inversiones necesarias para mantener el desempeño del sistema.

Esta situación plantea el reto —y la oportunidad— de implementar mecanismos financieros alternativos que viabilicen estos proyectos de forma innovadora, eficiente y financieramente sostenible. (...)»

Adicionalmente, presenta unas “*Alternativas de Financiación Consideradas*”, en la que se presenta un resumen de cada una de las Alternativas consideradas por AFINIA:

- ✓ Financiación mediante Canon.
- ✓ Financiación mediante Compra de Bien Futuro.
- ✓ Leasing Financiero con Opción de Compra.

Figura 43. Resumen comparativo

| Opción | Riesgo de Ejecución | Inversión Inicial AFINIA | Pagos Condicionados | Garantías Clave para AFINIA | Garantías Clave para el Inversionista |
|------------------------------|---------------------|--------------------------|---------------------|--|---|
| Canon | Inversionista | No | Por disponibilidad | Supervisión técnica, penalidades, reversión del activo | Contrato con pagos estables, cuenta exclusiva para pagos, respaldo con ingresos regulados |
| Compra de Bien Futuro | Inversionista | No | A entrega validada | Penalizaciones, pago condicionado a certificación técnica, supervisión | Contrato firme de compra, verificación técnica como condición, cesión del contrato a terceros |
| Leasing Financiero | Inversionista | No | Cuotas periódicas | Opción de compra, auditoría técnica, mantenimiento, resolución | Contrato fijo, póliza de cumplimiento, propiedad del activo hasta la compra final |

Fuente: AFINIA

El documento presenta también una explicación de la situación financiera de AFINIA, frente a este punto, el Grupo Técnico de Gestión de Energía (DTGE) no se manifestará en este aparte del informe dado que este es un ítem específico revisado por el Grupo Financiero de la DTGE. Adicional a lo mencionado, AFINIA presenta los avances que ha realizado hacia la implementación de una posible solución.

«(...) 7. Avances de AFINIA hacia la implementación

AFINIA ha dado pasos concretos para avanzar en la estructuración de estos modelos de financiación, con el objetivo de convertir estas alternativas en soluciones viables y ejecutables. Se han sostenido acercamientos formales con ISA Intercolombia, entidad encargada del desarrollo del proyecto Pasacaballos 220 kV como resultado de convocatoria UPME, y con Celsia, ejecutora del proyecto Carreto bajo el mismo esquema. En ambos casos, se ha evidenciado que la actual disponibilidad de recursos de inversión por parte de AFINIA podría estar generando cautela por parte de estas empresas a la hora de avanzar en una negociación en firme de estas alternativas, razón por la cual resulta clave contar con una propuesta estructurada y respaldada financieramente.

En paralelo, AFINIA ha abierto espacio a nuevos actores interesados en ingresar al sistema eléctrico colombiano. Destaca el interés manifestado por empresas chinas con experiencia en desarrollo de infraestructura energética, que han mostrado disposición a estudiar esquemas de financiación apalancados por ellos mismos, lo cual representa una oportunidad de alto valor estratégico.

Estas acciones evidencian que AFINIA no solo está analizando alternativas conceptualmente, sino que está avanzando activamente en su implementación práctica y estructuración financiera, abriendo el camino para viabilizar proyectos fundamentales sin comprometer su sostenibilidad financiera.

*Además de los avances financieros y estratégicos, AFINIA ha venido trabajando de forma paralela en la **gestión técnica de los proyectos**, asegurando su madurez desde el punto de vista de ingeniería, diseño y viabilidad operativa. Estos avances están documentados en los informes **INFORME DE AVANCE DE PROYECTO CARRETO; INFORME DE AVANCE DE PROYECTO PASACABALLOS**, los cuales serán incluidos en la documentación soporte que se entregará con este requerimiento, como evidencia del compromiso institucional con la ejecución oportuna de estas obras. (...)». Énfasis fuera del texto.*

Análisis Superintendencia de Servicios Públicos:

En el presente ítem, la Superintendencia presentará lo encontrado con la información suministrada por el Prestador, las reuniones de la visita integral, las respuestas a los compromisos y las aclaraciones emitidas por AFINIA para cada uno de los proyectos de expansión a cargo del Operador de Red. Previo se hace necesario mencionar

algunos apartes de la Resolución CREG 024 de 2013 modificada entre otras por la Resolución CREG 113 de 2015.

La Resolución CREG 024 de 2013 y sus modificaciones señala:

*«(...) **ARTÍCULO 4o. EXPANSIÓN DEL STR POR PARTE DEL OR.** El OR es el responsable por la ejecución de los proyectos requeridos en el STR que opera contenidos en su plan de expansión.*

Para los proyectos de expansión en el STR con fecha prevista de puesta en operación comercial dentro de los 36 meses siguientes a la adopción del Plan de Expansión del SIN, los OR tendrán un plazo máximo de cuatro meses, contados a partir de la adopción del plan, para manifestar por escrito a la UPME el interés en ejecutar la expansión identificada en el sistema que opera. En la misma comunicación, el OR deberá adjuntar el cronograma de ejecución del proyecto e informar el nombre del interventor seleccionado de acuerdo con el artículo 26. Cuando haya lugar, deberá entregar copia de la aprobación de la garantía de que trata el artículo 31. (...)»

«TÍTULO III.

EJECUCIÓN DE LA EXPANSIÓN EN EL STR.

ARTÍCULO 24. FECHA DE INICIO DE UN PROYECTO DEL STR. *La fecha prevista de inicio de un proyecto de expansión en el STR corresponde a la indicada en el cronograma de cada proyecto.*

La fecha de inicio podrá ser modificada por el OR, por una sola vez. La nueva fecha de inicio y el nuevo cronograma, junto con el visto bueno del interventor, deberán ser entregados a la UPME antes de la fecha de inicio prevista en el cronograma inicial. (...)»

*«(...) **ARTÍCULO 26. INTERVENTORÍA.** Todos los proyectos de expansión que se ejecuten en un STR deberán contar con una firma interventora en los términos y condiciones aquí establecidos, la cual deberá ser seleccionada a partir de una lista de firmas interventoras elaborada por el CNO.*

El CNO elaborará y publicará la lista de firmas interventoras de acuerdo con los parámetros y consideraciones que señale la UPME para tal fin. La lista será revisada por lo menos una vez al año y tendrá en cuenta los comentarios que la UPME y la SSPD emitan sobre el desempeño, calidad y experiencia de los interventores.

El interventor seleccionado no podrá tener vinculación económica con el agente que ejecutará el proyecto de expansión en el STR.

La firma interventora deberá ser contratada por el agente que realiza la expansión y el contrato deberá tener una vigencia, por lo menos, hasta dos meses después de la FPO.

El alcance de la interventoría exigida corresponde a las obligaciones asignadas en el artículo 27, su incumplimiento dará lugar a la terminación del contrato y a que la firma interventora sea excluida de la lista que elabora el CNO.

Para los casos de proyectos ejecutados mediante Procesos de Selección se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Mediante un proceso general que elabore la UPME, de la lista de firmas interventoras publicada por el CNO el Seleccionador escogerá para cada proyecto la firma interventora y determinará su costo.

b) La UPME dará a conocer el costo de la interventoría y su forma de pago con el objeto de que el Proponente incluya dicho costo dentro de su oferta.

c) *La minuta del contrato deberá acogerse a lo que para tales fines establezca la UPME y deberá contener las obligaciones del interventor establecidas en el artículo 27 y en los documentos de selección.*

d) *El Proponente deberá suscribir un contrato de fiducia, con una entidad debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, donde se definirá, entre otros, la forma de realizar los pagos al interventor.*

PARÁGRAFO. *Si un proyecto se va a construir por parte de un OR dentro de su mercado de comercialización y no corresponde a un Proyecto Relacionado con el STN, este OR podrá seleccionar el interventor y lo informará a la UPME. En este caso no se exigirá que el interventor haga parte de la lista publicada por el CNO ni cumplir con la obligación de no tener vinculación económica. (...)*»

«(...) **ARTÍCULO 27. OBLIGACIONES DEL INTERVENTOR.** *El interventor seleccionado para el proyecto de expansión en el STR deberá remitir a la SSPD, a la UPME y al agente encargado del proyecto, como mínimo la siguiente información:*

a) *Informes cada 90 días calendario donde se verifique el cumplimiento del cronograma del proyecto, de los requisitos técnicos y de las normas aplicables, así como una estimación de la FPO real.*

b) *Dentro de los 20 días calendario siguientes a la FPO, un informe de recibo de obra de conformidad con lo establecido en el Plan de Expansión del SIN o en los documentos de selección para los casos de Procesos de Selección.*

c) *Concepto sobre la clasificación del proyecto en UC que realiza el adjudicatario para efectos de lo señalado en el artículo 23.*

d) Informe de la existencia de un incumplimiento grave e insalvable, en este caso deberá adicionar un inventario de las obras ejecutadas haciendo una asimilación con las UC vigentes e indicará el avance porcentual de cada una.

e) Verificación del cumplimiento de las obligaciones relacionadas con las prórrogas de las garantías en los términos establecidos en el anexo general.

f) Los demás informes que sobre temas específicos requieran el MME, la SSPD, la UPME o la CREG.

La UPME o la SSPD, cuando se considere necesario, podrán verificar que se esté dando cumplimiento al cronograma y a lo establecido en esta resolución.

(...)»

Luego de la revisión realizada se encontró:

- ✓ Para los proyectos Campestre 66/13,8 kV, Subestación Turbaco 110 kV, 110 kV, Repotenciación línea Bayunca - Bolívar 66 kV, Repotenciación línea Villa Estrella - Bolívar 66, Subestación Nueva Toluviejo 110 kV y obras asociadas y Nueva Subestación Lorica 110 kV, no se le han suministrado a esta Superintendencia los informes de Interventoría trimestrales requeridos en el Artículo 27 de la Resolución CREG 024 de 2013, por lo cual se podría estar presentando un posible incumplimiento regulatorio.
- ✓ Respecto a las necesidades de expansión en la ciudad de Cartagena mencionan que a nivel del STR no hay proyectos adicionales que puedan solucionar los inconvenientes de agotamiento de la red, AFINIA menciona que han realizado algunos análisis para migrar la red de 66 kV a 110 kV los cuales no son técnica y económicamente viables, mencionan entre otras cosas que no toda la red de 66 kV se encuentra aislada a 110 kV, este análisis será

presentado ante la UPME en el Plan de Expansión en junio de 2025. Adicionalmente se encuentran analizando una nueva subestación Campestre 220 kV que ayudaría a solucionar las restricciones que se encuentran en el área (este análisis también se presentará ante la UPME en el Plan de expansión que presentarán en la vigencia de 2025). Al respecto, la SSPD realizará el respectivo seguimiento.

Adicionalmente, AFINIA informa que frente a las medidas de mitigación las subestaciones Campestre 66 kV, Pasacaballos 110 kV y Carreto 66 kV son los proyectos que solucionarían los inconvenientes de la red, proyectos que mencionaron están siendo ejecutados actualmente por AFINIA, sin embargo, está Superintendencia manifiesta su preocupación dado que a pesar de que los Proyectos Pasacaballos y Carreto tienen constituidas las Garantías de conexión de la Resolución CREG 022 de 2001, lo cual aseguraría su conexión al sistema, de acuerdo con lo mencionado por AFINIA, no están cerrando financieramente, por lo cual se encuentran en la búsqueda de alternativas para ser desarrollados por terceros, esto podría implicar que los proyectos antes mencionados no entren en operación en la fecha establecida y puedan surtir una modificación en su FPO.

Llama la atención de esta Superintendencia que para:

- I. En el proyecto Carreto la manifestación de interés en la ejecución del proyecto se dio mediante oficio con radicado AFINIA 2023023300062921 de 29 de septiembre de 2023, posteriormente dado que la SSPD indagó sobre lo ocurrido con este proyecto sobre su estado de avance, de allí resultaron algunos compromisos establecidos en la visita, AFINIA el día 5

de mayo de 2025 mediante oficio enviado a la UPME con radicado AFINIA 2025023300041631 y asunto “Notificación firma interventora y cronograma de ejecución del Proyecto Carreto 500/66 kV”, **es decir 20 meses después**, informó el nombre del interventor y suministró el cronograma de ejecución, con lo cual al parecer se estaría presentando un posible incumplimiento a lo establecido en el Artículo 4 el cual establece “(...) **En la misma comunicación, el OR deberá adjuntar el cronograma de ejecución del proyecto e informar el nombre del interventor seleccionado de acuerdo con el artículo 26. Cuando haya lugar, deberá entregar copia de la aprobación de la garantía de que trata el artículo 31. (...)**”

- II. En el proyecto Pasacaballos la manifestación de interés en la ejecución del proyecto se dio mediante oficio con radicado AFINIA 2024023300020811 de 18 de marzo de 2024, posteriormente dado que la SSPD indagó sobre lo ocurrido con este proyecto sobre su estado de avance, de allí resultaron algunos compromisos establecidos en la visita, AFINIA el día 5 de mayo de 2025 mediante oficio enviado a la UPME con radicado AFINIA 2025023300041651 y asunto “Notificación firma interventora y cronograma de ejecución del Proyecto Pasacaballos 220/110 kV”, **es decir 13 meses y 15 días después**, informó el nombre del interventor y suministró el cronograma de ejecución, con lo cual al parecer se estaría presentando un posible incumplimiento a lo establecido en el Artículo 4 el cual establece “(...) **En la misma comunicación, el OR deberá adjuntar el cronograma de ejecución del proyecto e informar el nombre del interventor seleccionado de acuerdo con el artículo 26. Cuando haya lugar, deberá**

entregar copia de la aprobación de la garantía de que trata el artículo 31.

(...)”

Adicionalmente, de acuerdo a lo manifestado por la UPME **a la fecha no se han recibido informes de interventoría, esta Superintendencia tampoco los ha recibido, por lo que la SSPD solo conoció del estado de los dos proyectos hasta el momento que se empezó a analizar la información suministrada para la visita de la Evaluación Integral,** con lo cual al parecer también se estaría presentando un posible incumplimiento regulatorio al Artículo 24 y al literal a) del Artículo 27 los cuales señalan:

«(...) ARTÍCULO 24. FECHA DE INICIO DE UN PROYECTO DEL STR.

La fecha prevista de inicio de un proyecto de expansión en el STR corresponde a la indicada en el cronograma de cada proyecto.

La fecha de inicio podrá ser modificada por el OR, por una sola vez. La nueva fecha de inicio y el nuevo cronograma, junto con el visto bueno del interventor, deberán ser entregados a la UPME antes de la fecha de inicio prevista en el cronograma inicial. (...)»

«(...) ARTÍCULO 27. OBLIGACIONES DEL INTERVENTOR. E

l interventor seleccionado para el proyecto de expansión en el STR deberá remitir a la SSPD, a la UPME y al agente encargado del proyecto, como mínimo la siguiente información:

a) Informes cada 90 días calendario donde se verifique el cumplimiento del cronograma del proyecto, de los requisitos técnicos y de las normas aplicables, así como una estimación de la FPO real. (...)»

- ✓ Respecto al inicio del seguimiento de la Interventoría de los proyectos, el entendimiento que tiene AFINIA es que, ” (...) *la presentación de los informes de interventoría se da cuando el ejecutor del proyecto en este caso AFINIA tenga listos los diseños y se empiece la ejecución de obra en campo con la cual podrían enviar los informes de interventoría a la Superintendencia y a la UPME. También se indicó que es el entendimiento que tienen y “muchos Operadores de Red lo vienen manejando así”* (a partir de minuto 53 de grabación reunión proyectos de expansión). Dado el entendimiento de AFINIA, se hace necesario que:
 - I. Informen de manera clara y explícita a la UPME el estado de los proyectos Pasacaballos y Carreto STR y los vehículos de ejecución que está considerando AFINIA.
 - II. Se sugiere realizar por parte de AFINIA una consulta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) frente a su interpretación con relación del inicio del seguimiento de la interventoría, se solicita copiar esta consulta a la SSPD junto la respuesta que emita la CREG.
- ✓ En relación con el Proyecto Toluviejo está SSPD encontró que en dos comunicaciones informó nombres de interventores diferentes, en el radicado 2022023300015841 de 5 de abril de 2022 se indicó que el nombre del interventor era una persona perteneciente a AFINIA Ingeniero Hayder Salamanca y en el radicado AFINIA 2023023300041621 de 10 de julio de 2023 se informó que el interventor es Andina Energía S.A.S., de acuerdo con lo anterior esta Superintendencia encuentra que el Proyecto Toluviejo es un

proyecto relacionado con el STN por lo cual en el año 2022 el Interventor debió ser seleccionado de la lista del CNO¹⁷¹⁸.

- ✓ Adicionalmente, de acuerdo a lo manifestado por la UPME Hasta el momento **«(...) no se cuenta con informes de interventoría radicados en la UPME por parte de CARIBEMAR SAS ESP relacionados con el proyecto “Nueva Subestación Toluviejo 110 kV y obras asociadas” (...)».** Esta Superintendencia tampoco los ha recibido, por lo que la SSPD solo **conoció del estado del proyecto hasta el momento que se empezó a analizar la información suministrada para la visita de la Evaluación Integral,** con lo cual al parecer también se estaría presentando un posible incumplimiento regulatorio al Artículo 24 y al literal a) del Artículo 27 los cuales señalan:

“(...)”

- ✓ **ARTÍCULO 24. FECHA DE INICIO DE UN PROYECTO DEL STR.** La fecha prevista de inicio de un proyecto de expansión en el STR corresponde a la indicada en el cronograma de cada proyecto.
La fecha de inicio podrá ser modificada por el OR, por una sola vez. La nueva fecha de inicio y el nuevo cronograma, junto con el visto bueno del interventor.

¹⁷ **Proyecto Relacionado con el STN.** Es el proyecto del STR mediante el cual se instalarán nuevas Unidades Constructivas, UC, que se utilizarán para la conexión del STR al STN, o el proyecto que se va a conectar a subestaciones del STR en donde hay transformadores de conexión al STN. Resolución CREG 024 de 2013 y sus modificaciones

¹⁸ **ARTÍCULO 26. INTERVENTORÍA. PARÁGRAFO.** Si un proyecto se va a construir por parte de un OR dentro de su mercado de comercialización y no corresponde a un Proyecto Relacionado con el STN, este OR podrá seleccionar el interventor y lo informará a la UPME. En este caso no se exigirá que el interventor haga parte de la lista publicada por el CNO ni cumplir con la obligación de no tener vinculación económica.

deberán ser entregados a la UPME antes de la fecha de inicio prevista en el cronograma inicial. (...)

✓ **ARTÍCULO 27. OBLIGACIONES DEL INTERVENTOR.** El interventor seleccionado para el proyecto de expansión en el STR deberá remitir a la SSPD, a la UPME y al agente encargado del proyecto, como mínimo la siguiente información:

a) Informes cada 90 días calendario donde se verifique el cumplimiento del cronograma del proyecto, de los requisitos técnicos y de las normas aplicables, así como una estimación de la FPO real. (...)»

Frente a los informes de Interventoría AFINIA informó que ha enviado a la UPME los informes trimestrales los cuales fueron adjuntados dentro de los compromisos, sin embargo, no se suministró el soporte de radicación ante la UPME, al revisar los mencionados reportes en formato EXCEL, la SSPD pudo corroborar que son los reportes correspondientes al Anexo 2 del Acuerdo CNO 696 de 2017, los cuales son diferentes a los informes de interventoría establecidos en la Resolución CREG 024 de 2013.

✓ La SSPD el 25 de octubre de 2024 solicitó mediante oficio con radicado SSPD 20242224727851 información por declaración de alerta y emergencia de restricciones de la red en el área Córdoba – Sucre, condición que fue declarada mediante comunicación del 11 de junio de 2024 con radicado XM 202444012219, entre otras cosas se le solicitó a AFINIA, informe del estado del proyecto de expansión Toluviejo 110 kV, en respuesta mediante oficio con radicado SSPD 2024033000101561 de 12 de diciembre AFINIA indicó:

«(...) En el SAPE 371 del 19 de septiembre de 2024, se presentó el comportamiento histórico de la carga de los transformadores Chinú 500/110 kV, los cuales han alcanzado valores de hasta el 94% en los últimos dos años.

El proyecto que elimina de manera definitiva esta restricción es la subestación Nueva Toluviejo 220/110 kV, con una fecha de puesta en operación (FPO) prevista para el 31 de diciembre de 2025.

Considerando la situación crítica en la subárea Córdoba – Sucre, AFINIA propuso adelantar la entrada en operación de una primera fase para mediados de 2025, lo que incluye la puesta en operación de un transformador en Toluviejo 220/110 kV y la conexión del circuito Toluviejo – El Carmen 110 kV. Esta medida permitirá mitigar las sobrecargas, reducir restricciones operativas por contingencias simples y mejorar las condiciones de baja tensión en los nodos del STR de la subárea.

El CND destacó el beneficio de esta propuesta y recomendó dar seguimiento a su ejecución a través del SAPE. (...)». Énfasis fuera del texto.

Posteriormente en el proceso de la Evaluación Integral (2 de mayo) se informó que “(...) **la FPO propuesta para la primera fase corresponde al mes de marzo de 2026, mientras que la segunda fase tiene fecha de junio del mismo año.** (...)”. Énfasis fuera del texto.

Adicionalmente, AFINIA suministro copia del oficio de radicación del Estudio de Impacto Ambiental ante la Corporación Autónoma Regional de Sucre – CARSUCRE con fecha de radicación 11 de abril de 2025, lo anterior con el fin de obtener la Licencia Ambiental.

Dado el cambio de la FPO entre las dos comunicaciones enviadas, la SSPD requirió aclaración, lo anterior dado que en un periodo de 5 meses de diferencia en las respuestas de AFINIA, la Fecha de Puesta en Operación pasa de “mediados” de 2025 a marzo de 2026, AFINIA justifica el cambio de la FPO entre otras razones, por inconvenientes en los procesos de servidumbres, retrasos en el proceso de la licencia ambiental que es indispensable para iniciar la obra civil y también por la extensión en los plazos de fabricación del transformador, sin embargo, llama la atención de esta Superintendencia que a diciembre de 2024, aún no se había radicado el Estudio de Impacto Ambiental por lo cual no se podría cumplir con la primera fase del proyecto a marzo de 2025.

Para conocer el estado actual del proyecto, es necesario que el Interventor seleccionado por AFINIA suministre en adelante de manera trimestral, los informes de Interventoría que establece la Resolución CREG 024 de 2013.

Adicionalmente, para que la SSPD pueda dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 27 de la Resolución CREG 024 de 2013 el cual señala: “(...) *La UPME o la SSPD, cuando se considere necesario, podrán verificar que se esté dando cumplimiento al cronograma y a lo establecido en esta resolución.* (...)”, por tanto, esta Superintendencia solicita informar cuando le sea aprobada expansión en el Sistema de Transmisión Regional de AFINIA, este requerimiento también se le realizará a la UPME.

Frente a la condición de declaración de alerta y emergencia de restricciones de la red en el área Córdoba – Sucre, mientras entra en operación el proyecto Tolviejo 110 kV, se solicita a AFINIA analizar y estudiar medidas de mitigación con el fin de no poner en riesgo la prestación del servicio y por tanto la atención

de la demanda, frente a ello esta Superintendencia realizará el debido seguimiento.

En relación con los Esquemas suplementarios de acuerdo con la información suministrada por AFINIA, la SSPD realizará seguimiento al cronograma y a las actividades que propone el Prestador.

Frente a las subestaciones que tienen nodos radiales, dentro de la información revisada por esta Superintendencia, para algunas de ellas no se tienen proyectos de expansión para solucionar dicha condición (PE Planeta Rica 110 kV, San Marcos 110, La Mojana 110 kV Chinú planta 110kV, Sincé 110 kV). Por lo que se solicita a AFINIA revisar y proponer soluciones dentro de su Plan de expansión a presentar a la UPME. Frente a ello la SSPD realizará el respectivo seguimiento.

5.2.3. Plan de inversión

En esta sección se brindará un resumen de la ejecución del plan de inversiones regulatoria por parte de la empresa AFINIA acorde con los lineamientos de la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello se brindará un breve contexto de las inversiones en la región Caribe previo a su entrada en operación, un recorrido de la aprobación por parte de la CREG del plan de inversiones de AFINIA y sus iteraciones hasta ahora, análisis de las inversiones ejecutadas por la empresa, análisis de la remuneración recibida por la empresa por concepto de inversiones y divulgación de la ejecución de este plan al público general. Se recomienda al lector complementar la lectura de esta sección con lo presentado en la sección de anexos.

Es de relevancia resaltar que los montos monetarios presentados en esta sección estarán dados, a menos de que se indique lo contrario, en pesos colombianos de diciembre de 2017 (COP 2017) para mantener consistencia regulatoria. Asimismo,

aquellos montos monetarios que estén asociados al plan de inversiones regulatorio corresponderán a la valoración en unidades constructivas definidas por la CREG en los Capítulos 14 y 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta valoración hace parte del cálculo de la remuneración a recibir por el OR por concepto de inversiones en el marco de la metodología de distribución vigente, y por lo tanto no representan ni deben interpretarse como la ejecución real de inversiones.

Por último, la información presentada en esta sección, parte de las siguientes fuentes de información, actualizadas anualmente por parte del operador ante diferentes entidades:

- ✓ **Reporte al liquidador del mercado (LAC):** Los OR reportan a finales de febrero de cada año a XM en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), entre otras variables, los montos ejecutados del plan de inversión desagregado por nivel de tensión y unidad constructiva. Esto en el marco de la Circular CREG 012 de 2020. Con base en esta información el LAC actualiza los cargos de distribución en marzo de cada año.
- ✓ **Reporte a la SSPD y la CREG:** Los OR remiten a finales de marzo de cada año a la SSPD y la CREG un informe anual de ejecución del plan de inversión durante el año anterior. Esto en el marco de la Circular CREG 024 y 047 de 2020.
- ✓ **Reporte al público general:** Los OR deben contar con una página Web dedicada a la divulgación de su plan de inversión y su ejecución, la cual debe contener un informe de ejecución orientado a usuarios y el informe de ejecución del plan de inversión relacionado en el anterior ítem. Asimismo, deben publicar a través de un medio de alta circulación un resumen del plan de

inversión ejecutado. Esto en el marco del numeral 6.5 y 6.7 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

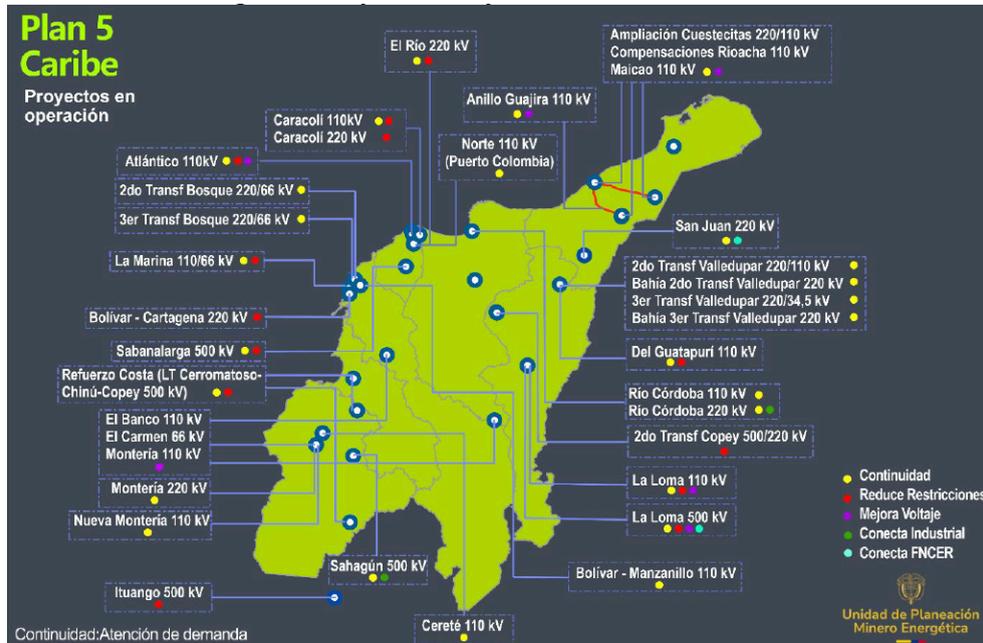
- ✓ Información complementaria aportada por la empresa en el marco de esta evaluación solicitada por la Superintendencia.

5.2.3.1. Contexto inicial

Previo a la entrada de operación del prestado AFINIA, la prestación del servicio a nivel de distribución estaba a cargo de ELECTRICARIBE, empresa que fue intervenida por esta Superintendencia en 2016 por riesgo en la prestación del servicio de energía eléctrica. Dentro del contexto que vivía la prestación del servicio en la región Caribe en aquel entonces estaba asociado a la falta de inversiones sobre su infraestructura eléctrica y que el Gobierno Nacional en su entonces buscó aliviar a través del *Plan5Caribe*.

Durante el año 2015 se generó el plan de choque denominado “Plan5Caribe” como iniciativa para mejorar la confiabilidad, expansión y capacidad de demanda del sistema de energía eléctrica en la Costa Caribe con obras a lo largo del STN y STR con inversiones por un valor total de \$6,5 billones COP. En el marco de este plan, se adjudicaron 20 proyectos de orden nacional (STN) por un valor de \$4,4 billones COP, de los cuales, a corte de agosto de 2024, 13 se encuentran en operación (\$2,4 billones COP) y los otros 7 en ejecución (\$2 billones COP). Adicionalmente, se han adjudicado 18 proyectos de orden regional (STR) por un valor de \$2,1 billones COP, de los cuales 13 se encuentran en operación (\$1 billón COP) y 4 en ejecución (\$1,1 billones COP). En la Figura 44 se ilustra los proyectos puestos en operación a corte de agosto de 2024 en el marco del Plan5Caribe.

Figura 44. Proyectos en operación del Plan5Caribe a corte de agosto de 2024.



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

En términos de inversión ejecutada, esta Superintendencia en presentación relacionada con el proceso de intervención a ELECTRICARIBE¹⁹, reportó inversiones ejecutadas por Electricaribe como se presenta en la **Tabla 47**.

Tabla 47. Montos de inversión ejecutados por ELECTRICARIBE dados en millones pesos corrientes del respectivo año.

| 2015 | 2016 | 2017 |
|--------|--------|--------|
| 131.80 | 131.74 | 147.59 |
| 3 | 5 | 5 |

Fuente: elaboración propia a partir de presentación Proceso de intervención

Electricaribe S.A E.S.P. SSPD

¹⁹ <https://www.andi.com.co/Uploads/RuttyPaola.pdf>

Siendo las inversiones correspondientes al 2017 ejecutadas en el marco de la intervención, financiadas a través de recursos CONPES, y que estuvieron orientadas a control de energía (pérdidas), calidad del servicio y otras inversiones. Así mismo, para el 2018 se tenían previstas inversiones por valor de \$250 MMCOP en infraestructura del STR y SDL y frenar el deterioro de la calidad del servicio y contener las pérdidas de energía.

De esta manera, desde 2015 se han generado esfuerzos impulsados por Gobierno Nacional para generar inversiones a lo largo de la Costa Caribe, los cuales han estado mayormente enfocados a nivel de transmisión y que han tenido un impacto en la mejora en la confiabilidad del servicio, así como mejorar la capacidad de transporte en la región, permitiendo mayor expansión en la demanda y la generación de infraestructura para el transporte de energía generada en la región al resto del país.

Los esfuerzos de inversión en distribución existieron por parte de ELECTRICARIBE por un valor estimado de \$860 MMCOP²⁰ y fueron en su mayoría ejecutados con apoyo gubernamental. No obstante, previo a la entrada de AIR-E y AFINIA el SDL y STR reflejaban necesidades que requerían de un esfuerzo de inversión más alto de lo que se había desarrollado. En noviembre de 2020, la Ministra de Minas y Energía afirmó que con la entrada de estas empresas se daría continuidad a las inversiones y que AIR-E y AFINIA (en este entonces Caribesol y Caribemar) invertirían alrededor de \$2,6 y \$3,2 billones de COP, respectivamente²¹. Reflejando de esta manera, que el sistema en lo que respectaba a SDL y STR aún requería de un esfuerzo mucho mayor al que se logró ejecutar para toda la región por parte de Electricaribe previo y durante la intervención por parte de esta Superintendencia.

²⁰ <https://www.elheraldo.co/economia/proyectos-por-38-billones-ejecuta-el-plan-5-caribe-785977>

²¹ <https://www.retieingenieriaygestion.com/plan-5-caribe/>

5.2.3.2. Plan de inversión aprobado

El operador de red AFINIA es designado para la operación, administración, mantenimiento y planeación de la infraestructura eléctrica del SDL y STR del mercado de comercialización CARIBEMAR, compuesto por los departamentos del Bolívar, Cesar, Córdoba, Sucre y 11 municipios del departamento del Magdalena. En cumplimiento de lo dispuesto en el régimen tarifario especial, AFINIA generó la solicitud de aprobación de cargos a lo largo de 2020. Este proceso estuvo sometido a diversos intercambios de información entre estos, la CREG, UPME y la misma SSPD, a través de los cuales se complementó y corrigió información necesaria para que la CREG pudiera aprobar la respectiva solicitud. En marzo de 2021 se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AFINIA través de la Resolución CREG 025 de 2021 y en la cual se aprobó el plan de inversión para el periodo 2021 a 2025. En junio de 2021, a través de la Resolución CREG 079 de 2021, la CREG resolvió el recurso de reposición interpuesto por AFINIA en contra de la anterior resolución en la cual se ajustaron, entre otros ámbitos, los montos anuales aprobados para el plan de inversión, los cuales quedaron en firme se dejaron y corresponde a lo que se referirá en adelante como el plan de inversión inicial.

En la **Tabla 48** se presentan los montos de inversión anuales aprobados (INVA) en pesos de diciembre de 2017 para el plan inicial.

Tabla 48. Inversiones aprobadas para AFINIA en el marco del plan de inversión inicial. Montos dados en COP de diciembre de 2017.

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| INVA | 470.509.024. 486 | 353.380.686. 796 | 487.232.378. 282 | 335.892.286. 254 | 392.402.109. 829 |
| VPIE | 418.927.639. 690 | 311.058.977. 775 | 453.772.213. 428 | 283.161.880. 862 | 375.157.065. 926 |
| % VPIE/ CRR | 13,50% | 10,14% | 13,98% | 9,64% | 11,26% |

Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 079 de 2021.

Donde INVA es el monto de inversión anual aprobado para el plan de inversión a largo de todos los niveles de tensión en la Resoluciones CREG 078 y 079 de 2021, VPIE es el valor del plan de inversión entre los niveles 1 y 3 acorde a lo definido en el numeral 6.4.1 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 y % VPIE/CRR es el porcentaje del VPIE con respecto al al costo de reposición de referencia²² (CRR). El literal b. del Anexo General del numeral 6.4 de la Resolución CREG 015 de 2018 define que % VPIE/CRR no puede ser superior al 8%, y este límite solo se podrá superar de manera excepcional cuando el OR identifique necesidades de proyectos de inversión que lo requieran y lo demuestre ante la CREG. De acuerdo con el contexto inicial, la región Caribe aún tenía altas necesidades de inversión remanentes en el SDL, cuantificadas en alrededor de \$3,2 billones de COP, de acuerdo con las declaraciones en su entonces la Ministra de Energía, para el mercado a atender por AFINIA. Para la aprobación de estos montos, la empresa presentó una serie de estudios técnicos ante la Comisión que justificaron las necesidades identificadas y que

²² Costo de Reposición de Referencia (CRR) se refiere al valor económico que se asigna como referencia para la reposición de los activos utilizados en la prestación del servicio de energía eléctrica. Representa el monto que sería necesario invertir para reponer todos los activos de una empresa de energía a fecha de corte, considerando los valores actualizados y eficientes de mercado.

previamente había identificado ELECTRICARIBE, motivo por el cual para todos los años el límite expuesto fue excedido.

En concordancia con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 para la solicitud de modificación al plan de inversión, AFINIA solicitó ajuste al plan de inversión ante la CREG en agosto de 2022 para el periodo 2022 a 2026. En la Resolución CREG 501 055 de 2022 se aprobó el ajuste al plan de inversión y a través de la Resolución CREG 501 010 de 2023 se resolvió el recurso de reposición interpuesto por la empresa contra la anterior resolución. En estas resoluciones se ajustaron los montos anuales de inversión aprobados para los años 2022 a 2025 y se aprobaron inversiones para el año 2026 cómo se ilustra en la **Tabla 49**.

Tabla 49. Inversiones aprobadas para AFINIA en el marco del plan de inversión ajustado. Montos dados en \$COP de diciembre de 2017.

| | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|-------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| INVA | 397.879.584. 171 | 470.650.486. 296 | 566.300.336. 193 | 384.006.697. 743 | 308.709.860. 915 |
| VPIE | 337.191.259. 743 | 427.622.489. 346 | 395.856.568. 152 | 358.434.564. 894 | 306.280.337. 915 |
| % VPIE/CR R | 10,90% | 12,89% | 15,51% | 10,52% | 8,45% |

Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 501 010 de 2023.

De esta manera, para el operador AFINIA inicialmente fueron aprobadas para el periodo 2021 a 2025 inversiones valoradas en unidades constructivas de 2,04 billones COP de 2017 en el marco del plan inicial y 2,29 billones COP de 2017 en el marco del plan ajustado. Asimismo, el plan de inversión ajustado contempla inversiones hasta 2026, resultando en inversiones entre 2021 a 2026 de alrededor de 2,60 billones de COP de 2017. Es de resaltar que los montos presentados no necesariamente son comparables con los reportados en medios en su entonces, dado que corresponde a

valoración en unidades constructivas definidas por la CREG y, por otro lado, son montos dados en pesos de diciembre de 2017. No obstante, son reflejo de las necesidades de inversión que requería la infraestructura de distribución que entraba a operar AFINIA a partir de octubre de 2020. Así las cosas, el plan de inversión aprobado para 2021 corresponderá al plan inicial, mientras que desde 2022 en adelante corresponderá al ajuste aprobado, hasta entonces no se apruebe por parte de la CREG una nueva iteración del plan de inversión.

En la **Tabla 50** se presenta el plan de inversión aprobado desagregado por categoría de activo para los cuatro años evaluados en el marco de esta evaluación integral.

Tabla 50. Inversión aprobada para AFINIA desagregada por categoría de activo para los años 2021 a 2024. Montos dados en MCOP 2017.

| No. | Categoría de activo | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|-----|---------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | Transformadores de potencia | 36.567 | 21.839 | 49.136 | 70.586 | 178.129 |
| 2 | Compensaciones | 0 | 0 | 0 | 159 | 159 |
| 3 | Bahías y celdas | 59.767 | 35.533 | 69.903 | 115.680 | 280.884 |
| 4 | Equipos de control y com. | 20.088 | 19.239 | 22.242 | 21.344 | 82.912 |
| 5 | Equipos de subestación | 8.264 | 3.854 | 3.536 | 5.118 | 20.772 |
| 6 | Otros activos subestación | 18.681 | 16.443 | 21.594 | 23.014 | 79.731 |
| 7 | Líneas aéreas | 196.374 | 189.297 | 178.338 | 210.355 | 774.364 |
| 8 | Líneas subterráneas | 23.157 | 17.255 | 20.480 | 31.648 | 92.540 |
| 9 | Equipos de línea | 47.848 | 18.062 | 10.161 | 7.009 | 83.080 |
| 10 | Centro de control | 5.233 | 10.860 | 30.621 | 17.826 | 64.540 |
| 11 | Transformadores de distribución | 32.127 | 41.380 | 40.510 | 39.376 | 153.393 |
| 12 | Redes de distribución | 22.403 | 24.116 | 24.130 | 24.186 | 94.835 |

Fuente: Elaboración propia con base en resoluciones particulares.

En la **Tabla 51** se presenta la distribución anual de montos de inversión aprobados desagregados por nivel de tensión, mientras que en la muestra la distribución de cada uno con respecto al total.

Tabla 51. Inversión aprobada desagregada por nivel de tensión para los años 2021 a 2024.

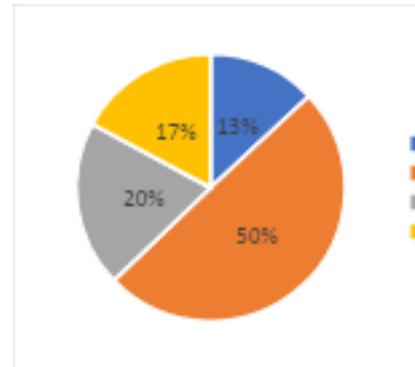
Montos dados en MCOP 2017.

| Nivel de tensión | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 1 | 54.530 | 65.496 | 64.640 | 63.562 | 248.228 |
| 2 | 275.819 | 195.213 | 263.653 | 213.594 | 948.279 |
| 3 | 88.579 | 76.482 | 99.329 | 118.701 | 383.091 |
| 4 | 51.581 | 60.688 | 43.028 | 170.444 | 325.741 |

Fuente: Elaboración propia con base en resoluciones

asociadas

Figura 45. Distribución de inversiones aprobadas por nivel de tensión para el periodo 2021 a 2024.



Fuente: Elaboración propia con base en resoluciones asociadas.

En la **Tabla 52** se presenta la distribución anual de montos de inversión aprobados desagregados por tipo de proyecto, mientras que la muestra la distribución de cada uno con respecto al total.

Figura 46. Distribución de inversiones aprobadas por tipo de proyecto para el periodo 2021 a 2024.

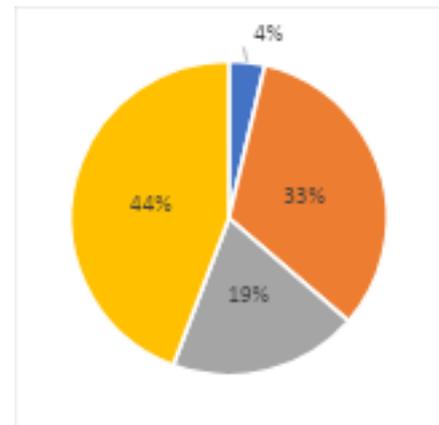
Tabla 52. Inversión aprobada desagregada por tipo de proyecto para los años 2021 a 2024.

Montos dados en MCOP 2017.

| Tipo proyecto | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| I | 25.250 | 22.367 | 17.299 | 4.891 | 69.807 |
| II | 139.523 | 91.174 | 118.197 | 274.137 | 623.031 |
| III | 100.315 | 95.428 | 100.761 | 72.583 | 369.087 |
| IV | 205.422 | 188.910 | 234.394 | 214.689 | 843.414 |

Fuente: Elaboración propia con base en reporte al

SUI.



Fuente: Elaboración propia con base en reporte al SUI.

Los tipos de proyecto están definidos en la Resolución CREG 015 de 2018 como:

- ✓ **Tipo I:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el reemplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema. Este enmarca regulatoriamente proyectos orientados a la repotenciación y/o modernización de activos y representan el 3,66% de las inversiones aprobadas.
- ✓ **Tipo II:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes. Enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la expansión y atención de nueva demanda y representan el 32,70% de las inversiones aprobadas.

- ✓ **Tipo III:** *proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.* Enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos y representan el 19,37% de las inversiones aprobadas.

- ✓ **Tipo IV:** *proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.* Enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la mejora en la calidad del servicio, reducción de pérdidas y renovación tecnológica representan el 44,27% de las inversiones aprobadas.

Bajo el contexto anterior, el plan de inversiones de AFINIA propuesto y aprobado para el periodo 2021 a 2024 buscó abordar diferentes problemáticas en la prestación del servicio en el mercado de comercialización CARIBEMAR, siendo su eje principal la mejora en las condiciones calidad, continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio. Otros objetivos principales que este plan abarca son:

- ✓ La expansión y repotenciación de infraestructura del SDL y STR para atender nueva demanda por la conexión de usuarios nuevos y mejorar las condiciones de cargabilidad de los activos.
- ✓ La reposición y renovación de infraestructura por obsolescencia física y tecnológica, deterioro, deficiencias técnicas, cumplimiento normativo y reducción de pérdidas técnicas.
- ✓ Control y reducción de pérdidas no técnicas.
- ✓ Implementación del esquema de calidad del servicio.
- ✓ Implementación y certificación del sistema de gestión de activos.

Con base en estos objetivos, la empresa formuló alrededor de 2.200 proyectos a lo largo del periodo 2021 a 2026 resumidos en la **Tabla 53**. En esta se captura la descripción general de los proyectos formulados a lo largo del mercado de comercialización, acorde con el reporte del formato PI3 del Sistema Único de Información (SUI) enmarcado en los tipos de proyecto definidos en el Capítulo 6 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 53. Resumen de proyectos de inversión propuestos por AFINIA plan 2021 –

2027

| Tipo de proyecto | Objetivo general | Descripción general |
|------------------|--|---|
| I | Atención de demanda y nuevos usuarios. Disminución de sobrecarga de equipos | Reemplazo y ampliación de capacidad de líneas 66 kV, 34,5 kV y circuitos 13,2 kV con sus respectivos equipos (reconectores, fusibles, celdas). Reemplazo, ampliación y aislamiento a 110 kV de tramo submarino y subterráneo de línea LN 620. Desarrollo de arquitectura de subestaciones y reconducción de circuitos. Contempla repotenciación de circuitos. Reemplazo y repotenciación de transformadores de potencia. Conexión de bancos de compensación. Reemplazo de interruptores y ampliación de compensación. Obras de ampliación complementarias en subestaciones para otros proyectos. |
| II | Atención del crecimiento de demanda y nuevos usuarios. Disminución de sobrecarga de equipos | Construcción de nuevas y finalización de redes 66kV, 34,5 kV y circuitos 13,2 kV con los respectivos equipos (reconectores, fusibles, celdas). Construcción de nuevas subestaciones STR y SDL con los respectivos líneas y circuitos para atención de crecimiento de demanda. Desarrollo de arquitectura de subestaciones y reconducción de circuitos. Contempla construcción de nuevos circuitos. Instalación de nuevos transformadores de potencia y bahías de conexión. Instalación de equipos de subestación. Obras de ampliación complementarias en subestaciones para otros proyectos. Instalación de nuevas redes y circuitos de media y baja tensión. Instalación de equipos de línea. |

| Tipo de proyecto | Objetivo general | Descripción general |
|------------------|--|---|
| | | <p>Instalación de nuevos transformadores y circuitos de distribución. Electrificación de veredas mediante recursos FAER. Retanqueo de redes ruta del sol. Servicio de diseño, conexión y trámites para conexión de nuevos suministros a la red de media tensión. proyectos orientados a subestaciones acompañados de proyectos en redes.</p> |
| III | <p>Reposición por obsolescencia física y tecnológica, deterioro, deficiencias técnicas, cumplimiento normativo, reducción de pérdidas técnicas. Mejora en la calidad del servicio y operación del sistema</p> | <p>Reposición de transformadores de potencia, y transformadores de distribución y equipos de transformación. Reposición de equipos de línea y subestaciones. Reposición de transformadores de tensión 110 kV. Reposición de elementos asociados a bahías de línea. Reposición de cables aislados XLPE 13,8 kV Reposición de circuitos y líneas aéreas y subterráneas. Retanqueo de redes ruta del sol. Reposición de sistemas de puesta a tierra en cables de guarda y estructuras. Reposición de elementos y estructuras del SDL. Reposición de activos de telecontrol en media tensión. Reposición de equipos de corte de rápida respuesta. Reposición de activos para aumentar confiabilidad en baja tensión, eliminar riesgo asociado a seguridad eléctrica. Reposición de medidores de calidad de potencia con el fin de actualizar activos por antigüedad. Normalización de redes monofásicas para cumplimiento RETIE. Reposición total o parcial de equipos de control asociado al SCC. Reposición total o parcial de equipos que componen la interfaz humano-máquina (IHM). Renovación de protecciones eléctricas. Implementación de un centro de control extendido.</p> |
| | <p>Control y de reducción de pérdidas</p> | <p>Blindaje de red de baja tensión para reducción de pérdidas no técnicas. Reposición de redes de media y baja tensión en configuración especial con el fin de reducir pérdidas no técnicas. Reposición de redes de media y baja tensión para aislamiento y normalización de redes en sectores subnormales. Reposición y normalización de equipos de medida en las fronteras de distribución para cumplimiento normativo y gestión y control de pérdidas. Reposición de medidas en arranque de líneas, puntos de entrada de cada nivel de tensión y zonas especiales con el fin de actualizar sistemas de medición. Instalación de nuevos puntos y sostenimiento de existentes. Reposición de macromedición en ramales de media tensión, transformadores de distribución, sectores con altas pérdidas, multifamiliares y zonas especiales certificadas con el fin de identificar y controlar pérdidas no técnicas.</p> |

| Tipo de proyecto | Objetivo general | Descripción general |
|------------------|---------------------------------------|--|
| IV | Control de reducción de pérdidas y de | <p>Blindaje de red de baja tensión para reducción de pérdidas no técnicas.</p> <p>Construcción de redes de media y baja tensión en configuración especial con el fin de reducir pérdidas no técnicas.</p> <p>Construcción de redes de media y baja tensión para aislamiento y normalización de redes en sectores subnormales.</p> <p>Instalación normalización de equipos de medida en las fronteras de distribución para cumplimiento normativo, y gestión y control de pérdidas.</p> <p>Instalación de medidas en arranque de líneas, puntos de entrada de cada nivel de tensión y zonas especiales con el fin actualizar sistemas de medición. Instalación de nuevos puntos y sostenimiento de existentes.</p> <p>Instalación de macromedición en ramales de media tensión, transformadores de distribución, sectores con altas pérdidas, multifamiliares y zonas especiales certificadas con el fin de identificar y controlar pérdidas no técnicas.</p> <p>Protección de la frontera entre un mercado subnormal y un mercado normalizado. Construcción de redes en configuración especial para nuevos subnormales.</p> <p>Normalización de barrios subnormales con recursos PRONE.</p> |
| | Calidad del servicio y confiabilidad | <p>Cumplimiento normativo Resolución CREG 015 de 2018.</p> <p>Instalación de equipos de corte de rápida respuesta.</p> <p>Proyectos confiabilidad SDL: construcción de nuevas líneas 34,5 kV, normalización de subestaciones, reconducción de redes, instalación de bahías de línea y gabinetes.</p> <p>Construcción de nuevas líneas 34,5 kV y circuitos 13,2 kV para reforzar confiabilidad.</p> <p>Instalación de cables aislados a 34,5 kV para normalizar conexiones y eliminar configuración en T.</p> <p>Reconducción, repotenciación y reconfiguración de redes.</p> <p>Ampliación y modernización de bahías de 34,5 kV con cambio de tecnología de reconectores a celdas GIS y 13,2 kV a través de instalación de celdas GIS</p> <p>Construcción de nuevas subestaciones</p> <p>Instalación de nuevos transformadores de potencia y normalización de bahías de línea.</p> <p>Instalación y conexión de bancos de condensadores.</p> <p>Instalación de reguladores de tensión.</p> <p>Instalación de activos de telecontrol.</p> <p>Instalación de fibra óptica</p> <p>Instalación de esquema de protecciones y teleprotecciones más selectivas para la normalización de subestaciones.</p> <p>Adquisición de trenes de celdas y transformadores móviles 110/34,5/13,2 kV para uso en mantenimientos mayores y respaldo</p> <p>Nuevos equipos de comunicación en los reconectores para aumentar confiabilidad.</p> <p>Esquema de protecciones y teleprotecciones más selectivas.</p> |

| Tipo de proyecto | Objetivo general | Descripción general |
|------------------|------------------|--|
| | | Atención solicitudes y peticiones de usuarios que colocan en riesgo la seguridad la vida y la estabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica. Normalización de redes monofásicas para cumplimiento RETIE. Activos necesarios para la implementación y certificación del sistema de gestión de activos. |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa

5.2.3.3. Ejecución del plan de inversiones

La ejecución de inversiones por parte de la empresa AFINIA ha sido una temática de discusión y cuestionamiento a lo largo de medios, Congreso, entidades de control y del mismo Gobierno Nacional. Desde esta Superintendencia se ha hecho seguimiento permanente a los reportes de información de ejecución del plan de inversión por parte del operador de red a través de los mecanismos de reporte expuestos anteriormente y que ha sido entregada oportunamente por parte del operador. Adicionalmente, desde el Plan de Gestión de Largo Plazo (PGLP) se ha hecho seguimiento a una muestra de proyectos de inversión en el SDL orientados a mejorar la calidad del servicio a través de la adecuación de líneas y circuitos, instalación de reconectores y transformadores de distribución, y en el STR orientados a mejorar la calidad y confiabilidad en el STR.

Previo a la presentación de resultados, es necesario reiterar y aclarar los siguientes ámbitos respecto a la ejecución de inversiones regulatorias.

- ✓ Los montos presentados en esta sección corresponden a la valoración regulatoria de inversiones y está dada en pesos de diciembre de 2017 (COP 2017) por disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta valoración

fue establecida por única vez en esta resolución y desde ese entonces no ha sido ajustada.

- ✓ Los montos regulatorios de inversión aprobados y ejecutados presentados anteriormente y que serán presentados más adelante corresponden a la valoración de las unidades constructivas que componen los proyectos de inversión propuestos por la empresa y aprobados por la CREG. Por ende, no pueden entenderse como el monto de inversión real ejecutado por las empresas, pero son un marco de referencia uniforme para la valoración de inversiones que hace parte de la remuneración por concepto de inversión en los cargos de distribución. Considerando factores tales como COVID, aumento en TRM, aumento de precios de insumos, entre otros factores, la valoración real de inversiones ejecutadas por los operadores de red a nivel país tiende a ser mayor a lo reconocido por la CREG.
- ✓ **La Resolución CREG 015 de 2018 no determina índices de cumplimiento en la ejecución del plan de inversión y que cualquier calificativo en el nivel de “cumplimiento” es subjetivo por parte del agente que lo defina.** Para compensar lo anterior, esta Resolución define mecanismos de ajuste a la remuneración a recibir por las empresas a través de tarifa por concepto de ejecución del plan de inversión. Estos siendo ajuste por diferencia entre lo ejecutado y aprobado por nivel de tensión, e índices de ajuste que tienen en cuenta la ejecución promedio por nivel de tensión en dos años anteriores (Ver anexo para mayor información).

Partiendo de lo anterior, la ejecución general anual del plan de inversión por parte de la empresa se presenta en la **Tabla 54**.

Tabla 54. Ejecución anual general del plan de inversión regulatorio – AFINIA

| | Aprobado (COP 2017) | Ejecutado (COP 2017) | Ejecución n | Ejecución/CR R |
|-------|------------------------|-------------------------|----------------|-------------------|
| 2021 | 470.509.024.486 | 271.243.129.712 | 57,65% | 7,43% |
| 2022 | 397.879.584.171 | 262.307.102.587 | 65,93% | 7,18% |
| 2023 | 470.650.486.296 | 291.770.577.867 | 61,99% | 7,99% |
| 2024 | 566.300.336.193 | 283.190.248.005 | 50,01% | 7,76% |
| Total | 1.905.339.431.146 | 1.108.511.058.171 | 58,18% | 30,36% |

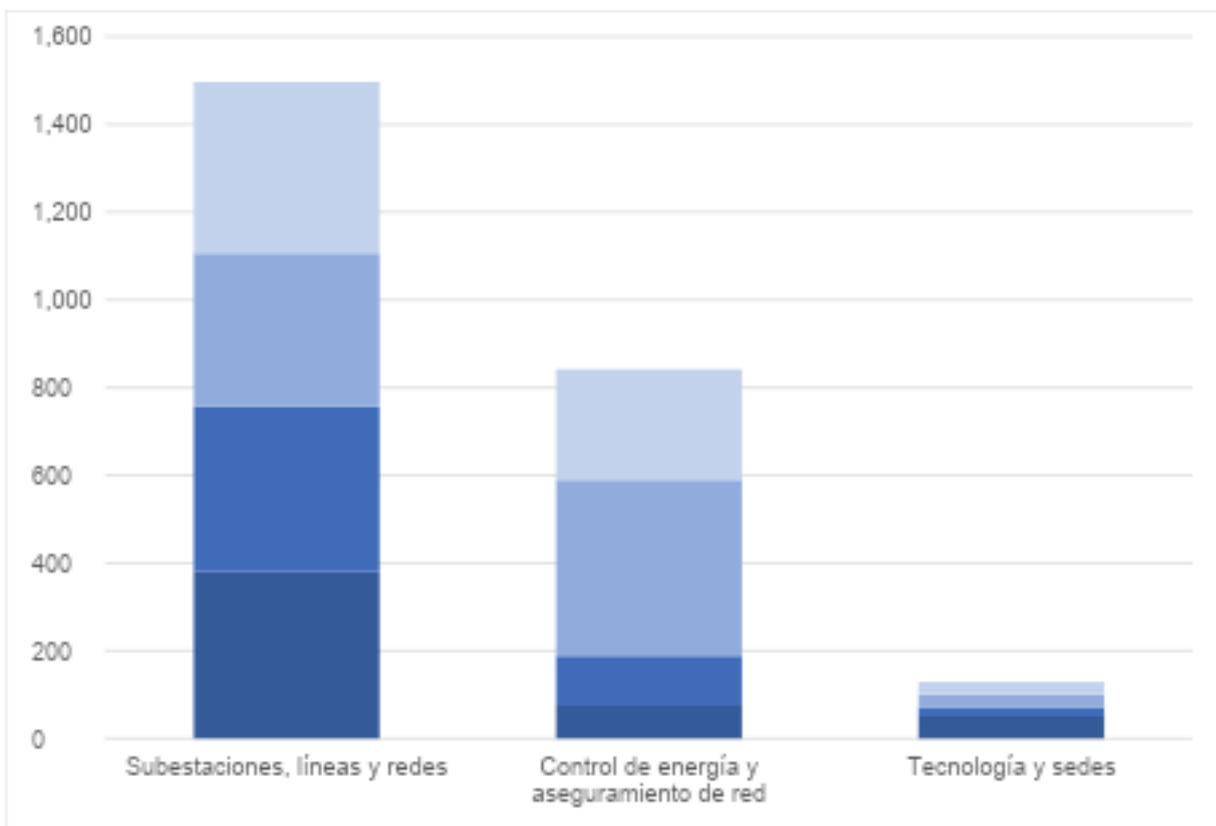
Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

En este se puede observar que la ejecución durante los primeros cuatro años del plan de inversión corresponde al 58,18% de las inversiones aprobadas por la CREG, equivalentes al 30,36% del Costo de Reposición de Referencia (CRR). Teniendo en cuenta este nivel de ejecución, la empresa informó a esta Superintendencia que las inversiones fueron ejecutadas de manera estratégica teniendo en cuenta las condiciones financieras y operativas tal que se pudieran abordar las zonas con condiciones de prestación del servicio más crítica y con esto obtener los mayores impactos en los diferentes objetivos propuestos. Adicionalmente, teniendo en cuenta la naturaleza dinámica de la prestación del servicio al nivel de distribución, se generaron ajustes al alcance de proyectos e inclusive la inclusión de proyectos inicialmente no planeados con el fin de atender nuevas prioridades.

Como se mencionó anteriormente, los montos de inversión presentados y los que se presentarán más adelante corresponden a la valoración regulatoria de activos a través de unidades constructivas. Por lo tanto, estos montos no representan el monto real ejecutado; no obstante, AFINIA en sus informes anuales de ejecución del plan de inversión aporta los montos reales, los cuales se ilustran en la **Figura 47**. En particular, en el informe de ejecución de plan de inversión de la vigencia 2024, la empresa

reporta que las inversiones ejecutadas acumuladas son cercanas a los 2,6 billones de COP.

Figura 47. Ejecución presupuestal de inversiones para AFINIA. Montos dados en miles de millones de pesos colombianos corrientes



Fuente: Elaboración DTGE con base en información aportada por AFINIA

Por otro lado, como parte de esta evaluación, se solicitó a la empresa definir las estadísticas principales de la ejecución de su plan de inversión para este periodo de ejecución en términos de nueva infraestructura construida, instalada, repotenciada y/o repuesto acorde con los proyectos definidos en la **Tabla 54**. De esta manera, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta el número de nuevas

subestaciones, líneas (115 kV, 34,5 kV) y circuitos (13,8 kV) planeadas y ejecutadas en el marco del plan de inversión.

Tabla 55. Ejecución de subestaciones, líneas y circuitos periodo 2021 a 2024.

| Ratio | Planead o | Ejecutad o |
|----------------------|--------------|---------------|
| Nuevas subestaciones | 7 | 1 |
| Nuevas líneas | 38 | 12 |
| Nuevos circuitos | 106 | 36 |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Respecto a esta información, la nueva subestación ejecutada se refiere a La Salvación puesta en operación en 2024; no obstante, se entiende que la subestación Manzanillo fue finalizada en el año 2021 e hizo parte del plan de inversión aprobado, por lo que la empresa ejecutó 2 nuevas subestaciones de 8 planeadas. Por otro lado, en la **Tabla 56** se presentan las estadísticas generales de infraestructura eléctrica ejecutada en el marco del plan de inversión

Tabla 56. Estadísticas principales de ejecución de infraestructura periodo 2021 - 2024. AFINIA



Superservicios

**INFORME DE VIGILANCIA O
INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O
CONCRETA**



SIGME

| Ubicación | categoría | Ratio | Planeado | Ejecutado | Ejecución |
|-------------|------------------------------|--------------------------------|----------|-----------|-----------|
| Subestación | Transformadores de potencia | Expansión TR_Potencia (Un) | 68 | 31 | 45,59% |
| Subestación | Bahías, Celdas, Gabinetes | Expansión Bah_Cel_Gab N2 (Un) | 288 | 105 | 36,46% |
| Subestación | Bahías, Celdas, Gabinetes | Expansión Bah_Cel_Gab N3 (Un) | 317 | 87 | 27,44% |
| Subestación | Bahías, Celdas, Gabinetes | Expansión Bah_Cel_Gab N4 (Un) | 79 | 22 | 27,85% |
| Subestación | Compensaciones reactivas | Expansión Compen SE (Un) | 1 | 5 | 500,00% |
| Subestación | Equipos control y protección | Expansión Control SE (Un) | 623 | 174 | 27,93% |
| Subestación | Equipos control y protección | Expansión Calidad P (Un) | 157 | 41 | 26,11% |
| Subestación | Equipos control y protección | Expansión Protec SE (Un) | 593 | 201 | 33,90% |
| Subestación | Equipos control y protección | Expansión Medida (Un) | 568 | 1.617 | 284,68% |
| Subestación | Transformadores de potencia | Reposición TR_Potencia (Un) | 66 | 27 | 40,91% |
| Subestación | Bahías, Celdas, Gabinetes | Reposición Bah_Cel_Gab N4 (Un) | 10 | 1 | 10,00% |
| Subestación | Bahías, Celdas, Gabinetes | Reposición Bah_Cel_Gab N3 (Un) | 30 | 4 | 13,33% |
| Subestación | Bahías, Celdas, Gabinetes | Reposición Bah_Cel_Gab N2 (Un) | 164 | 10 | 6,10% |

| Ubicación | categoría | Ratio | Planeado | Ejecutado | Ejecución |
|-------------|---------------------------------|--|----------|-----------|-----------|
| Subestación | Equipos control y protección | Reposición Control SE (Un) | 66 | 88 | 133,33% |
| Subestación | Equipos control y protección | Reposición Protecc SE (Un) | 132 | 37 | 28,03% |
| Subestación | Equipos control y protección | Reposición Calidad P (Un) | 2 | - | 0,00% |
| Subestación | Equipos control y protección | Reposición Medida (Un) | 54 | 204 | 377,78% |
| Redes N1 | Transformadores de distribución | Expansión TR_N1 (Un) | 8.153 | 990 | 12,14% |
| Redes N1 | Redes N1 | Expansión Red BT (KM) | 1.952 | 547 | 28,04% |
| Redes N1 | Transformadores de distribución | Expansión Monohilo TR_N1 (Un) | 755 | 87 | 11,52% |
| Redes N1 | Transformadores de distribución | Expansión Blindaje TR_N1 (Un) | 19.320 | 3.485 | 18,04% |
| Redes N1 | Redes N1 | Expansión Blindaje Red BT (KM) | 2.682 | 650 | 24,22% |
| Redes N1 | Transformadores de distribución | Expansión Blindaje Subnormal TR_N1 (Un) | 184 | 22 | 11,96% |
| Redes N1 | Redes N1 | Expansión Blindaje Subnormal Red BT (KM) | 15 | 25 | 169,25% |
| Redes N1 | Transformadores de distribución | Reposición TR_N1 (Un) | 3.791 | 3.325 | 87,71% |
| Redes N1 | Redes N1 | Reposición Red BT (KM) | 1.153 | 641 | 55,54% |
| Redes | Redes | Expansión Red AT-N4 (KM) | 104 | 1 | 0,52% |

| Ubicación | categoría | Ratio | Planeado | Ejecutado | Ejecución |
|-----------|------------------|---|----------|-----------|-----------|
| Redes | Redes | Expansión Red MT-N3 (KM) | 1.483 | 143 | 9,65% |
| Redes | Redes | Expansión Red MT-N2 (KM) | 510 | 739 | 144,74% |
| Redes | Equipos de línea | Expansión Regul (Un) | 45 | 2 | 4,44% |
| Redes | Equipos de línea | Expansión Conden LN (Un) | 20 | 7 | 35,00% |
| Redes | Equipos de línea | Expansión Reconc (Un) | 894 | 968 | 108,28% |
| Redes | Redes | Expansión Red Sub MT-N3 (KM) | 20 | 1 | 3,43% |
| Redes | Redes | Expansión Red Sub MT-N2 (KM) | 139 | 42 | 30,46% |
| Redes | Redes | Expansión Monohilo Red MT-N2 (KM) | 361 | 188 | 52,01% |
| Redes | Equipos de línea | Expansión Blindaje Red MT-N2 (KM) | 872 | 589 | 67,60% |
| Redes | Equipos de línea | Expansión Blindaje Subnormal Red MT-N2 (KM) | 27 | 18 | 64,62% |
| Redes | Redes | Reposición Red AT-N4 (KM) | 38 | 17 | 43,64% |
| Redes | Redes | Reposición Red MT-N3 (KM) | 396 | 368 | 92,79% |
| Redes | Redes | Reposición Red MT-N2 (KM) | 3.378 | 2.379 | 70,43% |
| Redes | Redes | Reposición Red Sub MT-N3 (KM) | - | 2 | |

| Ubicación | categoría | Ratio | Planeado | Ejecutado | Ejecución |
|-------------|---------------------------|--|----------|-----------|-----------|
| Redes | Redes | Reposición Red Sub MT-N2 (KM) | 70 | 7 | 9,66% |
| Redes | Equipos de línea | Reposición Regul (Un) | - | 2 | |
| Redes | Equipos de línea | Reposición Condens LN (Un) | 2 | 11 | 550,00% |
| Redes | Equipos de línea | Reposición Reconc (Un) | 390 | 327 | 83,85% |
| Macromedida | Macromedida N2-3-4 | Expansión N2-N3-N4 Macro Medida (Un) | 173 | 157 | 90,75% |
| Macromedida | Macromedida N1 | Expansión N1 Macro Medida (Un) | 43.225 | 14.942 | 34,57% |
| Macromedida | Macromedida N2-3-4 | Reposición N2-N3-N4 Macro Medida (Un) | 915 | 817 | 89,29% |
| Macromedida | Macromedida N2-3-4 | Reposición N2-N3-N4 Macro Calidad P (Un) | 165 | 138 | 83,64% |
| Apoyo | Bahías, Celdas, Gabinetes | Expansión SE móvil | 11 | 6 | 54,55% |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa



Superservicios

**INFORME DE VIGILANCIA O
INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O
CONCRETA**



SIGME

En la **Tabla 57** se presentan los proyectos de inversión ejecutados que la empresa considera representativos y que considera generaron mayor impacto y beneficios en las condiciones de prestación del servicio en el mercado atendido.

Tabla 57. Proyectos de inversión representativos ejecutados por AFINIA en el marco del plan de inversión.

| Nombre Proyecto | Departamento | Usuarios beneficiados | Descripción | Beneficios |
|---------------------------------------|--------------|-----------------------|--|---|
| SE Nueva Montería SDL | CORDOBA | 50.712 | Instalación de un nuevo transformador tridevanado 110/34,5/13,2 kV 50/15/35 MVA con sus respectivas bahías a 110, 34,5 y 13,2 kV en la nueva S/E Nueva Montería | <p>Descargar los transformadores de la subestación Montería a nivel 13,8 kV</p> <p>Atender nuevas solicitudes de conexión a nivel de 34.5 kV y proyectos de la nación.</p> <p>Evitar los racionamientos de carga del SDL</p> <p>Mejorar los perfiles de tensión en la zona.</p> |
| 3er TR SE Salguero 34.5/13.8kV 14MVA | CESAR | 26.814 | Instalación de un tercer transformador 34,5/13,8 kV de 14 MVA en la Subestación Salguero. | Atender la nueva demanda y crecimiento de la zona. |
| 2do TR CHINU PLANTA 110/34.5 kV 60MVA | CORDOBA | 11.944 | Instalación de un segundo transformador 110/34,5 kV de 60 MVA en la S/E Chinú Planta y normalización de la bahía de línea para brindarle confiabilidad al sistema | Mejorar la confiabilidad del sistema en la zona de Córdoba. |
| Nueva SE Manzanillo (SDL) | BOLIVAR | 71.496 | Construcción la nueva S/E Manzanillo. En esta subestación se instalaron dos transformadores bidevanados 66-110/13,8 kV de 30 MVA con sus respectivas bahías conexión a 66 kV | Atender el crecimiento de la demanda de la zona norte de Cartagena, con adecuados índices de calidad. |

| Nombre Proyecto | Departamento | Usuarios beneficiados | Descripción | Beneficios |
|---------------------------------------|--------------|-----------------------|---|--|
| | | | aisladas a 110 kV con tecnología encapsulada GIS sugerida por problemas de contaminación en la zona y gabinetes a 13,8 kV para alimentar carga del SDL | Disminuir el número y la duración de interrupciones en la prestación del servicio de energía. |
| Nuevas redes AT SE El Carmen y CTO MT | BOLIVAR | 51.917 | Instalación de un segundo transformador en la S/E El Carmen 110/66/13 kV de 60 MVA | Mejorar la confiabilidad de atención de la demanda de esta zona. Reducir cargabilidad y mejorar perfiles de tensión. |
| 2do TR COVEQAS 110/34.5kV 60MVA | CORDOBA | 62.317 | Instalación de un segundo transformador 110/34,5 kV de 60 MVA en la S/E Coveñas | Ampliación de la capacidad de transformación para atender crecimiento de demanda. Mejorar la confiabilidad de la subestación Coveñas. |
| 2do TR GAMBOTE 66/13.8KV 20MVA | BOLIVAR | 23.621 | Instalación de un segundo transformador 66/13,8 kV de 20MVA en la S/E Gambote | Ampliación de la capacidad de transformación para atender crecimiento de demanda. Mejorar la confiabilidad de la subestación Gambote |
| Ampliación Bocagrande - Bosque 66kV | BOLIVAR | 8.110 | Reemplazo de tramo submarino y subterráneo de la línea 620 y ampliación de su capacidad de 380 a 628 Amp., así como cambiar su aislamiento de 66 kV a 110 kV. | Brindar confiabilidad a la subestación de Bocagrande y eliminar la demanda no atendida de esta subestación ante contingencia sencilla N-1 de la línea 622. |

| Nombre Proyecto | Departamento | Usuarios beneficiados | Descripción | Beneficios |
|---|--------------|-----------------------|---|---|
| Compensación SE Mompox 110 kV | BOLIVAR | 23.384 | Conexión de un banco de compensadores de 16 MVar 2 pasos de 8 MVar en la S/E Mompox 110 kV y normalización a 110KV de S/E Mompox | Mejorar los perfiles de tensión en la barra a 110 kV de la subestación Mompox, Mompox 34,5 kV, Talaigua Nuevo 34,5 kV manteniéndolas dentro de los límites regulatorios. Eliminar escenarios de energía no suministrada por restricciones operativas ante violaciones de los límites definidos por la regulación para tensiones a nivel de 110 kV. |
| Remp TR Villa Estrella 66/13.8 kV a 50MVA | BOLIVAR | 41.681 | Repotenciación del transformador en la subestación Villa Estrella 66/13,2 kV a 50/40 MVA | Eliminar condición de sobrecarga en el transformador previo durante operación normal, evitado así posibles escenarios de DNA y ENS. Atención al crecimiento vegetativo de la demanda en la zona. |
| Nueva Subestación La Loma 110kV (SDL) | CESAR | 24.993 | Construcción de una nueva S/E 110 kV/34,5/13,2 kV 50/30/20 MVA en La Loma, Cesar con el fin tener un punto inyección potencia en el ámbito las S/Es La Aurora Chiriguaná, San Roque y Curumaní. | Atender el crecimiento de la demanda de la subestación La Loma. Reducir las pérdidas técnicas y mejorar la confiabilidad del sistema en esta zona. |
| NUEVO CIRCUITO TERNERA 13 | BOLIVAR | 12.378 | Nuevo circuito Ternera 13 compuesto por 26 km en conductor 750 XLPE, 0,35 km en conductor CF200, | Mejorar la calidad del circuito. |

| Nombre Proyecto | Departamento | Usuarios beneficiados | Descripción | Beneficios |
|----------------------------------|--------------|-----------------------|---|---|
| | | | dos reconectadores, tres interruptores telecontrolados y 6 fusibles tripolares | Evitar racionamiento por sobrecarga en los circuitos. Atender nueva demanda en la zona. Disminución de las pérdidas técnica de energía, y la mejora en el perfil de tensión que reciben los usuarios. |
| NUEVO CIRCUITO TERNERA 15 | BOLIVAR | 2.204 | Nuevo circuito Ternera 15 0,9 km en conductor 750 XLPE 0,02Km en conductor CF125 7,51 km en conductor CF200, un reconectador, dos interruptores telecontrolados y 3 fusibles tripolares | Descargar circuitos existentes. Atender la nueva demanda y crecimiento de la zona. |
| NUEVO CIRCUITO TERNERA 14 | BOLIVAR | 2.204 | Nuevo circuito Ternera 14 0,1 km en conductor 500 XLPE 0,2Km en conductor 750 XLPE 5,76 km en conductor CF200 0,27 km en conductor CF63, 5 reconectadores y 28 fusibles tripolares | Descargar circuitos existentes. Atender la nueva demanda y crecimiento de la zona. |
| NUEVO CIRCUITO NUEVA MONTERIA 11 | CORDOBA | 4.439 | Nuevo circuito Nueva Montería 11 contempla tendido de 8,46km en CF159, 1,03km en CF63 1,08km en CF125, y la instalación de dos reconectadores | Mejorar la confiabilidad y los indicadores de la calidad del servicio del circuito Montería 9, 5 y Pradera 5. Reducción de pérdidas técnicas. Capacidad para atender el crecimiento vegetativo de la demanda y las nuevas solicitudes de carga en su área de cobertura. |
| NUEVO CIRCUITO Manzanillo 1 | BOLIVAR | 6.845 | Nuevo circuito Manzanillo 1 0,2 km en conductor 750 XLPE, 8 km en conductor CF159, 0,2 | Descargar circuito de Subestación Bayunca. |

| Nombre Proyecto | Departamento | Usuarios beneficiados | Descripción | Beneficios |
|----------------------------|--------------|-----------------------|---|---|
| | | | Km en conductor CF63, 3 reconectores y 5 fusibles tripolares | Atender la nueva demanda y crecimiento de la zona norte de Cartagena. |
| Arquitectura SE Manzanillo | BOLIVAR | 71.496 | Finalización de construcción circuito Manzanillo 1 y 2 y de construcción de nuevos circuitos Manzanillo 3 y 4 | <p>Reducir las pérdidas técnicas.</p> <p>Mejorar la confiabilidad en el suministro de energía en el sector de Manzanillo del Mar.</p> <p>Mejorar los indicadores de calidad del servicio.</p> <p>Incrementar la confiabilidad de la zona de influencia de la subestación.</p> <p>Disponer de capacidad para atender nuevas demandas y se tiene la flexibilidad en la operación garantizando un servicio continuo. Este proyecto se encuentra apalancado por las obras en el STR asociadas a la puesta en servicio de la Subestación Manzanillo.</p> |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Siendo estos proyectos, en términos generales, fundamentales para mejorar las condiciones de sobrecarga de activos, confiabilidad e interrupciones, así como expandir el sistema existente, lo que permitió la atención de nueva demanda y mejorar las condiciones medias de prestación del servicio a lo largo de su mercado.

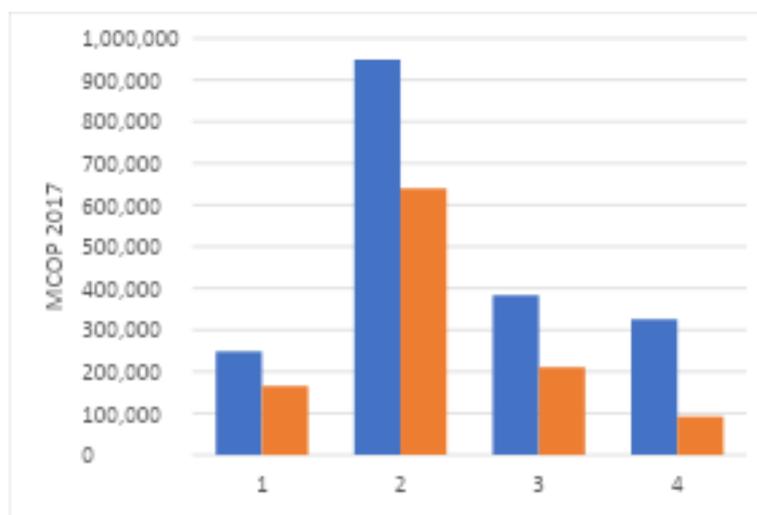
A continuación, se presenta un detalle de la ejecución de inversiones por nivel de tensión, tipo de inversión, tipo de proyecto, y departamento.

5.2.4. Por nivel de tensión

El marco regulatorio vigente define el cálculo de ingresos y cargos de distribución desagregado por el nivel de tensión sobre el cual se encuentre conectado el usuario, y las inversiones aprobadas y ejecutadas son enmarcadas y clasificadas en dichos niveles. Asimismo, los mecanismos de ajuste a la remuneración definidos en la regulación vigente se aplican dependiendo de las diferencias y tendencia entre lo ejecutado y aprobado por cada uno de estos niveles.

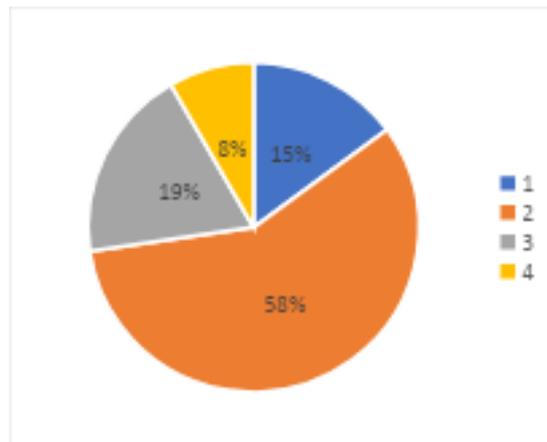
Así las cosas, en la **Figura 48** se presenta la ejecución general del plan de inversión desagregada por nivel de tensión para el periodo 2021 a 2024, y en la se presenta la distribución de inversiones ejecutadas por cada nivel de tensión sobre el mismo periodo.

Figura 48. Ejecución general de inversión por nivel de tensión entre 2021 y 2024 – AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Figura 49. Distribución de inversiones ejecutadas por nivel de tensión por nivel de tensión entre 2021 y 2024 – AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

De la misma manera, de la **Figura 50** a la **Figura 53** se presenta la ejecución anual en los niveles de tensión del 1 al 4 en el periodo 2021 a 2024.

Figura 50. Ejecución anual de inversiones en el nivel de tensión 1 - AFINIA.

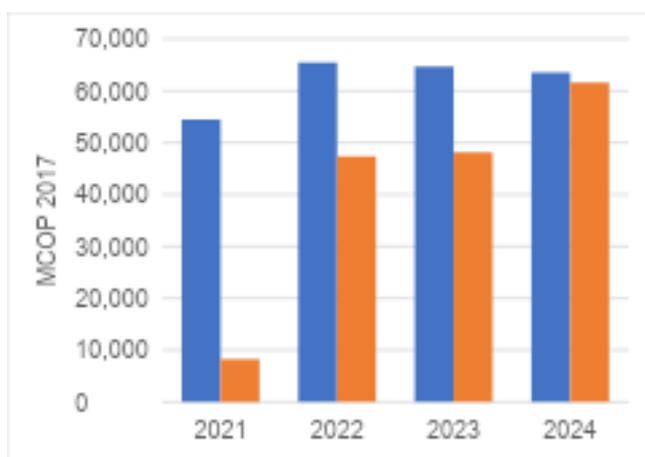


Figura 51. Ejecución anual de inversiones en el nivel de tensión 2 - AFINIA.

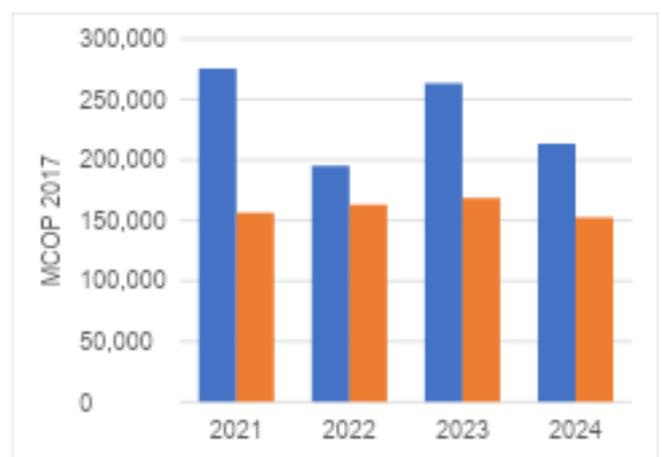


Figura 52. Ejecución anual de inversiones en el nivel de tensión 3 - AFINIA.

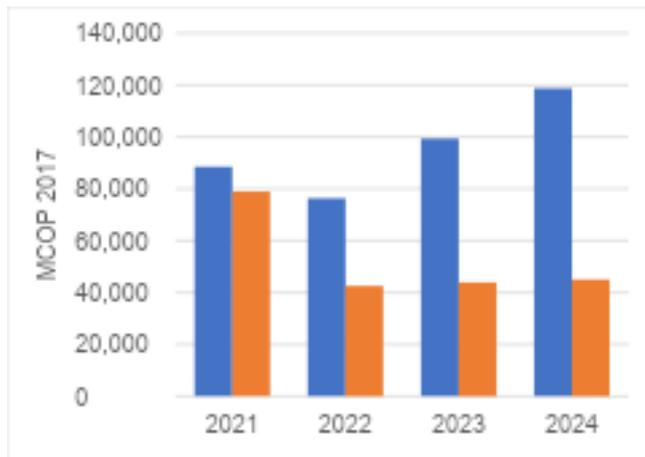
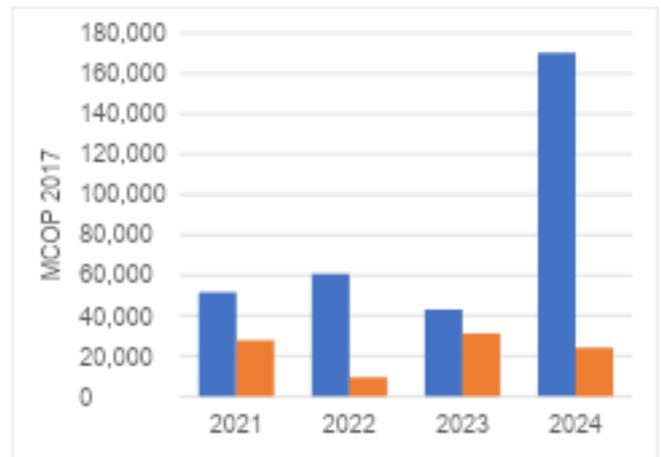


Figura 53. Ejecución anual de inversiones en el nivel de tensión 4 - AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

En lo que respecta al nivel de tensión 1, se tiene una ejecución de 66,63% con respecto al monto aprobado para este nivel, equivalente al 14,92% de la ejecución total por parte de la empresa. Como se observa en la **Figura 50** se observa que durante el primer año se presentó una brecha considerable entre lo ejecutado y lo planeado que, acorde a lo conversado con la empresa y como se verá más adelante en la sección de Gestión de Pérdidas, fue un periodo en el cual la empresa tenía un déficit de capacidad operativa y además se encontraba en un proceso de selección y diseño de los diferentes proyectos de renovación, adecuación y normalización de redes de media y baja tensión que hacen parte de este y el nivel de tensión 2. Teniendo en cuenta la prioridad de mejorar las condiciones de calidad de servicio y de reducción de pérdidas, así como la atención de nueva demanda, la brecha en este nivel de tensión se ha venido cerrando con el transcurso de los años, inclusive alcanzando niveles de ejecución de 96,88% para el 2024.

En lo que respecta al nivel de tensión 2, este representa la ejecución individual más alta con 67,52%, así como la contribución más alta a la ejecución total por parte de la empresa de 57,76%. Como se puede observar en la **Figura 51**, la ejecución de inversión a lo largo de cada vigencia se ha mantenido en una magnitud similar, independientemente de la magnitud de inversiones aprobadas. En particular para el primer año la brecha no fue tan amplia como en el nivel de tensión 1 debido a que, además de los proyectos destacados, se tienen proyectos de instalación de macromedición y reconectores, y circuitos de 13,8 kV para aliviar condiciones de sobrecarga y fortalecer confiabilidad.

En lo que respecta al nivel de tensión 3, se tiene una ejecución de 54,93% con respecto al monto aprobado para este nivel equivalente a 18,98% de la ejecución total por parte de la empresa. Como se observa en la **Figura 52**, se presenta la mayor inversión y más cercana a lo aprobado durante el primer año, dentro del cual se destaca la puesta en operación de la subestación Manzanillo y Cereté, reposición, repotenciación e instalación de transformadores de potencia (proyectos compartidos con el nivel de tensión 4), y construcción de nuevas líneas de 34,5 kV (Nueva Montería – Pradera, Majagual – Guaranda). No obstante, en los siguientes años, la ejecución de inversión fue reducida y si bien se mantuvo en una magnitud similar desde 2022, las inversiones aprobadas para estos años aumentaron, aumentando la brecha entre lo ejecutado y lo aprobado.

Por último, en lo que respecta al nivel de tensión 4, se tiene una ejecución de 28,37% con respecto al monto aprobado para este nivel equivalente a 8,37% de la ejecución total por parte de la empresa, los niveles de inversión más bajos con respecto al resto de niveles de tensión. En este se puede observar que para el año 2022 y sobre todo el 2024 como se observa en la **Figura 53**, se presentan brechas entre lo aprobado y

ejecutado significativas, las cuales representan retrasos en la ejecución de proyectos relevantes para la expansión del STR y SDL como lo son la construcción de las subestaciones Pasacaballo, Carreto, Campestre y Turbaco, cuyas condiciones actuales de ejecución y cumplimiento a la luz de la Resolución CREG 024 de 2013 son explorados en la sección.

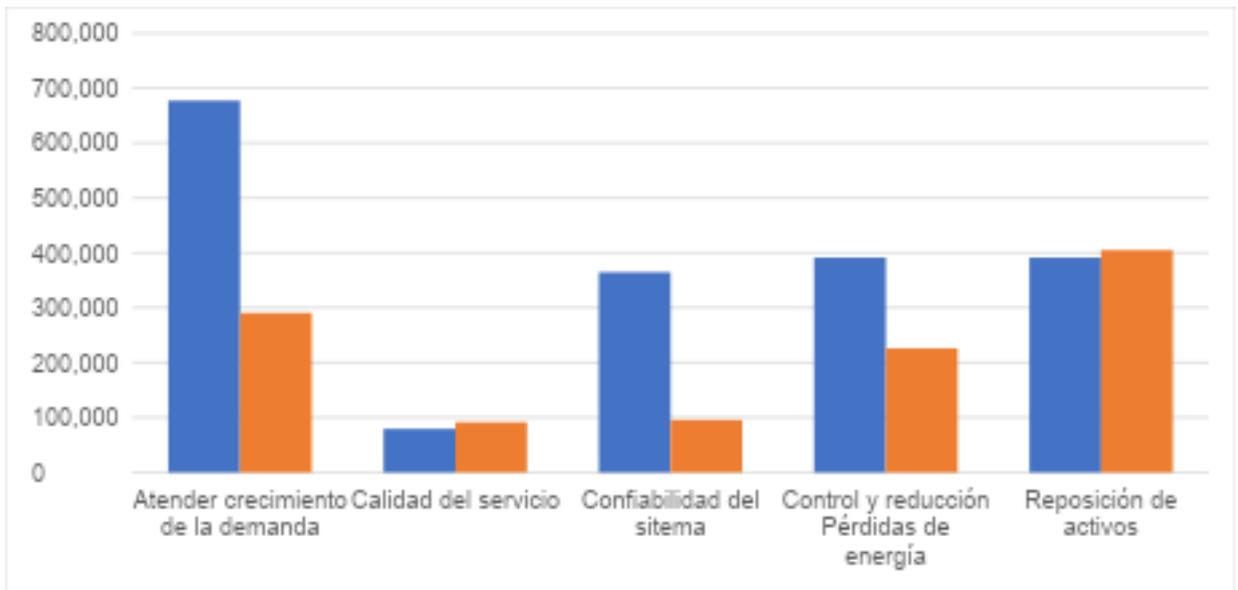
5.2.5. Por objetivo

Dentro del reporte de la información, la empresa clasifica los proyectos de su plan de inversión por el objetivo o problemática principal que estos abordan. Puede que estos proyectos influyan en más de una dimensión, pero la clasificación asignada corresponde a la más representativa. Adicionalmente, estos objetivos pueden abarcar uno o más de los tipos de inversión explicados anteriormente. De esta manera, la empresa propone los siguientes objetivos principales

- ✓ Atención al crecimiento de la demanda (Tipo I y II).
- ✓ Calidad del servicio (Tipo IV).
- ✓ Confiabilidad del sistema (Tipo II y IV).
- ✓ Control y reducción de pérdidas (Tipo IV).
- ✓ Reposición de activos (Tipo I y III).

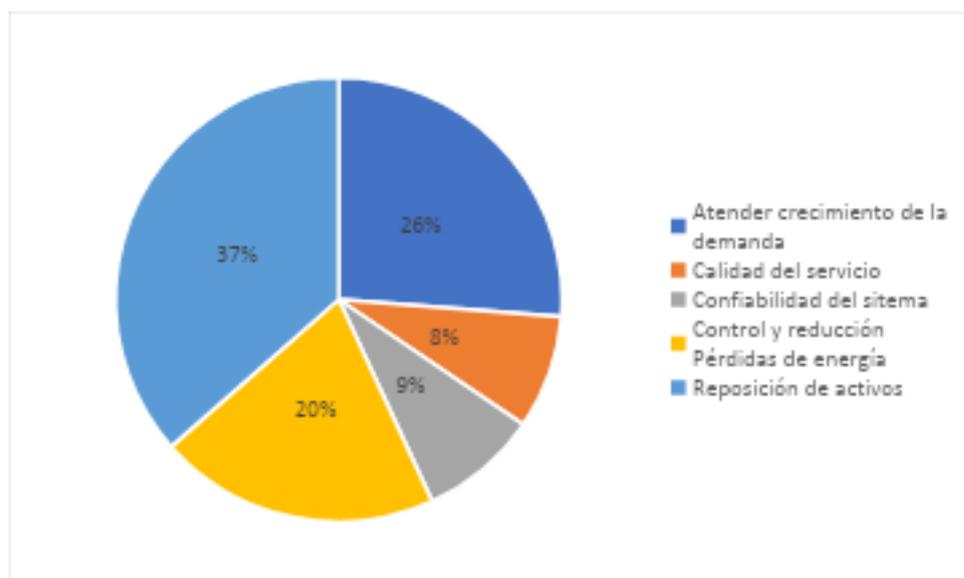
Así las cosas, en la **Figura 54** se presenta la ejecución general del plan de inversión desagregada por objetivo de proyecto para el periodo 2021 a 2024, y en la **Figura 55** se presenta la distribución de inversiones ejecutadas por cada objetivo de proyecto sobre el mismo periodo.

Figura 54. Ejecución general de inversión por objetivo de proyecto entre 2021 y 2024 – AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa

Figura 55. Distribución de inversiones ejecutadas por objetivo de proyecto entre 2021 y 2024 - AFINIA



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa

De la misma manera, de la Figura 56 a la Figura 59 se presenta la ejecución anual en los niveles de tensión del 1 al 4 en el periodo 2021 a 2024.

Figura 56. Ejecución anual de inversiones en reposición de activos - AFINIA.

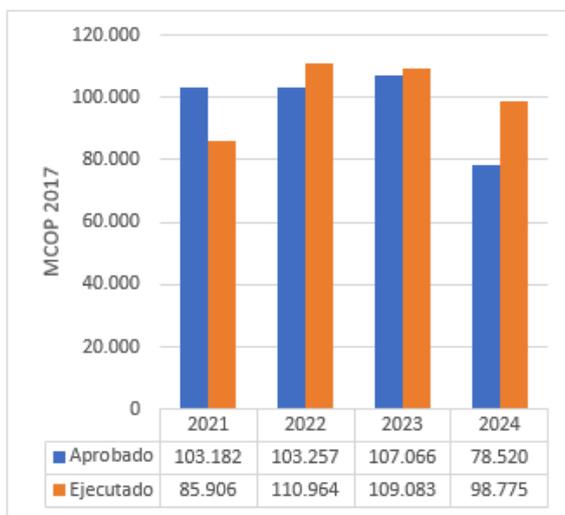


Figura 57. Ejecución anual de inversiones en atención al crecimiento de la demanda - AFINIA.

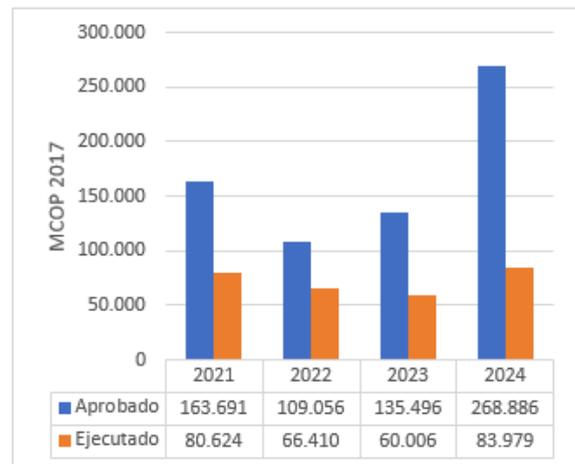


Figura 58. Ejecución anual de inversiones en control y reducción de pérdidas no técnicas - AFINIA.

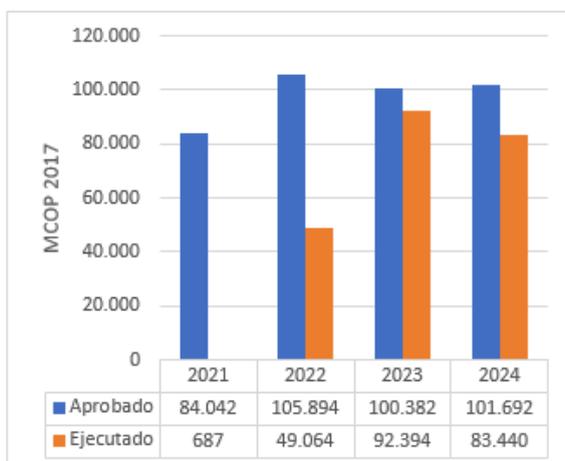
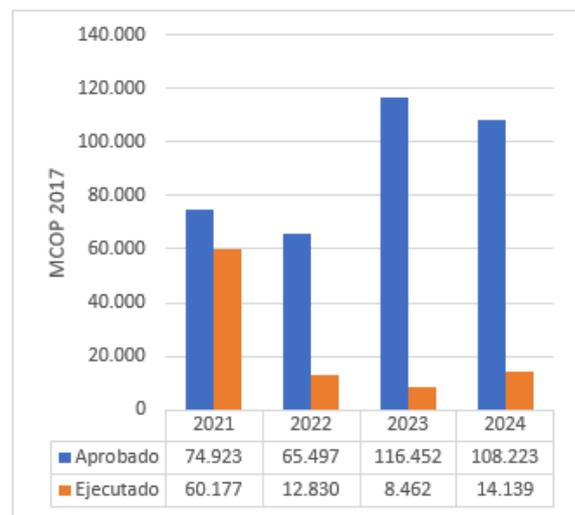
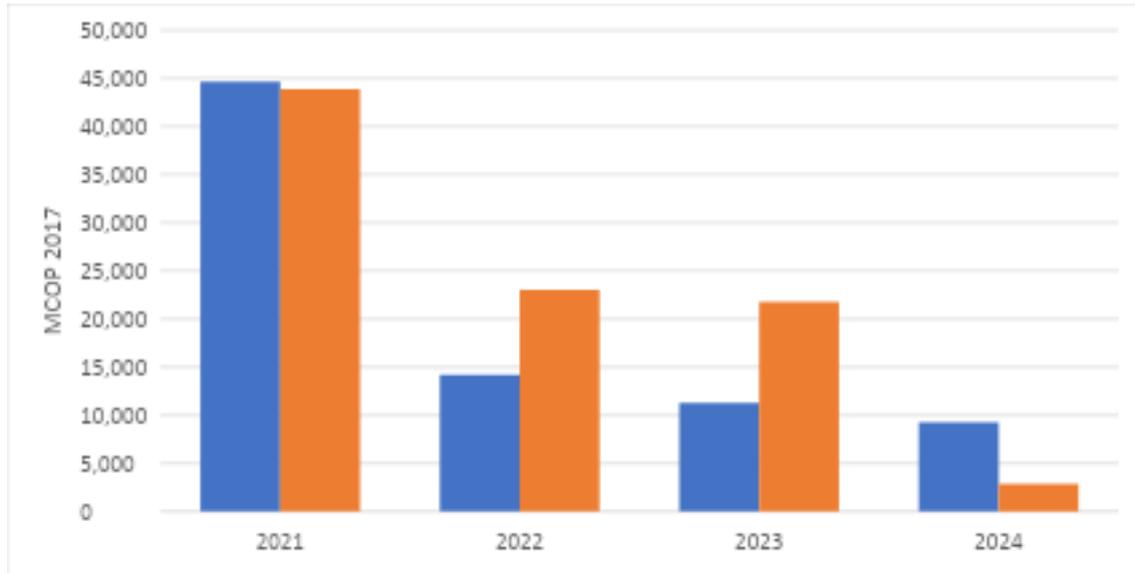


Figura 59. Ejecución anual de inversiones en confiabilidad del sistema - AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Figura 60. Ejecución anual de inversiones en calidad del servicio – AFINIA



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Como se puede observar en la Figura 56, en lo que respecta a inversiones orientadas a reposición de activos, la empresa ejecutó alrededor de 404.728 MCOP 2017 equivalentes al 36,51% del total de las inversiones ejecutadas. En términos individuales, estas representan el 103,24% de las inversiones aprobadas para este objetivo, de esta manera demostrando ser uno de los focos principales del plan de inversión ejecutado.

En lo que respecta a inversiones orientadas a la atención de nueva demanda la empresa ejecutó alrededor de 291.018 MCOP 2017 equivalentes al 26,25% del total de las inversiones ejecutadas. En términos individuales, estas representan el 42,98% de las inversiones aprobadas para este objetivo. Como se observa en la Figura 57, durante los primeros tres años de ejecución sobre este objetivo estuvo alrededor de

50,71%, respondiendo a las mayores necesidades de crecimiento de demanda y sobrecarga de activos en el sistema; no obstante, en el 2024 a pesar de que la magnitud de inversión estuvo a la par con 2021, se tenía un monto aprobado de inversión mayor al de años anteriores, resultando en una reducción de la ejecución porcentual. Esto se vio reflejado en retraso de proyectos del STR y SDL tales como la construcción de subestaciones tales como Carreto, Pasacaballo, Campestre, Turbaco, La Marina, arquitectura de redes SDL en estas nuevas subestaciones, ampliación de SDL existente e instalación de nuevos transformadores.

En lo que respecta a inversiones orientadas al control y reducción de pérdidas en lo que respecta la empresa ejecutó alrededor de 225.586 MCOP 2018 equivalentes al 20,35% del total de las inversiones ejecutadas. En términos individuales, estas representan el 57,55% de las inversiones aprobadas para este objetivo. Como se observa en la Figura 58, durante el primer año se presentó un nivel de ejecución de 0,8% resultado de factores previamente mencionados y que serán explorados en detalle más adelante del presente informe como lo son la reducida capacidad de personal calificado y el diseño de proyectos de aseguramiento de red. En años siguientes, el nivel de ejecución de inversiones fue en aumento, estando en niveles cercanos a los aprobados para los últimos dos años. A pesar de lo anterior, y como se verá en la mencionada sección, esto no necesariamente influyó en una reducción en el índice de pérdidas totales por factores que serán explorados en esta. Por último, es de resaltar que la empresa en el marco del Plan de Gestión de Largo Plazo presentó un desagregado por subcategorías de las inversiones ejecutados en esta categoría el cual se presenta en la **Tabla 58**. En este se observa que los montos proyectados y ejecutados son cercanos a los presentados en la Figura 58 a excepción del monto ejecutado para 2021, el cual correspondería a 16,54%. Esta diferencia se presume se

debe a ejecuciones por fuera del plan categorizadas en otro objetivo; no obstante, esta diferencia será verificada con la empresa.

Tabla 58. Ejecución de inversiones orientadas al control y reducción de pérdidas reportada en el marco del PGLP

| | Subcategoría | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------|------------------------------|--------|---------|---------|---------|
| Proyectado | Total | 84.959 | 106.027 | 100.471 | 100.471 |
| Ejecutado | Adecuaciones menores | 1.690 | | 12.044 | |
| | Blindaje Subnormal | 277 | | 991 | |
| | Macromedida N1 | 287 | | 2.802 | |
| | Macromedida Subestación | 393 | | 98 | |
| | Macromedida Zonas Especiales | 4.015 | | 2.014 | |
| | Aseguramiento de red | 7.393 | | 63.626 | |
| | PCI | | | 4.872 | |
| | Total | 14.055 | 53.002 | 86.446 | 82.570 |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

En lo que respecta a inversiones orientadas a confiabilidad del sistema la empresa ejecutó alrededor de 95.608 MCOP 2017 equivalentes al 8,63% del total de las inversiones ejecutadas. En términos individuales, estas representan el 26,19% de las inversiones aprobadas para este objetivo. Como se observa en la Figura 59 durante el primer año se realizó la ejecución de inversiones más significativas en este objetivo, incluyendo la instalación de transformadores adicionales en subestaciones tales como El Carmen, Chinú Planta, Coveñas, Gambote, la construcción de nuevas líneas y circuitos de media tensión, ampliación y modernización de bahías, y normalización de redes monohilo. En los años siguientes, se redujo el ritmo de ejecución de inversiones sobre este objetivo, ampliando la brecha con respecto a lo aprobado, destacando la construcción de nuevas líneas y circuitos de media tensión, instalación de segundo

transformador en la subestación de Cerromatoso, y continuidad en la normalización de redes monohilo.

Por último, en lo que respecta a inversiones orientadas a calidad del servicio la empresa ejecutó alrededor de 91.547 MCOP 2017 equivalentes al 8,26% del total de las inversiones ejecutadas. En términos individuales, estas representan el 115,39% de las inversiones aprobadas para este objetivo. Por un lado, es de destacar que las inversiones ejecutadas en el resto de los objetivos benefician la calidad de servicio directa o indirectamente, por lo que puede considerarse como un objetivo transversal a los demás. En esta categoría se enmarcan inversiones principalmente enfocadas a la instalación de reconectores en el marco del esquema de calidad del servicio definido en la Resolución CREG 015 de 2018, así como la adquisición de subestaciones móviles para soporte en mantenimientos, la instalación de reguladores de tensión y proyectos de normalización de redes con recursos del estado (PRONE), estos últimos no siendo reconocidos como ingresos por inversión y cuyos montos anuales ejecutados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 59. Ejecución anual de inversiones a través de recursos públicos (RPP = 1)

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|-----------|------|------|--------|--------|
| Ejecutado | 0 | 0 | 168.95 | 755.24 |
| o | 0 | 0 | 6 | 3 |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

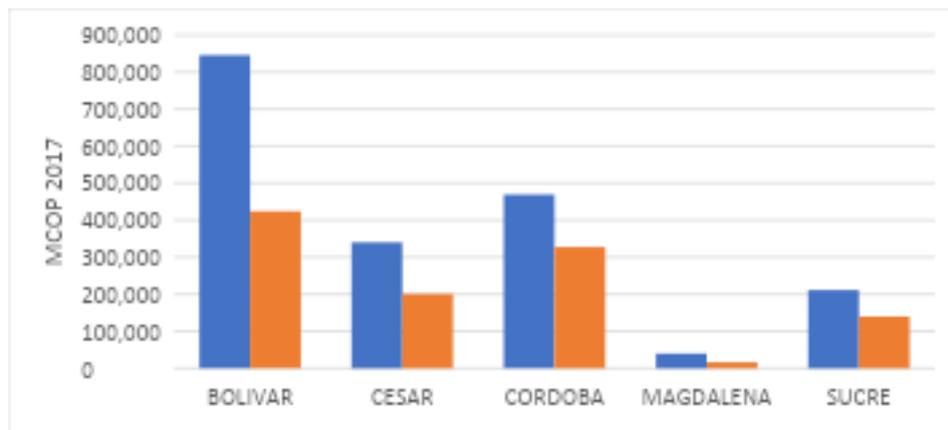
Por otro lado, como se observa en la Figura 60, la sobre ejecución de inversiones sobre este objetivo proviene de los años 2022 y 2023, durante los cuales se presenta sobre ejecución de ciertos proyectos, así como la ejecución de proyectos por fuera del

plan como la adquisición de una subestación móvil no proyectada y la ampliación de la subestación Magangué a través de la instalación de nuevos equipos de subestación.

5.3. Por Departamento

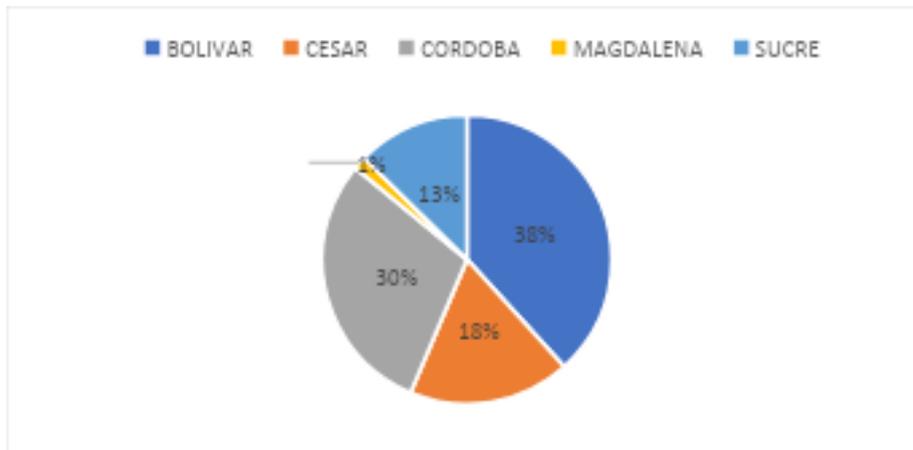
En la Figura 61 se presenta la ejecución general del plan de inversión desagregada por departamento para el periodo 2021 a 2024, y en la Figura 62 se presenta la distribución de inversiones ejecutadas sobre el mismo periodo.

Figura 61. Ejecución general de inversión por departamento entre 2021 y 2024 – AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Figura 62. Distribución de inversiones ejecutadas por departamento entre 2021 y 2024 - AFINIA



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

En estas se puede observar que el departamento de Bolívar presentó la mayor contribución al total de inversiones ejecutadas del 38,28%, equivalente al 50,19% de las inversiones aprobadas para dicho departamento. Seguido se encuentra el departamento de Córdoba con una contribución de 29,54% equivalente al 69,81% de las inversiones aprobadas para este departamento. Continúa el departamento de Cesar con una contribución de 18,11% equivalente al 59,03% de sus inversiones aprobadas y el departamento de Sucre con una contribución de 12,60% equivalente al 66,11% de sus inversiones aprobadas. Por último, se encuentran los 11 municipios del departamento de Magdalena atendidos por la empresa, sobre los cuales se ejecutaron 1,47% de las inversiones totales, equivalentes al 40,99% de sus inversiones aprobadas.

5.3.1. Desviaciones en la ejecución

En diferentes espacios durante la evaluación integral, AFINIA destacó la cifra de ejecución de inversiones de alrededor de \$2,6 billones de COP, la cual como se resaltó anteriormente corresponde a la valoración real de las inversiones ejecutadas, parte de las cuales corresponden al plan de inversión. No obstante, desde el punto de vista del plan de inversión regulatorio y la ejecución revisada en la sección anterior, se

encuentra que existe subejecución con respecto al plan aprobado por la CREG a lo largo de todos los niveles de tensión, especialmente los niveles de tensión 3 y 4, las cuales están concentradas en inversiones orientadas principalmente a la atención de nueva demanda, confiabilidad del sistema, y control y reducción de pérdidas.

Bajo este panorama, la ejecución del plan de inversiones estuvo sujeta a las condiciones propias operativas y financieras de la empresa, condiciones de gestión en la región, y otros factores externos que representaron retos y barreras importantes en la planeación que llevaron a la priorización y replanteamiento de proyectos con el fin de asegurar la atención de nueva demanda, asegurar la continuidad del servicio, mejorar la eficiencia operativa y la calidad del servicio; no obstante, también llevaron al retraso, suspensión e inclusive cancelación de ejecución de ciertos proyectos. Estos factores se resumen a continuación:

- ✓ **Efectos de la pandemia por COVID-19.** La emergencia sanitaria y medidas de aislamiento derivadas resultado de la pandemia del COVID-19 representó un reto en la gestión operativa y ejecución de inversiones durante 2021 y 2022.
- ✓ **Reducida oferta, abastecimiento e importación de materiales y equipos y aumento de costos.** La pandemia del COVID-19 y el conflicto entre Rusia y Ucrania resultaron en impactos económicos a nivel global tal como aumento en la TRM del dólar y escasez de materiales primarios que resultó en una alta volatilidad en los precios y disponibilidad de materiales y equipos. Adicionalmente, se presentó la denominada “crisis de contenedores” que redujo la tasa de importaciones y aumento a su vez sus costos, aportando al aumento de los costos de materiales y equipos. Por último, la industria nacional

ha presentado limitaciones en la capacidad de suplir la demanda de equipos por parte de las empresas distribuidoras a nivel nacional.

- ✓ **Gestión de trámites y permisos, y servidumbres.** Retraso en el trámite de permisos ante entidades ambientales, viales y gubernamentales que son necesarios previo a la ejecución de ciertos proyectos de inversión derivado de los amplios tiempos de respuesta por parte de dichas entidades. A lo anterior se suman los trámites de servidumbres cuyos procesos de negociación pueden representar tiempos prolongados.
- ✓ **Falta de mano de obra calificada.** Durante los primeros años de ejecución del plan de inversión, la empresa se enfrentó a una reducida disponibilidad y oferta de mano de obra calificada para la ejecución de inversiones, en particular en lo que respecta a proyectos orientados al control y reducción de pérdidas. Como se observará más adelante esto llevó inclusive a la creación del programa Tener Futuro a través del cual la empresa capacitó jóvenes de escasos recursos para su integración en el grupo operativo y suplir dicho déficit.
- ✓ **Oposición de la comunidad.** Como se ahondará más adelante, desde el inicio de su operación la empresa se ha visto enfrentada a oposición por parte de la comunidad a ejecución de proyectos de inversión, especialmente aquellos orientados al control y reducción de pérdidas (aseguramiento de red). Este sentimiento se ha agravado con el paso de los años con la afectación a la imagen de la empresa resultado del aumento de tarifas, la percepción de deterioro de la calidad del servicio, y desinformación de las soluciones propuestas por la empresa. Esto ha llevado a que el alcance de la gestión y ejecución de inversiones se vea limitado e inclusive restringido en ciertas zonas

de su mercado de comercialización y que la empresa ha buscado afrontar a través de refuerzo de su gestión social e integralidad de la gestión.

- ✓ **Situación de orden público.** Derivado de lo anterior, se han presentado situaciones de orden público que han resultado en restricción de la gestión por parte de la empresa e inclusive ha llevado a situaciones que comprometen la seguridad de sus operarios. Asimismo, existen zonas a lo largo del mercado de comercialización donde la presencia de grupos al margen de la ley y minería ilegal restringe o limita la capacidad de acción de la empresa.
- ✓ **Efectos del fenómeno del niño.** Los efectos del fenómeno del Niño representaron efectos en diferentes frentes. Por un lado, sus efectos en las condiciones climáticas de la región resultaron en un aumento de la demanda sobre el cual la empresa tuvo que adaptar su ejecución del plan. A su vez, esto representó un mayor consumo por parte de usuarios, lo que representó mayores costos en la factura y contribuyó al descontento expresado anteriormente, agravando los movimientos sociales y situaciones de orden público.
- ✓ **Situación financiera de la empresa.** Si bien a lo largo de sus informes de ejecución la empresa no expresa explícitamente su situación financiera como una barrera, diversos factores tales como la falta de desembolso de subsidios, el deterioro del indicador de pérdidas y recaudo durante 2023 y 2024, y la exposición en bolsa derivado del fenómeno del niño, resultaron en que la capacidad de inversión se viera limitada.

Teniendo en cuenta estos factores, y lo evidenciado en la sección anterior, en el marco de esta evaluación integral se solicitó a la empresa caracterizar los proyectos de

inversión aprobados y ejecutados durante el periodo 2021 a 2024 acorde a su estado de ejecución con el fin de tener un panorama general de la ejecución de inversiones vista anteriormente. El resultado de esta caracterización se presenta en la **Tabla 60**.

Tabla 60. Montos de inversión caracterizado por el estado de ejecución de los proyectos de inversión

| Estado | Dentro del plan | Aprobado | Ejecutado |
|---------------------|-----------------|--------------|-----------|
| Ejecutado | Dentro | 1.054.397 | 920.659 |
| | Fuera | 0 | 105.197 |
| | Total | 1.054.397 | 1.025.856 |
| Ejecutado parcial | Dentro | 12.566 | 3.289 |
| En ejecución | Dentro | 102.713 | 69.595 |
| | Fuera | 0 | 6.735 |
| | Total | 102.713 | 76.330 |
| Pendiente ejecución | Dentro | 554.995 | 2.909 |
| | Fuera | 0 | 40 |
| | Total | 554.995 | 2.949 |
| Descartado | Dentro | 172.531 | 88 |
| Sin asignar | Dentro | 8.394 | 0 |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Donde:

- ✓ **Ejecutado:** el proyecto fue ejecutado y se encuentra en operación.
- ✓ **Ejecución parcial:** el proyecto fue ejecutado parcialmente y fue finalizado.
- ✓ **En ejecución:** el proyecto se encuentra siendo ejecutado y se han reportado ejecuciones parciales, pero no ha finalizado.
- ✓ **Ejecución pendiente:** por diversos factores como los expuestos anteriormente su ejecución no ha sido iniciada.
- ✓ **No se ejecutará:** por diversos factores como los expuestos anteriormente, la empresa toma la decisión de no ejecutar el proyecto.

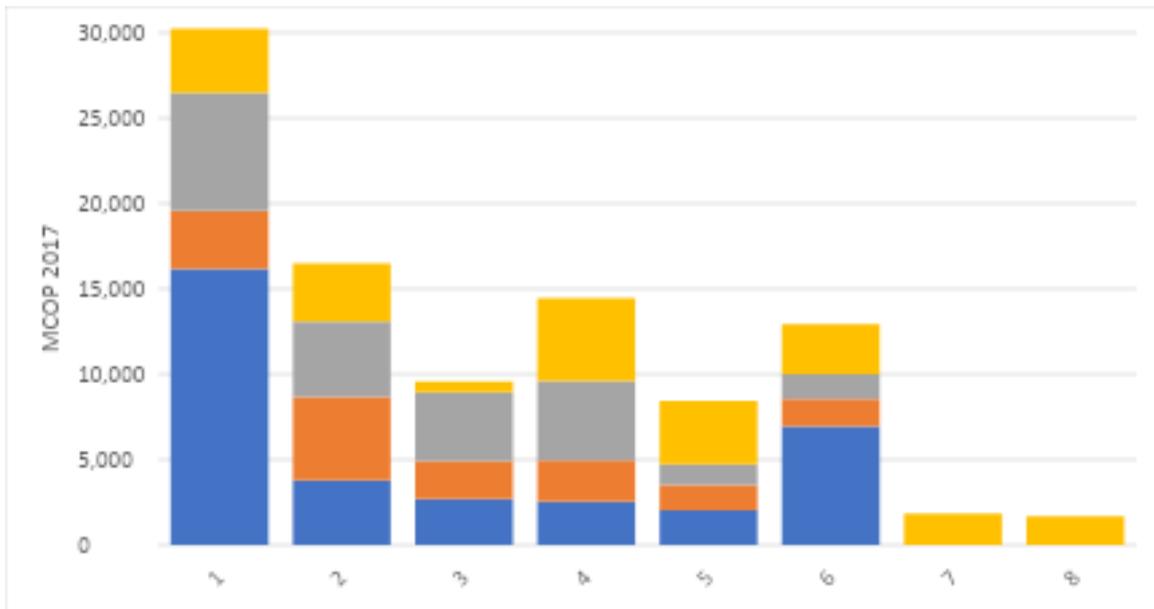
Asimismo, se distingue entre las inversiones ejecutadas dentro y fuera del plan aprobado. Es de resaltar que ejecutar inversiones que no están incluidas fuera del plan es un comportamiento que responde al comportamiento dinámico de factores endógenos y exógenos a la operación de sistemas de distribución. Por lo tanto, no está restringido en la regulación y son aplicables para remuneración

De esta manera, alrededor de 838.633 MCOP 2017 de las inversiones aprobadas con fecha de ejecución aprobada en el periodo 2021 a 2024, equivalentes al 44,01% del total de inversiones aprobadas para este periodo, no fueron finalizadas durante este. De estas, 102.713 MCOP 2017, equivalentes al 12,24% se encuentra en ejecución, y de las cuales ya se ha reportado ejecución del 76.330 MCOP 2017, siendo 69.595 MCOP 2017 asociada a proyectos dentro del plan. Adicionalmente, 554.995 MCOP 2017, equivalente al 66,17% se encuentra pendiente de ejecución, mientras que 172.531 equivalente al 20,57% se encuentra “descartado”. A continuación, se presenta un detalle adicional de estos tres estados.

5.3.2. En ejecución

Respecto a los proyectos que se encuentran en ejecución, estos corresponden a aquellos que ya iniciaron ejecución y que tienen un cierto grado de avance, pero a corte de diciembre de 2024 aún no se encontraban finalizados. De los 102.713 MCOP 2017 aprobados que se encuentran en esta categoría, la empresa definió fecha de finalización para 56.926 MCOP 2017, equivalentes al 55,4%, en el periodo 2025 a 2027 como se presenta en la **Figura 63**, desagregado por el objetivo de inversión.

Figura 63. Distribución de fecha de fin de ejecución de inversiones en estado de ejecución - AFINIA



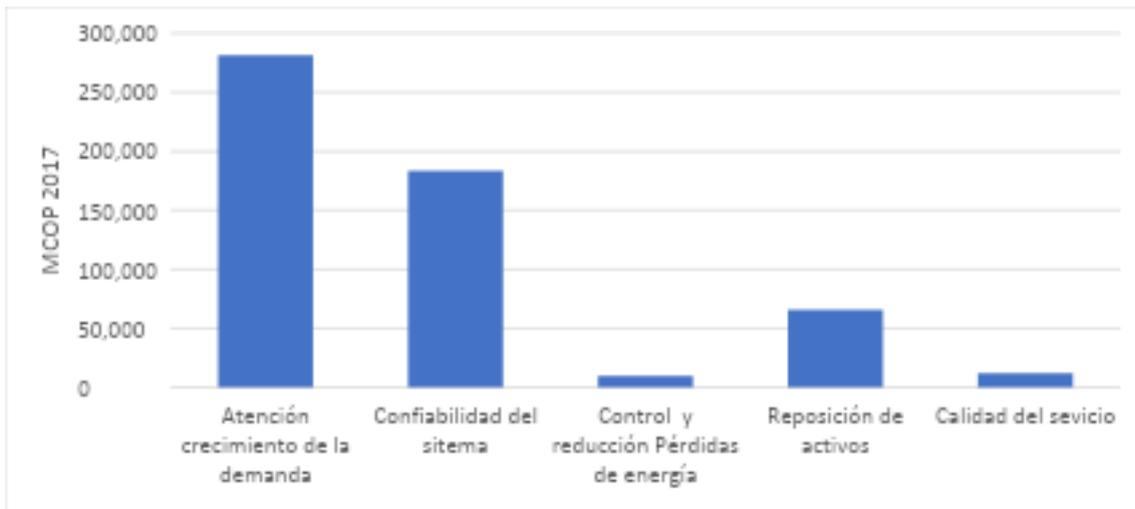
Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Para los 45.787 MCOP 2017 restantes la fecha final de ejecución está por definirse y las cuales dependen de factores tales como los trámites de permisos, disponibilidad de insumos, y evolución de la gestión social para lograr el aval de las comunidades para su ejecución.

5.3.3. Pendiente de ejecución

En esta categoría se encuentran aquellos proyectos cuya ejecución no ha iniciado, pero siguen siendo parte de la planeación de la empresa y serán ejecutados en los próximos años. Como se destacó anteriormente, en este se concentra alrededor de 544.813 MCOP 2017, las cuales están distribuidas por objetivo de proyecto como se ilustra en la Figura , donde se ilustra que su mayor concentración se encuentra en la atención de crecimiento de la demanda y confiabilidad del sistema.

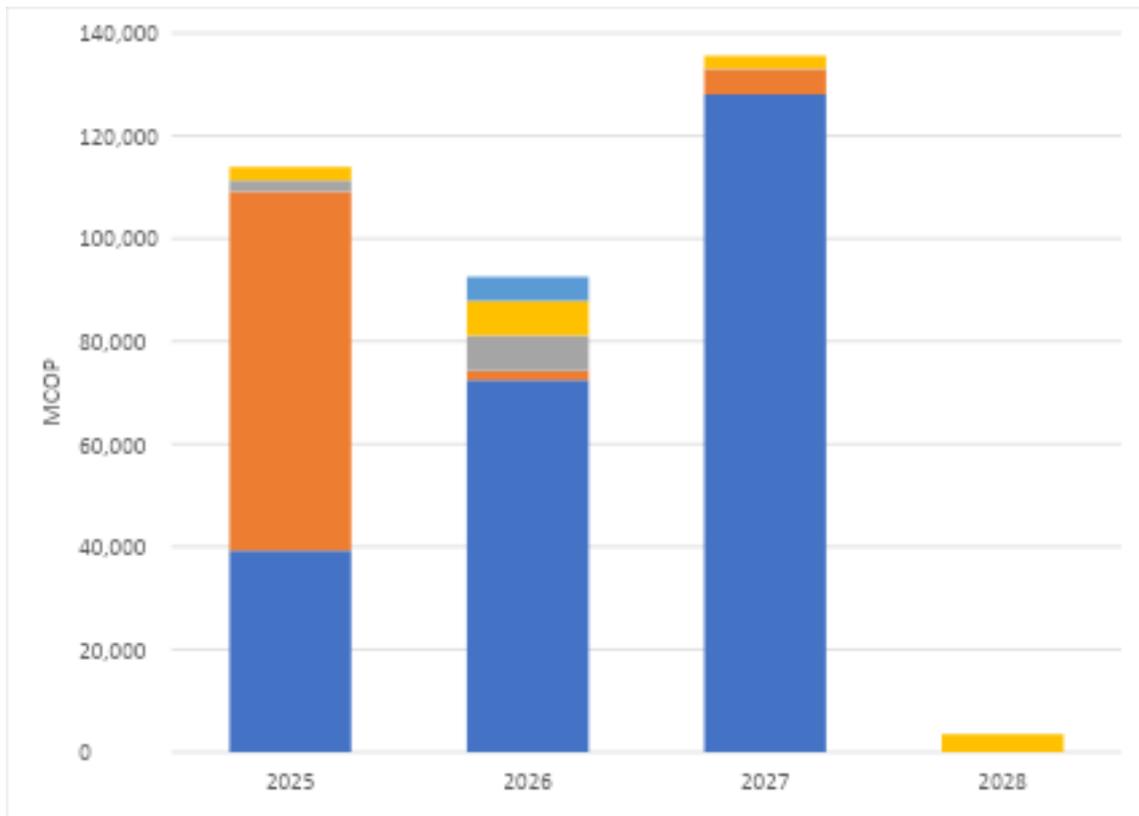
Figura 64. Distribución de inversiones pendientes de ejecución por objetivo de proyecto -AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Respecto a estas inversiones, la empresa asignó una fecha de ejecución de los proyectos en el periodo 2025 a 2028 para un valor de inversiones de 345.574 MCOP 2017, equivalente al 63,43% de las inversiones pendientes de ejecución. La distribución de estas inversiones se presenta en la Figura 63, donde se observa que durante el 2025 el enfoque principal serán las inversiones respecto a la ejecución de inversiones pendientes orientadas a la confiabilidad del sistema, mientras en lo que respecta a la atención del crecimiento de la demanda se tendrán esfuerzos incrementales en el periodo entre 2025 a 2027.

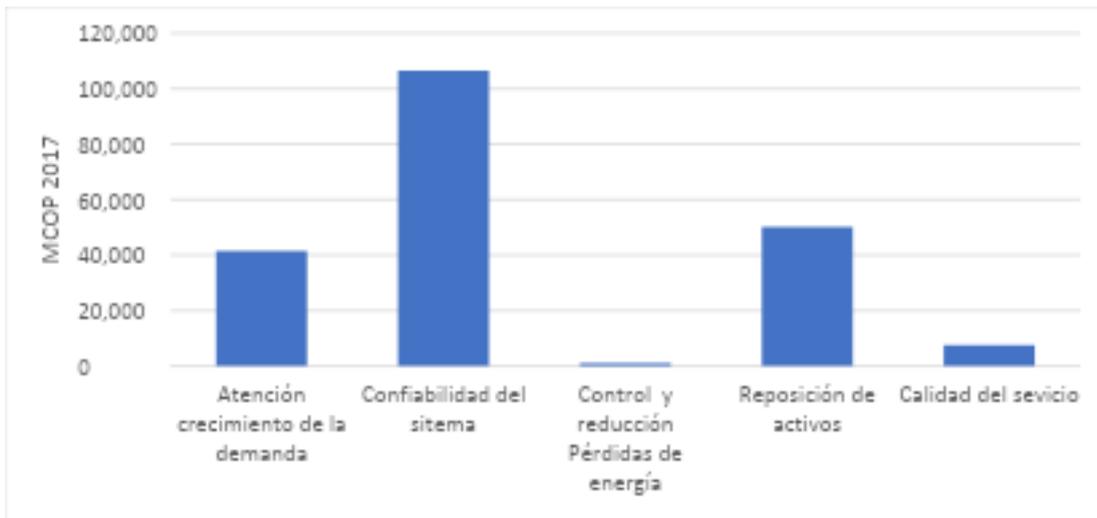
Figura 65 Distribución de ejecución anual propuesta de inversiones pendiente de ejecutar por objetivo de proyecto- AFINIA



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

De esta manera, estaría por definir fechas de ejecución propuestas de 199.240 MCOP 2017 inversiones aprobadas pendientes por ejecutar, cuya distribución por objetivo se observa en la Figura , y se espera que la empresa pueda definir en el futuro.

Figura 66. Distribución de inversiones pendientes de ejecución con fecha de ejecución por definir -AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Por último, en la **Tabla 61** se presentan los proyectos pendientes de ejecutar que representan alrededor del 60% de las inversiones aprobadas pendientes de ejecutar.

Tabla 61. Muestra de proyectos de inversión pendientes por ejecutar - AFINIA

| Nombre | Descripción | Departamento | Año ejecución aprobado | Año ejecución propuesto | Inversión aprobada |
|------------------------------------|---|--------------|------------------------|-------------------------|--------------------|
| Atención de crecimiento de demanda | | | | | |
| SE Carreto 500/66kV 2 x 150 MVA | Construcción de la nueva Subestación Carreto instalando dos transformadores de potencia 500/66 kV de 150 MVA y bahías de conexión, la construcción de dos nuevas líneas 66 kV y la normalización de la llegada de LN en la S/E San Jacinto. | BOLIVAR | 2024 | 2027 | 75.957 |

| Nombre | Descripción | Departamento | Año ejecución aprobado | Año ejecución propuesto | Inversión aprobada |
|---|---|--------------|------------------------|-------------------------|--------------------|
| SE Pasacaballo 220/110 kV 2 x 150 MVA | Construcción de la nueva subestación Pasacaballo instalando dos transformadores de potencia 220 /110 kV de 150 MVA. Reconfiguración de la línea Ternera-Toluviejo 110 kV en Ternera-Pasacaballo-Toluviejo . Construcción de una línea a 110 kV entre la nueva S/E Pasacaballo y la S/E Nueva Cospique e Instalación de un transformador para atender el SDL de la zona de 30 MVA 110/13,8 kV. | BOLIVAR | 2024 | 2027 | 50.582 |
| SE Campestre 66/13 8 kV 2 x 30 MVA | Construcción de la nueva Subestación Campestre instalando dos transformadores de potencia 66/13,8 kV de 30 MVA. | BOLIVAR | 2024 | 2026 | 29.460 |
| SE Turbaco 110/13 8 kV | Construcción de la nueva Subestación Turbaco instalando dos transformadores de potencia 110/13,8 kV de 30 MVA. | BOLIVAR | 2024 | 2026 | 23.849 |

| Nombre | Descripción | Departamento | Año ejecución aprobado | Año ejecución propuesto | Inversión aprobada |
|---|--|--------------|------------------------|-------------------------|--------------------|
| SE La Marina SDL y traslado de carga | Puesta en operación nueva subestación La Marina instalando dos transformadores (110)66/13.8 kV de 30MVA con sus respectivas bahías de conexión y 9 salidas de circuitos de media tensión 13.8kV. Reconfigurar las líneas a nivel 66kV de Chambacú – Bosque 2 en Bosque – La Marina con la construcción de aproximadamente 6,48km de línea y Bocagrande – Cartagena en la Marina – Cartagena para lo cual se deben construir aproximadamente 12,48 km de línea. Dos nuevas líneas de Bocagrande – La Marina y Chambacú – La Marina con 2 y 3,5km respectivamente. | BOLIVAR | 2023 | Por definir | 12.795 |
| Arquitectura SE La Marina | Desarrollo SDL nueva subestación La Marina. Contempla la construcción de 9 nuevos circuitos de media tensión. | BOLIVAR | 2023 | 2025 | 8.623 |

| Nombre | Descripción | Departamento | Año ejecución aprobado | Año ejecución propuesto | Inversión aprobada |
|--|---|--------------|------------------------|-------------------------|--------------------|
| Subestación Guatapurí 110/34.5/13.8kV | Instalación en la subestación Nueva Guatapurí de un transformador de 60 MVA 110/34.5/13.8kV con respectivas bahías de conexión, una nueva LN 34.5 kV y 4 salidas de circuitos de media tensión 13.8kV. | CESAR | 2023 | Por definir | 8.549 |
| Reconducción LN VIE-BOL. BOL - BYC | Ampliación de capacidad de la línea Villa Estrella - Bayunca 66kV. la cual se reconfigurará con el proyecto UPME STR 10-2015 en línea Villa Estrella – Bolívar 66kV (FPO 2021) y Bolívar Bayunca 66kV (FPO 2022). | BOLIVAR | 2022 | Por definir | 7.675 |
| Arquitectura SE Campestre | Construcción de redes de media y baja tensión en configuración especial con el objeto de reducir las pérdidas de energía no técnicas. | BOLIVAR | 2024 | 2026 | 6.384 |
| 5to TR SE Nueva Cospique 110/13.8kV 30MV | Instalación de un quinto transformador en la SE Nueva Cospique 110/13.8kV de 30MVA. | BOLIVAR | 2023 | 2025 | 6.186 |
| Arquitectura SE Campestre | Desarrollo SDL nueva subestación contempla la construcción de 8 nuevos circuitos | BOLIVAR | 2024 | 2026 | 6.384 |
| Confiabilidad del sistema | | | | | |

| Nombre | Descripción | Departamento | Año ejecución aprobado | Año ejecución propuesto | Inversión aprobada |
|---|---|--------------|------------------------|-------------------------|--------------------|
| 2do TR PLANETA RICA 110/34.5/13.8kV 50MVA | Instalación de un segundo transformador en la S/E PLANETA RICA 110/34.5/13.8kV 50MVA. | CORDOBA | 2023 | 2025 | 12.370 |
| Confiabilidad LN545 CMT_MTB_AYA SDL N3 | Construcción de la LN Buenavista - Las Delicias y reconducción de Cerromatoso - Montelíbano y Planeta Rica - Buenavista. Contempla el tendido de 16 km en 40 ACSR 16 km en CF 125 11 km en CF200 y 22 km en 336 ACSR. | CORDOBA | 2024 | Por definir | 9.783 |
| Nuev LN Rio Sinú _ Pto Escondido 34 5 KV | Nueva línea Rio Sinú - Puerto escondido. Contempla el tendido conductor de nuevos tramos y la instalación de un banco de regulación N3 subestación contempla las adecuaciones para la salida de la línea. | CORDOBA | 2024 | Por definir | 8.780 |
| 2do TR Nueva Montería 110/34.5/13.8 50MVA | Instalación de un segundo transformador en la SE Nueva Montería 110/34.5/13.8 50MVA. | CORDOBA | 2023 | 2025 | 8.231 |
| 2do TR ZAMBRANO 66/34.5/13.8kV 48MVA | Instalación de un segundo transformador en la SE ZAMBRANO 66/34,5/13,8kV de 48 MVA. | BOLIVAR | 2023 | 2025 | 8.148 |

| Nombre | Descripción | Departamento | Año ejecución aprobado | Año ejecución propuesto | Inversión aprobada |
|---|--|--------------|------------------------|-------------------------|--------------------|
| 2do TR SE La Loma 110/34 5/13 8kV 50MVA | Construcción de una nueva subestación 110/34,5/13,8 kV mediante la instalación de un transformador de potencia 50/30/20 MVA en La Loma Cesar. | CESAR | 2024 | 2025 | 7.587 |
| 2do TR BOSTON 110/34.5/13.8kV de 60MVA | Instalación de un segundo transformador en la SE BOSTON 110/34,5/13,8kV de 60MVA. | SUCRE | 2023 | Por definir | 7.507 |
| CONFIABILIDAD LN_CIRC SDL CESAR 2022 | Construcción de nuevas redes para incrementar confiabilidad en la zona de influencia, contempla 25km en conductor CF159, 25 en 266ACSR, 2,5 en CF65 y 2,5 en 1/0 ACSR. | CESAR | 2022 | Por definir | 7.372 |
| MXCT ZRG GABINETE GIS N2 IV | Ampliación y modernización de las bahías de línea de 13,8 KV a través de la instalación de celdas Gis con mayor compatibilidad tecnológica y capacidad de cortocircuito en el departamento de Bolívar. | BOLIVAR | 2024 | 2025 | 7.270 |

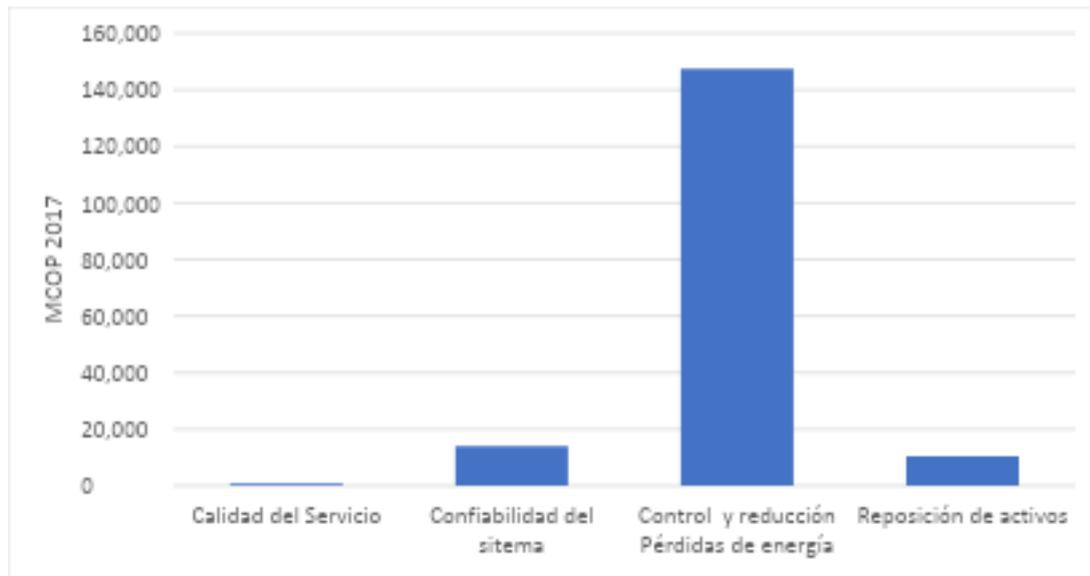
| Nombre | Descripción | Departamento | Año ejecución aprobado | Año ejecución propuesto | Inversión aprobada |
|--|---|--------------|------------------------|-------------------------|--------------------|
| 2do TR SIERRA FLOR 110/34 5/13 8kV 60MVA | Instalación de un segundo transformador en la S/E Sierra Flor 110/34,5/13,8 kV de 60MVA. | SUCRE | 2024 | Por definir | 7.134 |
| 2do TR TOLU VIEJO 110/34.5/13.8kV 60MVA | Instalación de un segundo transformador en la SE TOLU VIEJO 110/34,5/13,8kV 60MVA | SUCRE | 2023 | 2025 | 6.895 |
| MXCT MAM GABINETE GIS N2 IV | Ampliación y modernización de las bahías de 13,8 KV a través de la instalación de celdas Gis con mayor compatibilidad tecnológica y capacidad de cortocircuito en el departamento de BOLIVAR. | BOLIVAR | 2023 | 2026 | 6.098 |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

5.3.4. Descartado

En este corresponden proyectos para los cuales la empresa determinó no proceder con su ejecución, y que en conjunto acumulan 172.351 MCOP 2017 de inversiones aprobadas no ejecutadas. En la Figura 64 se presenta la distribución de estas inversiones por objetivo del proyecto.

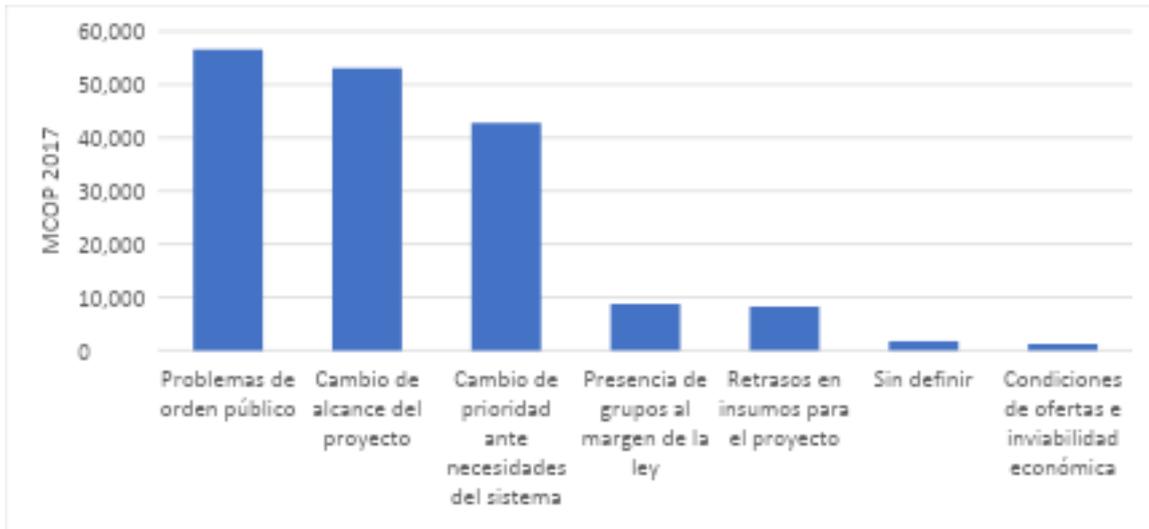
Figura 67. Distribución de inversiones descartadas por objetivo de proyecto
-AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

En este se puede evidenciar que la mayoría de las inversiones descartadas están orientadas al control y reducción de pérdidas de energía enfocadas principalmente al aseguramiento de red a través de la construcción y reposición de redes de media y baja tensión en configuración especial en áreas focales de altas pérdidas y áreas subnormales a lo largo del mercado atendido por AFINIA. La distribución de inversiones por causas que motivaron a la decisión de “descartar” estos proyectos se ilustra en la **Figura 68** donde se identifica que las tres principales causas corresponden a problemas de orden público en las zonas donde se ejecutarían los proyectos, cambios en el alcance de los proyectos y cambios en su prioridad ante otras necesidades del sistema.

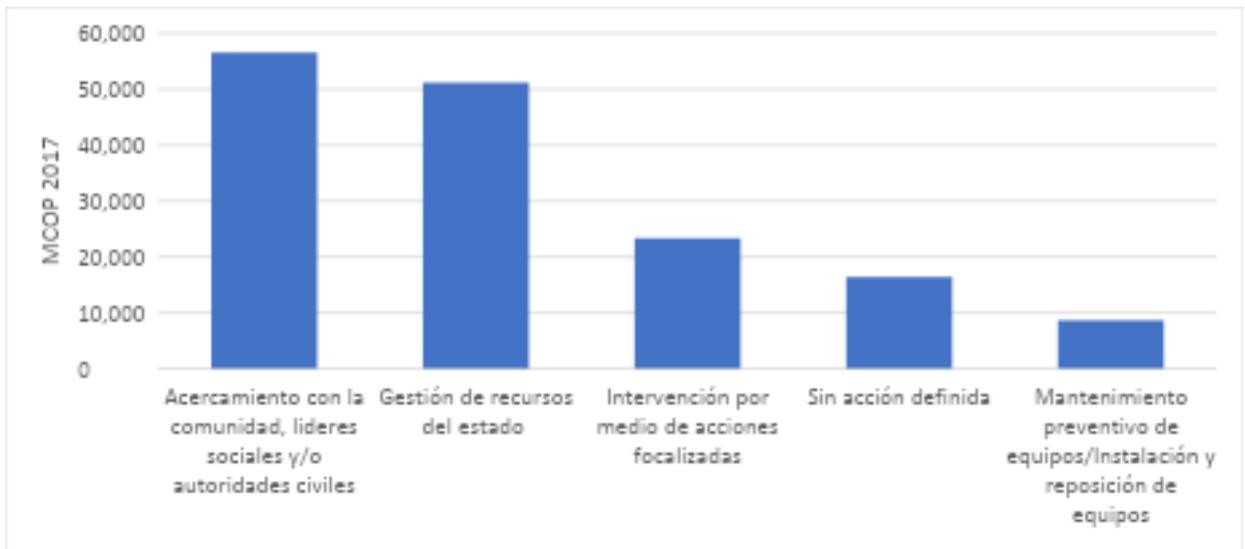
Figura 68. Distribución de inversiones descartadas por causa - AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

A pesar de que estos proyectos se clasifican como “descartados”, la empresa ha realizado acciones orientadas a superar barreras que motivaron a ser clasificados como tal, para generar acciones que permitan mitigar el efecto de su falta de ejecución para su reconsideración, o su replanteamiento en otros proyectos de inversión y cambio de alcance. La distribución de inversiones con respecto a las acciones ejecutadas se presenta en la **Figura 69** y **Figura 70**.

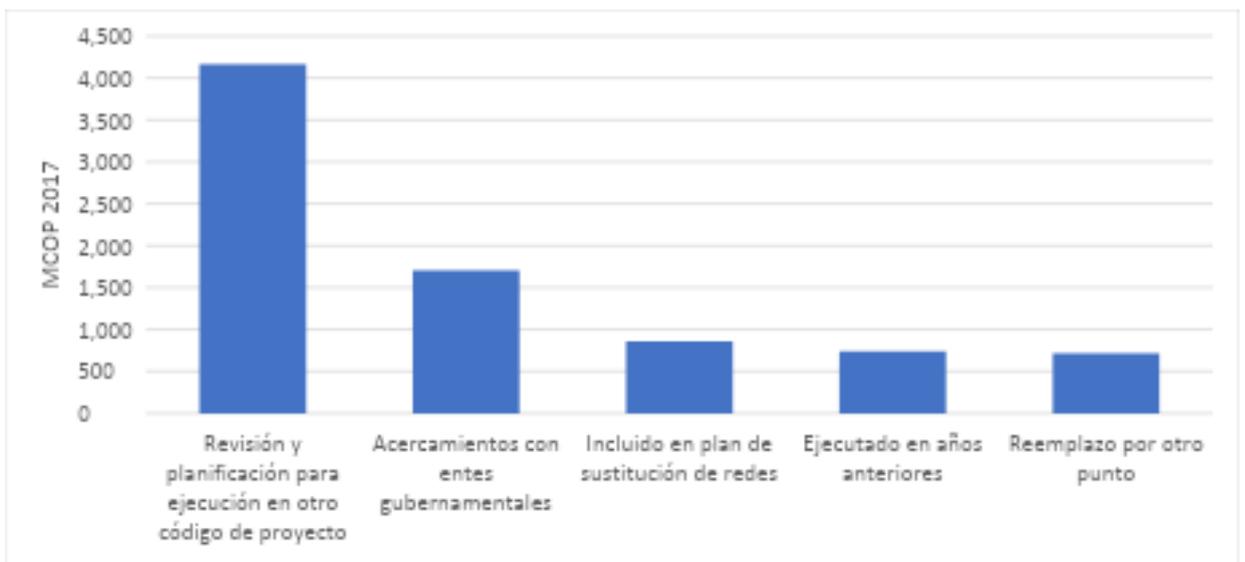
**Figura 69. Distribución de inversiones descartadas por acciones generadas -
AFINIA**



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Figura 70. Distribución de inversiones descartadas por acciones generadas.

Continuado. - AFINIA



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Es relevante resaltar que la empresa asignó 60.657 MCOP 2017 equivalente al 35,16% de estas inversiones a proyectos de inversión de la propuesta de ajuste al plan de inversión para el periodo 2025 – 2029 que se presenta en la siguiente sección.

5.3.5. Propuesta 2025 – 2029

En aplicación de disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018, AFINIA presentó en agosto de 2024 ante la CREG una solicitud de ajuste al plan de inversión para el periodo 2025 – 2029. En respuesta a esta solicitud, la Comisión inició actuación administrativa el 21 de febrero de 2025 a través del Auto 0000434 de 2025, lo que implica que, a corte de redacción de este informe, la solicitud se encuentra en revisión de la CREG. Es de recalcar que la información que se presentará en el remanente de esta sección corresponde a una propuesta de la empresa y no ha sido aprobada por la CREG; no obstante, sirve de marco de referencia de la planeación y ejecución futura de inversiones.

Si bien en principio el plan de inversión consignado en esta solicitud no se encuentra en firme, este responde a un ejercicio de planeación a corte del 2023, cuyas etapas generales se ilustran en la **Figura 71**.

Figura 71. Etapas generales del proceso de planeación del plan de inversión - AFINIA.



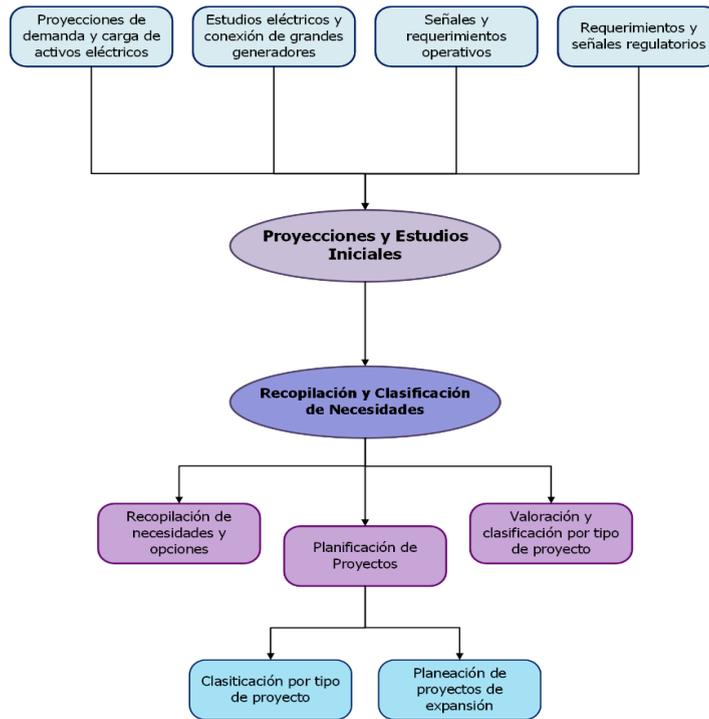
Fuente: Propuesta plan de inversión 2025 – 2029. AFINIA.

En la primera etapa en particular, y cuyo proceso se define en la **Figura 72**, la empresa parte de información y señales de diferentes fuentes tales como: estudios de proyección de demanda y potencia, estudios eléctricos del sistema, señales y

requerimientos operativos, solicitudes de provisión del servicio, y diagnóstico del estado de la infraestructura y condiciones de prestación del servicio. Ampliando en lo que respecta al diagnóstico, la empresa verifica el estado de cargabilidad de transformadores, líneas y circuitos, capacidad de corto circuito, antigüedad y obsolescencia de activos, calidad de servicio en circuitos y transformadores, y sistemas de información. A partir de estas fuentes de información, se realiza un análisis integral de estas con el fin de identificar necesidades en el sistema y con esto formular posibles iniciativas. Posteriormente, se evalúan alternativas que den solución a las necesidades identificadas y se definen posibles proyectos que enmarquen estas. Después, se define la priorización de la ejecución de cada proyecto con base en criterios técnicos, económicos y corporativos. Por último, los proyectos e ideas priorizados pasan a ser parte del plan de inversiones para el mediano y largo plazo según aplique.

Figura 72. Detalle de la etapa de identificación y necesidades de inversión -

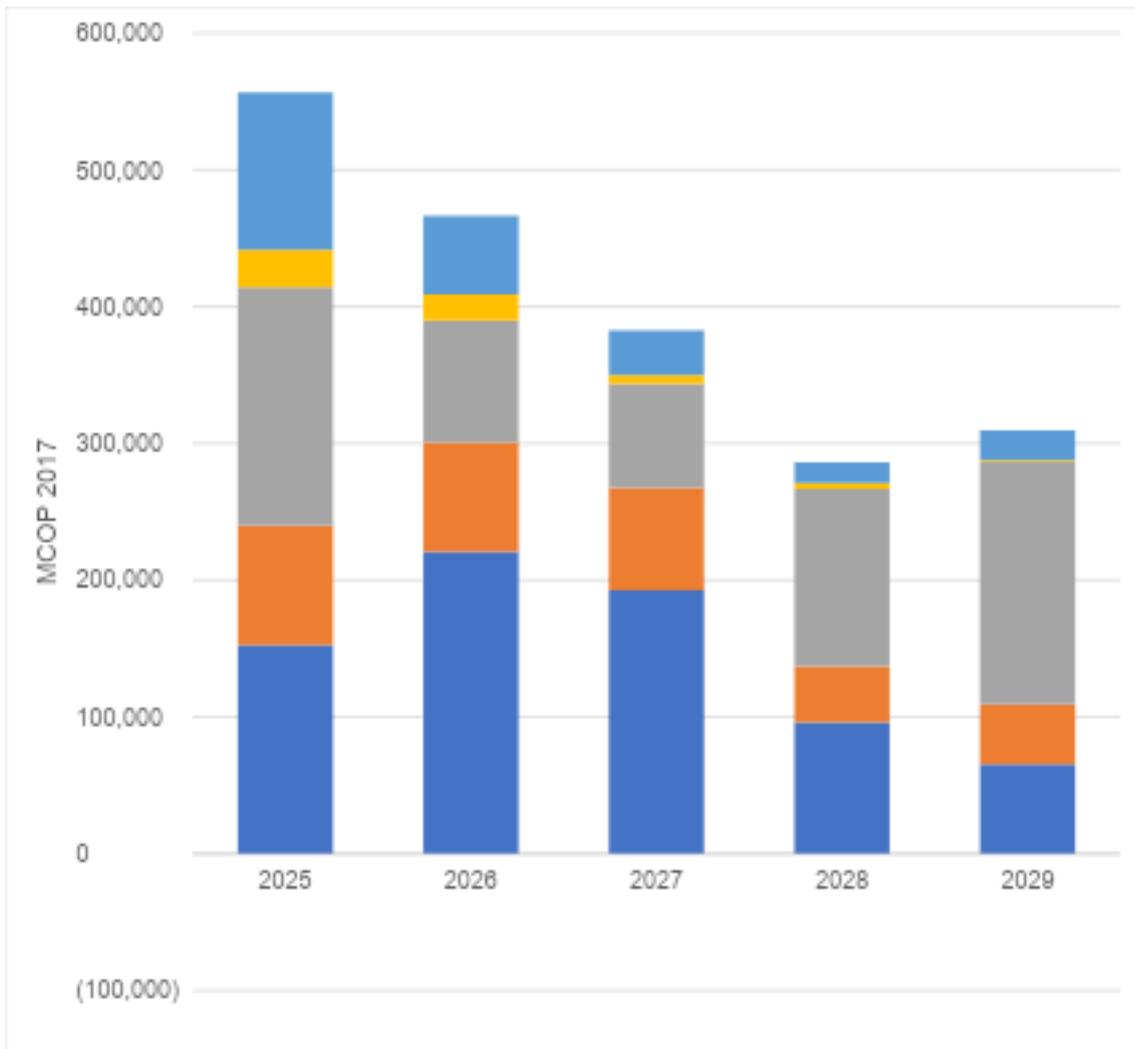
AFINIA



Fuente: Propuesta plan de inversión 2025 – 2029. AFINIA.

Partiendo de este ejercicio, el cual para este periodo en particular integro las inversiones pendientes de ejecución y porción de aquellas que no serían ejecutadas, la empresa formuló un plan de inversión para el periodo 2025 – 2029 con un valor de inversiones en unidades constructivas de 2,002 billones de COP 2017. En la **Figura 73** se ilustra la distribución anual de estas inversiones por departamento.

**Figura 73. Distribución de inversiones propuestas para el periodo 2025 - 2029
desagregadas por departamento.**



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Este plan «contiene los proyectos necesarios para atender el crecimiento de la demanda en la región, asegurar una operación segura y confiable del sistema, reduciendo los riesgos de desatención y consolidando los avances en la mejora de los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica alcanzados en el año 2023, impulsar las inversiones para el aseguramiento de la red de distribución que permiten

contener y reducir las pérdidas de energía» como fue informado por la empresa en la propuesta remitida a la CREG.

Para ampliar en este plan propuesto, en la **Figura 74** se ilustra la distribución anual de inversiones desagregada por objetivo de proyecto, mientras que la **Figura 75** ilustra la contribución total de inversiones propuesta para cada uno.

Figura 74. Distribución anual de inversiones propuestas por objetivo de proyecto – AFINIA.

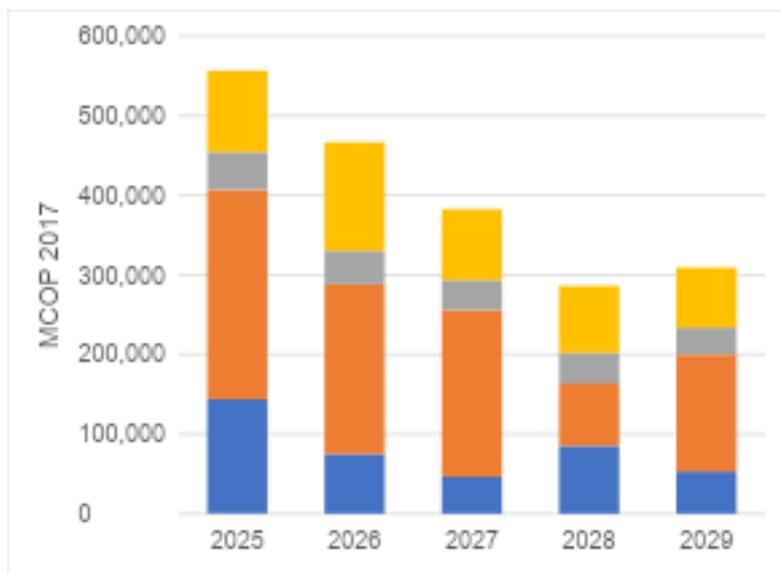
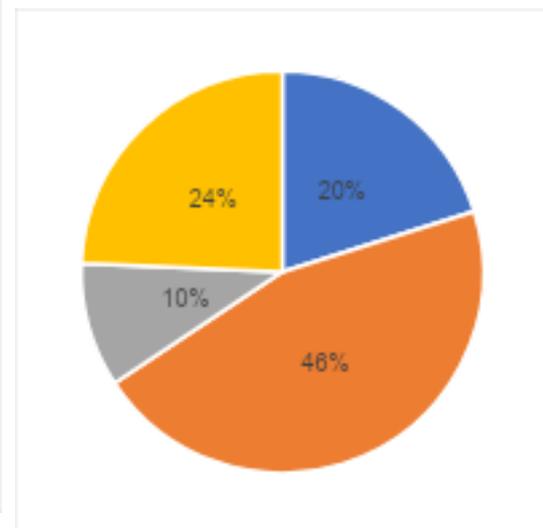


Figura 75. Contribución de inversiones propuestas por objetivo de proyecto – AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

En este se observa que la atención de demanda (Demanda) representa el principal objetivo en el plan de inversión propuesto, equivalente al 45,56% del total de las inversiones propuestas, y para el cual la mayoría de las inversiones se encuentran concentradas en los próximos tres años 2025, 2026 y 2027. Lo anterior, teniendo en cuenta el desplazamiento de proyectos de expansión que quedaron pendientes por

ejecutar en iteraciones anteriores del plan de inversión y que son fundamentales para la operación futura y capacidad de atención de nueva demanda del sistema de alta y media tensión del mercado de comercialización, en particular el área de Bolívar. Este objetivo, como se vio anteriormente, comprende proyectos de expansión orientados a construcción de nuevas subestaciones, circuitos y líneas de alta y media tensión, así como la instalación de nuevos transformadores de potencia e infraestructura asociada. En la **Tabla 62** se presenta una muestra de los proyectos con mayor inversión propuesta en este objetivo.

Tabla 62. Muestra de proyectos de inversión propuestos orientados a la atención de nueva demanda para el periodo 2025 - 2029

| Nombre del Proyecto | Descripción del Proyecto | Valor Propuesto | Fecha de ejecución propuesta | Iteración anterior |
|---|---|-----------------|------------------------------|--------------------|
| | | (MCOP 2017) | | |
| SE Carreto 500/66kV 2 x 150 MVA | Construcción de subestación Carreto 500/66kV y dos transformadores de 150 MVA | 73.239 | 2027 | Si |
| Subestación Nueva Sahagún 500/110/34,5 kV y líneas asociadas - F1 | Construcción de nueva subestación Sahagún STR 500/110/34,5 kV y líneas asociadas | 48.114 | 2029 | No |
| Subestación Nueva Tolviejo 220/110kV | Construcción de subestación Nueva Tolviejo 220/110kV | 47.870 | 2025 | No |
| SE Pasacaballo 220/110 kV 2 x 150 MVA | Construcción de subestación Pasacaballo 220/110 kV y dos transformadores de 150 MVA | 47.704 | 2027 | Si |

| Nombre del Proyecto | Descripción del Proyecto | Valor Propuesto | Fecha de ejecución propuesta | Iteración anterior |
|--|--|-----------------|------------------------------|--------------------|
| | | (MCOP 2017) | | |
| SUBESTACIÓN NUEVA LORICA 110 kV | Construcción de subestación Nueva Lorica 110 kV | 44.229 | 2029 | No |
| SE Campestre 66/13.8 kV 2 x 50 MVA | Construcción de subestación Campestre 66/13,8 kV con dos transformadores de potencia de 50 MVA | 32.476 | 2026 | Si |
| Arquitectura SE La Marina | Arquitectura de red subestación La Marina | 27.392 | 2025 | Si |
| SE Turbaco 110/13.8 kV | Construcción de subestación Turbaco 110/13,8 kV | 20.179 | 2026 | Si |
| Arquitectura de Red S/E Manzanillo (Nueva Demanda) | Arquitectura de Red subastación Manzanillo (Nueva Demanda) | 18.293 | 2027 | No |
| Nueva línea Pailitas - Curumaní | Construcción de nueva línea Pailitas - Curumani y obras asociadas | 13.104 | 2025 | Si |
| 2do TR SE Magangué 110/34.5/13.8 45MVA | Instalación de segundo transformador de potencia 45 MVA en la subestación Magangué | 12.650 | 2025 | Si |
| Arquitectura de Red S/E Manzanillo (Nueva Demanda) | Arquitectura de Red subestación Manzanillo | 12.519 | 2026 | No |
| SDL S/E Aeropuerto | Construcción de SDL de subestación Aeropuerto | 11.482 | 2028 | No |
| SDL S/E Nueva Lorica | Construcción de SDL de subestación Nueva Lorica | 11.388 | 2029 | No |

| Nombre del Proyecto | Descripción del Proyecto | Valor Propuesto | Fecha de ejecución propuesta | Iteración anterior |
|--|--|-----------------|------------------------------|--------------------|
| | | (MCOP 2017) | | |
| Línea nueva Montería - Río Sinú 110 kV | Construcción de nueva línea 110 kV Nueva Montería - Río Sinú y obras asociadas | 11.110 | 2029 | No |
| Nueva Línea Sierra Flor - Corozal | Construcción de nueva línea nueva línea Sierra Flor - Corozal | 9.282 | 2025 | Si |
| SDL Nueva La Aurora y obras asociadas | Construcción de SDL de subestación Nueva La Aurora y obras asociadas | 9.266 | 2027 | No |
| Arquitectura SE Campestre | Arquitectura de red de nuevos circuitos en la subestación Campestre | 9.148 | 2026 | Si |
| 2do TR SE TOLUVIEJO 110/34.5/13.8kV de 60MVA | Instalación de segundo transformador de potencia 60 MVA subestación Toluviéjo | 8.666 | 2025 | Si |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Seguido de la atención a nueva demanda, la reposición de activos comprende el 24,31% del total de las inversiones propuestas para este periodo. Como su nombre lo indica, corresponde a la reposición, adecuación y modernización de infraestructura en el STR, SDL y sistemas de comunicación acorde a criterios tales como obsolescencia, antigüedad, estado físico y operativo, índices de riesgo, entre otros. En la **Tabla 63** se presenta una muestra de proyectos con mayor inversión propuesta en este objetivo, de lo que se acota que, si bien existen proyectos heredados de iteraciones anteriores del plan, los proyectos aquí presentados son novedades.

Tabla 63. Muestra de proyectos de inversión propuestos orientados a reposición de activos para el periodo 2025 – 2029

| Nombre del Proyecto | Descripción del Proyecto | Fecha de ejecución propuesta | Fecha Final de Ejecución |
|--|--|------------------------------|--------------------------|
| REPOSICION DE CELDAS Y BAHIAS BOLIVAR 2029 | Reposición de bahías celdas gabinetes por antigüedad y riesgo en las subestaciones del Dpto. BOLIVAR | 19.885 | 2029 |
| REPOSICION DE CELDAS Y BAHIAS CESAR 2026 | Reposición de bahías celdas gabinetes por antigüedad y riesgo en las subestaciones del Dpto. CESAR | 15.137 | 2026 |
| ADECUACION DE LN Y CTO DISTRIBUCION CORC | Reposición de la red de media tensión en mal estado en el Dpto. CORDOBA | 8.527 | 2028 |
| ADECUACION DE LN Y CTO DISTRIBUCION BOLS | Reposición de la red de media tensión en mal estado en el Dpto. BOLIVAR | 6.227 | 2029 |
| REPOSICION REDES AREAS DE AT CORDOBA 2028 | Reposición de equipos y materiales en líneas de AT por antigüedad y riesgo en las líneas del Dpto. CORDOBA | 6.212 | 2028 |
| ADECUACION DE LN Y CTO DISTRIBUCION CORS | Reposición de la red de media tensión en mal estado en el Dpto. SUCRE | 6.127 | 2027 |
| ADECUACION DE LN Y CTO DISTRIBUCION CESS | Reposición de la red de media tensión en mal estado en el Dpto. CESAR | 6.036 | 2029 |
| ADECUACION DE LN Y CTO DISTRIBUCION CORC | Reposición de la red de media tensión en mal estado en el Dpto. CORDOBA | 5.789 | 2026 |
| REPOSICION DE CELDAS Y BAHIAS SUCRE 2027 | Reposición de bahías celdas gabinetes por antigüedad y riesgo en las subestaciones del Dpto. SUCRE | 5.747 | 2027 |
| REPOSICION DE CELDAS Y BAHIAS CESAR 2027 | Reposición de bahías celdas gabinetes por antigüedad y riesgo en las subestaciones del Dpto. CESAR | 5.568 | 2027 |
| CENTRO DE CONTROL TIPO 2 (SCADA+EMS+DMS OPERATIVO) | Modernización del centro de control con actualización de software y equipos para la operación, control del sistema de OR Caribemar | 5.568 | 2026 |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

El objetivo de calidad y confiabilidad comprende el 20,14% del total de las inversiones propuestas para este periodo. Similar al plan inicial, este comprende proyectos orientados a la modernización de infraestructura (líneas, circuitos, redes y subestaciones), expansión de infraestructura para reforzar confiabilidad, instalación de

reguladores de tensión, y adquisición de equipos móviles para apoyo de emergencias y mantenimiento. En la **Tabla 64** se presentan una muestra de proyectos con mayor inversión propuesta en este objetivo.

Tabla 64. Muestra de proyectos de inversión propuestos orientados a calidad y confiabilidad del sistema para el periodo 2025 – 2029

| Nombre del Proyecto | Descripción del Proyecto | Valor Regulatorio Propuesto | Fecha de ejecución propuesta | Iteración anterior |
|--|--|-----------------------------|------------------------------|--------------------|
| Confiabilidad LN545 CMT-MTB -AYA SDL N3 | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. CORDOBA | 73.222 | 2025 | Si |
| Nueva Línea Rio Sinú - Pto Escondido 34,5 KV | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. CORDOBA | 19.816 | 2027 | No |
| Línea Bosconia – El Difícil 34.5 kV | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. CESAR | 18.071 | 2029 | No |
| Confiabilidad LN 576 SDL N3 | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. CORDOBA | 17.739 | 2026 | Si |

| Nombre del Proyecto | Descripción del Proyecto | Valor Regulatorio Propuesto | Fecha de ejecución propuesta | Iteración anterior |
|---|--|-----------------------------|------------------------------|--------------------|
| Reconfiguración circuitos Córdoba Sur | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. CORDOBA | 15.729 | 2028 | No |
| Confiabilidad LN_573 SDL N3 | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. MAGDALENA | 14.961 | 2025 | Si |
| Reconfiguración Circuitos Cesar | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. CESAR | 11.996 | 2028 | No |
| Reconfiguración circuitos Bolívar Norte | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. BOLIVAR | 10.408 | 2028 | No |
| NORMALIZACIÓN T CORDOBA 2027 | Normalización de la subestación instalado equipos que permitan la entrada y salida de las líneas en las subestaciones de Córdoba | 8.395 | 2027 | No |

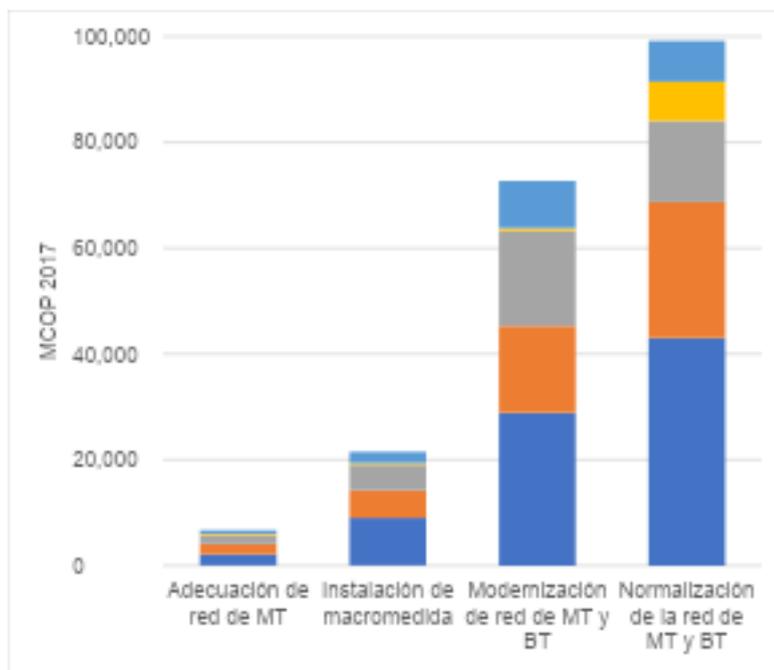
| Nombre del Proyecto | Descripción del Proyecto | Valor Regulatorio Propuesto | Fecha de ejecución propuesta | Iteración anterior |
|---|--|-----------------------------|------------------------------|--------------------|
| Confiabilidad Línea 582 N3 | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. BOLIVAR | 8.305 | 2026 | No |
| Reconfiguración Circuitos Córdoba Norte | Modernización de líneas de alta tensión con la instalación de equipos y materiales en las líneas del Dpto. CORDOBA | 8.129 | 2028 | No |

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Por último, el objetivo de control y reducción de pérdidas comprende 9,99% de las inversiones totales propuestas para este periodo. Si bien en principio en términos de magnitud de inversión no es similar a la de iteraciones anteriores, esto responde a factores tales como las inversiones ya ejecutadas, así como las condiciones de gestión de ciertas zonas que conllevaron a “descartar” una porción considerable de proyectos y que la empresa previo a considerar su viabilidad requiere de realizar una gestión integral, principalmente social, con el fin de lograr los permisos y cooperación de la comunidad y otros agentes, lo que es una lección aprendida de su gestión de pérdidas como se verá más adelante. Similar a las iteraciones anteriores del plan, este objetivo comprende proyectos orientados a la normalización de red de media y baja tensión en sectores subnormales, modernización y adecuación de redes de media y baja tensión, y la instalación de macromedición en redes de alta, media y baja tensión. La Figura 76 se ilustra la distribución de inversiones por la descripción del proyecto bajo este

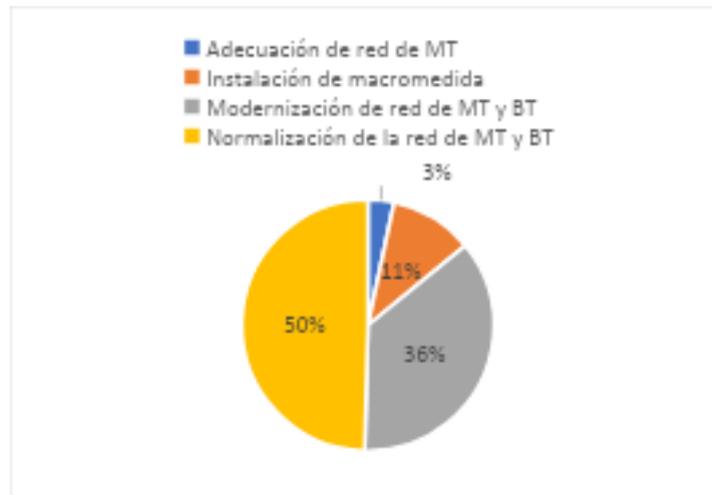
objetivo desagregada departamento, mientras que la **Figura 77** ilustra la contribución total de inversiones propuesta para cada descripción de proyecto.

Figura 76. Distribución de inversiones orientadas a control y reducción de pérdidas por descripción de proyecto y departamento propuesta 2025 - 2029 – AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

Figura 77. Contribución de descripción de proyecto en las inversiones orientadas al control y reducción de pérdidas propuesta 2025 - 2029 – AFINIA.



Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por la empresa.

5.4. Consideraciones finales

En el marco del plan de inversión regulatorio, para el periodo 2021 al 2024 la empresa ha ejecutado en total 1,11 billones de COP 2017 que corresponden a un 58,18% de las inversiones aprobadas por la CREG para este periodo. Como se ha destacado anteriormente, este monto corresponde a la valoración en unidades constructivas de las inversiones tanto aprobadas como ejecutadas, y no representa el monto real ejecutado. Sobre el monto real de inversión, a lo largo de múltiples espacios de la evaluación integral, la empresa destacó la cifra de 2,6 billones de COP, porción de la cual comprende este plan de inversión.

Acorde con la empresa, las inversiones fueron ejecutadas de manera estratégica teniendo en cuenta las condiciones financieras, logísticas y operativas de la empresa y del mercado operado tal que se pudieran abordar las zonas con condiciones de prestación del servicio más crítica y con esto obtener los mayores impactos en los diferentes objetivos propuestos. Adicionalmente, teniendo en cuenta la naturaleza dinámica de la prestación del servicio al nivel de distribución, se generaron ajustes al

alcance de proyectos e inclusive la inclusión de proyectos inicialmente no planeados con el fin de atender nuevas prioridades.

Partiendo de lo anterior, para el periodo 2021 a 2024 se encuentra que el principal enfoque de la empresa estuvo en la mejora de las condiciones de prestación de servicio de su mercado, en particular la calidad de servicio, enfocando sus inversiones la reposición de activos, atención al crecimiento de demanda y el control y reducción de pérdidas, y en una menor medida, pero no menos importante en la confiabilidad del sistema. Lo anterior resultó en beneficios para los usuarios tales como la disponibilidad de la conexión de nuevas cargas y atención al crecimiento de demanda, mejoras índices de calidad media de servicio al disminuir la frecuencia y duración de las fallas en el sistema cumpliendo las metas regulatorias establecidas por la CREG. Adicionalmente, la empresa manifiesta que se presentó en los primeros años de su operación una reducción en la cargabilidad de activos. Por último, y como se verá más adelante, la empresa alcanzó con su gestión de pérdidas (incluyendo inversiones en este plan) una reducción del índice de pérdidas totales durante el 2022 y el cual se mantuvo hasta marzo de 2023, momento a partir del cual se presentó un deterioro que se ha mantenido hasta diciembre de 2024. A pesar de esto, en las zonas donde se logró ejecutar proyectos de aseguramiento y normalización de red orientados al control y reducción de pérdidas, se mejoraron las condiciones de prestación del servicio de las comunidades, se redujo el riesgo de accidente eléctricos. Asimismo, se mejoraron los procesos de identificación, caracterización y control de pérdidas a través del despliegue de macromedición a lo largo del mercado.

Respecto a la brecha entre las inversiones ejecutadas con respecto a lo aprobado, a lo largo de la ejecución del plan de inversión, la empresa se vio enfrentada a factores tanto endógenos como exógenos a la gestión de la empresa que representaron retos,

barreras y oportunidades de mejora, dentro de los cuales se encuentran los efectos de la pandemia del COVID-19, reducida oferta, abastecimiento e importación y aumento de costos de materiales y equipos derivado de factores tales como crisis de los contenedores y volatilidad del dólar, tiempos prolongados en la gestión de trámites y permisos, y gestión de servidumbre y escasez de mano de obra calificada. Adicionalmente, se destaca la creciente oposición de la comunidad y situaciones de orden público derivado de factores como crecimiento de la tarifa y costos de la factura, percepción de la prestación del servicio, afectación a la imagen empresarial, y desinformación en torno a los proyectos a ejecutar por parte de la empresa. Por último, se destaca la situación financiera de la empresa.

Los anteriores factores llevaron al desplazamiento, ajustes al alcance, suspensión y replanteamiento de proyectos de inversión, lo que resultó en que alrededor de 838.633 MCOP de 2017 de las inversiones con fecha de ejecución aprobada en el periodo 2021 a 2024, equivalentes al 44,01% del total de inversiones aprobadas para este periodo, no fueron finalizadas durante este. De estas, 102.713 MCOP de 2017, equivalentes al 12,24% se encuentra en ejecución, y de las cuales ya se ha reportado ejecución del 76.330 MCOP de 2017, siendo 69.595 MCOP de 2017 asociada a proyectos dentro del plan. Adicionalmente, 554.995 MCOP de 2017, equivalente al 66,17% se encuentra pendiente de ejecución, mientras que 172.531 equivalente al 20,57% se encuentra “descartado”.

Por un lado, en lo que respecta a las inversiones pendientes de ejecución, se encuentra que su mayor concentración se encuentra en proyectos orientados a la atención de crecimiento de la demanda y confiabilidad del sistema y de los cuales en una primera iteración la empresa asignó al 63,43% de estas una ejecución esperada en el periodo 2025 a 2028. Dentro de los proyectos en este estado de ejecución, se

encuentran proyectos de expansión en el STR y SDL como lo son la subestación Carreto, Pasacaballo, Turbaco y Campestre, cuyo estado de avance y cumplimiento regulatorio a la luz de la Resolución CREG 024 de 2013 fueron analizados en este informe. Por otro lado, en lo que respecta a inversiones “descartadas”, se evidencia que la mayoría de estas corresponden a proyectos orientados a control y reducción de pérdidas, sobre los cuales ha realizado acciones orientadas a superar barreras que motivaron a ser clasificados como tal, para generar acciones que permitan mitigar el efecto de su falta de ejecución para su reconsideración, o su replanteamiento en otros proyectos de inversión y cambio de alcance.

Teniendo el estado de ejecución pendiente de proyectos, así como el estado a corte de diciembre de 2023 de la prestación del servicio, infraestructura, y necesidades derivadas de ello, la empresa presentó ante la CREG una propuesta de ajuste al plan de inversión para el periodo 2025 – 2029, la cual se encuentra en proceso de revisión por parte de la Comisión. En este la empresa propone inversiones totales valoradas en unidades constructivas de 2 billones de COP de 2017, siendo el enfoque principal la atención de nueva demanda con un 45,56%, seguido de reposición de activos (24,31%), calidad y confiabilidad del sistema (20,14%) y control y reducción de pérdidas (9,99%). Acorde con lo expuesto a la CREG, esta propuesta *«contiene los proyectos necesarios para atender el crecimiento de la demanda en la región, asegurar una operación segura y confiable del sistema, reduciendo los riesgos de desatención y consolidando los avances en la mejora de los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica alcanzados en el año 2023, impulsar las inversiones para el aseguramiento de la red de distribución que permiten contener y reducir las pérdidas de energía»*.

Para finalizar esta sección, habiendo revisado tanto las inversiones ejecutadas como planeadas, desde esta Superintendencia se continuará realizando el seguimiento de la ejecución del plan de inversión por parte de AFINIA dentro de sus funciones de inspección y vigilancia. Es de resaltar el caso de los proyectos de expansión de STR y SDL teniendo en cuenta las señales brindadas en este informe, tales como las declaraciones de estado de alerta y emergencia de activos de propiedad de AFINIA en las subáreas Bolívar, Córdoba – Sucre y Cesar generadas en los Informes de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo (IPOEM), condición de radialidad y agotamiento de red en nodos, y restricciones en la red de 66 kV. En principio estos proyectos abordarían las diferentes condiciones presentadas y que persisten al día de hoy; no obstante, su ejecución puede continuarse desplazando por factores tales como trámite de permisos y restricciones presupuestales del prestador. Respecto a este último, la empresa ya declaró que los proyectos Pasacaballos y Carreto no pueden ser financiados con recursos propios sin afectar otras inversiones, y por lo cual están en búsqueda de financiamiento a través de terceros.

Como se exploró previamente en este documento, la condición financiera de la empresa ha estado sujeta a factores que han comprometido la capacidad de inversión tales como el desembolso de subsidios, los cuales a fecha de la evaluación integral aún no había sido pagados a la empresa, y la condición de pérdidas y recaudo. En este último en particular, y como se verá en detalle en la siguiente sección, el estado de pérdidas, y con ello el recaudo, ha sufrido un deterioro continuo y que se ha mantenido hasta previo a esta evaluación integral. Si bien la empresa ha adaptado su propuesta de gestión y ha apuntado a reforzar su gestión social, la capacidad de ejecución de inversiones en este ámbito dependerá de la efectividad de esta gestión, la cual requerirá apoyo de diferentes entes tales como líderes sociales y vocales de

control, así como gobiernos locales, departamentales y Nacional. Por último, resultado de la cancelación del plan de reducción de pérdidas representará la devolución de 146.650 MCOP en un periodo de 12 meses a partir de junio del presente año, lo que puede llegar a comprometer a corto plazo la capacidad de inversión de la empresa.

5.4.1. Gestión de pérdidas

La gestión de pérdidas de un operador de red tiene como objetivo detectar, controlar y reducir las pérdidas de energía tanto en el Sistema de Distribución Local (SDL) como en el Sistema de Transmisión Regional (STR) a lo largo de su mercado de comercialización. Para este fin, los operadores diseñan un plan de gestión de pérdidas a través del cual se busca reforzar los esquemas de medición, modernizar la recolección y procesamiento de información, fortalecer el diagnóstico de fuentes y focos, y plantear estrategias, actividades e inversiones con las cuales se busca reducir las pérdidas tanto técnicas como no técnicas.

En esta sección se explorará el marco regulatorio en torno a los planes de reducción de pérdidas en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, el plan de gestión de pérdidas que ha sido desarrollado, implementado y adaptado por parte de AFINIA, y un recorrido histórico de evolución del estado de pérdidas a lo largo del mercado de comercialización CARIBEMAR. En caso de no contar con familiaridad con el marco regulatorio en torno a la gestión de pérdidas se recomienda al lector revisar la sección de Anexos como lectura complementaria.

Es de resaltar que esta sección no explorará el reconocimiento tarifario de las pérdidas, el cual, si bien es transversal a la gestión de pérdidas por remunerarse a través del CPROG, componente de la fórmula de costos de pérdidas, el cálculo del índice de pérdidas reconocidas y su impacto tarifario no se ven influenciadas por el

estado real de las pérdidas del operador, ni directamente por su gestión. Para un análisis detallado en este ámbito, se recomienda al lector revisar la sección de Anexos como lectura complementaria.

5.4.1.1. Marco regulatorio aplicado

En esta sección se explorará el marco regulatorio aplicado a AFINIA, en particular las resoluciones CREG 015 de 2018, 010 y 167 de 2020. Se presentará un contexto inicial y la entrada al esquema de remuneración de cargos, el plan de reducción de pérdidas aprobado, la evaluación de este plan y el estado actual de dicho plan.

5.4.1.1.1. Contexto inicial

Es de conocimiento general la coyuntura alrededor de las pérdidas de energía a lo largo de la Costa Caribe desde que se encontraba a cargo de este mercado ELECTRICARIBE. Previo a 2016, las inversiones en infraestructura reducidas por esta empresa, junto con otros ámbitos alrededor de la operación y el mantenimiento, resultaron en una infraestructura deteriorada que contribuyó a pérdidas incrementales, así como el deterioro de otros ámbitos de la prestación del servicio tal como la calidad del servicio. Así mismo, durante el periodo de intervención de esta Superintendencia a esta empresa, no se presentaron mejoras en estos aspectos y al contrario se deterioraron aún más. Lo anterior resultando en una creciente inconformidad de los usuarios respecto al servicio que incentivo al desarrollo de una cultura de no pago y fraude del servicio que contribuyó a su vez al crecimiento de las pérdidas de energía previo a la entrada en operación del operador AFINIA.

La empresa AFINIA fue designada para la operación del mercado de comercialización CARIBEMAR y entró en operación en octubre de 2020. En cumplimiento con lo dispuesto en el régimen tarifario especial (Resolución CREG 010 de 2020) y la

metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente (Resolución CREG 015 de 2018), la empresa generó la solicitud de aprobación de cargos durante el año 2020. Este proceso estuvo sometido a diversos intercambios de información entre estos, la CREG y la misma SSPD, a través de los cuales se complementó y corrigió información necesaria para que la CREG pudiera aprobar la respectiva solicitud.

En marzo de 2021 se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AFINIA a través de la Resolución CREG 025 de 2021. En junio de 2021, a través de la Resolución CREG 079 de 2021 se resolvió el recurso de reposición interpuesto por AFINIA contra la Resolución CREG 025 de 2021. Dentro de estas resoluciones se dejaron en firme diferentes variables y costos relevantes para el reconocimiento de pérdidas, evaluación de la gestión de pérdidas y su remuneración.

Por un lado, a partir de información dispuesta en el Sistema Único de Información (SUI) de la SSPD y de ELECTRICARIBE, fueron calculados y aprobados los índices de pérdidas presentados en la **Tabla 65** y reflejados en los Artículos 16 y 17 de esta resolución.

Tabla 65. Índices de pérdidas totales iniciales para AFINIA.

| $IPT_{j,0}$ (%) | $IPT_{1,j,0}$ (%) |
|--------------------|----------------------|
| 25,46 | 31,04 |

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 079 de 2021.

Donde $IPT_{j,0}$ es el índice de pérdidas totales a lo largo de todos los niveles de tensión para el respectivo OR a la fecha de corte, e $IPT_{1,j,0}$ es el índice de pérdidas totales para el nivel de tensión 1 para el respectivo OR en la fecha de corte²³.

Por otro lado, en el Artículo 14 de las resoluciones referenciadas estableció los índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión ($Pe_{j,n}$) en concordancia con lo establecido en el Artículo 12 de la Resolución CREG 010 de 2020 como se presenta en la **Tabla 66**. El artículo mencionado dicta que los índices de pérdidas eficientes para los mercados resultantes serían iguales a los calculados para el mercado Caribe a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019; en otras palabras, los índices de pérdidas eficientes calculados para ELECTRICARIBE.

Tabla 66. Índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión aprobados para AFINIA.

| Nivel de tensión | 1 | 2 | 3 |
|------------------|-------|---------|----------|
| $Pe_{j,n}$ (%) | 11,67 | 2, 2 | 2,6 8 |

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 025 de 2021.

5.4.1.1.2. Plan de reducción de pérdidas aprobado

La Resolución CREG 015 de 2018 introdujo los planes de gestión de pérdidas para los operadores de red, divididos en dos tipos: mantenimiento y reducción. El plan de mantenimiento se entiende como las actividades de administración, operación y mantenimiento ejecutadas por los operadores de red a través de las cuales los OR

²³ Por disposiciones del régimen tarifario especial para Caribe, la fecha de corte para los operadores del Caribe es diciembre de 2019.

controlan y mantienen sus índices de pérdidas en niveles cercanos a sus condiciones iniciales, y los OR reciben la respectiva remuneración estimada para este cometido. En contraste, el plan de reducción corresponde al conjunto de estrategias de inversión orientadas a la medición, diagnóstico y reducción de pérdidas sobre todo no técnicas, y que no son remunerables a través de unidades constructivas (plan de inversión). AFINIA cumplió con las condiciones para optar por un plan de reducción de pérdidas, siendo estas:

- No contar con resolución particular expedida en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011.
- Contar con un índice de pérdidas totales en el nivel de tensión 1 ($PT_{1,0}$, 31,04%) mayor al índice de pérdidas reconocido de nivel de tensión 1 ($P_{j,1}$, 11,67%) a fecha de corte (diciembre de 2019).

De esta manera, la empresa presentó para aprobación por parte de la CREG un plan de reducción de pérdidas con un conjunto de estrategias iniciales sobre las cuales se estimó un presupuesto del costo de la ejecución del plan y se plantearon unas metas anuales de reducción en un horizonte de 10 años, también denominada senda de pérdidas. La CREG generó la respectiva revisión con base en los costos, inversiones, metas de reducción, y contrastando con un modelo de costos eficientes aprobó el plan de reducción a través de la resolución de aprobación de cargos previamente citada. Así mismo, tanto las metas de reducción como los costos aprobados fueron ajustados posterior al recurso de reposición interpuesto por la empresa y respondido por la CREG en resolución previamente referenciada.

✓ **Costo del plan**

El costo total del plan (CTP) aprobado por la CREG a diez (10) años, corresponde al mínimo entre el costo presentado por las empresas y el costo resultado del modelo de costos eficientes empleado por la CREG. El costo presentado por las empresas puede desagregarse en dos partes: inversiones (INVNUC) y mantenimiento (AOM). En la **Tabla 67** se presenta el contraste entre los costos anuales avalados por la CREG durante la aprobación de cargos.

Tabla 67. Costos anuales del plan de reducción de pérdidas regulatorio aprobado para AFINIA

| | Inicial | Firme |
|--------|----------------|----------------|
| CAP | 38.139.353.222 | 90.911.753.943 |
| INVNUC | 4.383.902.602 | 58.210.790.981 |
| AOM | | 32.700.962.962 |

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 025 y 079 de 2021.

Respecto al costo de inversiones, este corresponde al Costo de las Inversiones en activos que no son clasificables como UC (INVNUC). Es decir, son inversiones que no son remunerables a través de unidades constructivas del plan de inversión (aquellas que lo son corresponden a lo que se presentó en la sección, pero que están orientadas a la reducción de pérdidas. La CREG define las siguientes inversiones en el marco de este plan: «(...) *medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones.*»

En contraste, el costo por mantenimiento de pérdidas corresponde a los gastos históricos de los 4 años previos a la fecha de corte, siendo este periodo 2015 a 2019 para los operadores del Caribe. Adicionalmente, el régimen tarifario especial (Resolución CREG 010 de 2020) definió que se utilizaría la información de este mercado provista por ELECTRICARIBE y se repartiría el costo total resultante entre los mercados resultantes en proporción a la longitud de redes rurales de nivel de tensión 2. Es de resaltar que los costos aprobados son descontados del AOM_{base} reconocido en los cargos de distribución con el fin de evitar doble reconocimiento.

✓ **Senda de pérdidas**

La senda de pérdidas corresponde a las metas anuales de reducción del índice de pérdidas totales (no confundir con las pérdidas reconocidas) en un horizonte de 10 años. Partiendo de una condición inicial aprobada por la CREG de este índice ($IPT_{j,0}$) de 25,46%, la meta de reducción a 10 años entre las iteraciones de aprobación de cargos se presenta en la **Tabla 68**.

**Tabla 68. Meta de reducción de índice de pérdidas totales a 10 años (2030)
aprobada para AFINIA.**

| | Inicial | Firme |
|-------------------|---------|-------|
| $ITPS_{i,0}$ (%) | 25,46 | 25,46 |
| $ITPS_{i,10}$ (%) | 13,10 | 13,57 |

Fuente: elaboración propia a partir de información de la Resolución CREG 025 y 079 de 2021.

El cumplimiento de estas metas influye primordialmente en la remuneración que recibe el OR por concepto de plan de gestión a través del CPROG, en particular lo que compete a inversión (INVNUC). Si bien en principio, no cumplir con estas estas metas implica perder la respectiva remuneración, la Resolución CREG 167 de 2020

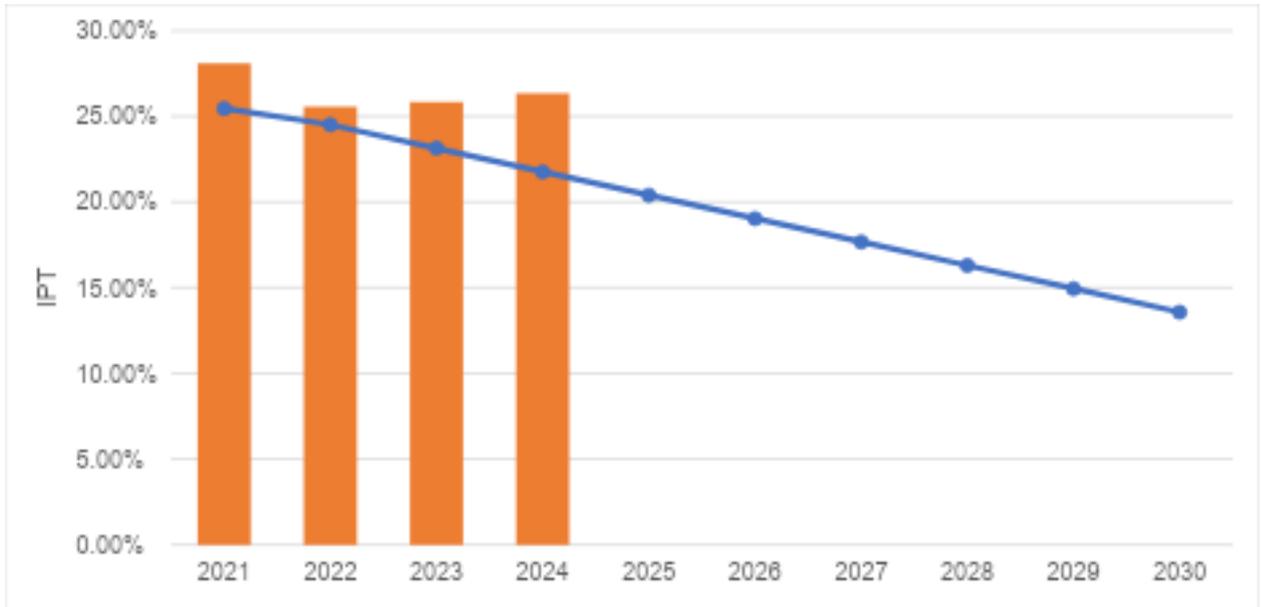
estableció condiciones particulares para ajuste a la senda de pérdidas y la evaluación del plan de reducción para todos los OR a nivel país para los dos primeros años de evaluación.

5.4.1.1.3. Evaluación del plan de reducción de pérdidas

La evaluación del cumplimiento del plan de reducción de pérdidas se realiza a través del índice de pérdidas totales (IPT), el cual es un indicador del estado general de las pérdidas de energía en un mercado de comercialización al encapsular pérdidas técnicas y no técnicas, a lo largo de todos los niveles de tensión. Este índice es calculado y publicado en abril de cada año por XM Compañía de Expertos en Mercados SA ESP, en adelante XM, en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) a partir de mediciones en fronteras comerciales e información de facturación de usuarios regulados capturada en los formatos TC2 y TC3 del SUI de esta Superintendencia. El índice calculado corresponde a las pérdidas a corte de diciembre de la vigencia inmediatamente anterior, es contrastado con la senda, y se determina el estado del plan de reducción mediante disposiciones regulatorias aplicables. En la **Figura 78** se presenta el resultado del cálculo del IPT publicado por XM para el operador AFINIA y su contraste con la senda de pérdidas aprobada.

Figura 78. Evolución anual del índice de pérdidas totales²⁴ (IPT) y contraste con la senda de reducción.

²⁴ Los índices presentados en esta gráfica son calculados a corte de diciembre de la vigencia correspondiente.



Fuente: elaboración propia a partir de información de XM y SUI.

Donde “Definitivo” hace alusión a la evaluación definitiva publicada por XM. Es de resaltar que la evaluación del plan se realiza de manera vencida, por lo que los resultados presentados están hasta la vigencia 2024. A partir de estos resultados, en la **Tabla 69** se presenta el resultado de la evaluación del plan de reducción y las consideraciones regulatorias que llevaron a su resultado.

**Tabla 69. Resultado evaluación anual del plan de reducción de pérdidas –
AFINIA.**

| Periodo evaluado | Resultado evaluación | Criterio regulatorio |
|------------------|--|--|
| 2021 | Suspendido | Aplican las disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020. Incumplimiento de senda no constituye causal de suspensión, siempre y cuando se presente mejora con respecto al periodo anterior. Esto último no fue el caso teniendo en cuenta que AFINIA no presentó una mejora con respecto al IPT de la fecha de corte, el cual es de alrededor de 25,46%. |
| 2022 | Suspendido Enero 2024: Activo | Aplican las disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020. AFINIA continúa incumpliendo la meta. XM en la evaluación del plan generada en abril de 2023 consideró que independientemente de si el operador mejoró con respecto al 2021, el plan debía continuar suspendido por incumplimiento de metas. No obstante, AFINIA generó un derecho de petición ante XM argumentando que, dado que hubo una mejora entre 2021 y 2022, |

| Periodo evaluado | Resultado evaluación | Criterio regulatorio |
|------------------|----------------------|--|
| 2023 | Suspendido | por disposiciones de la mencionada resolución el plan debería ser reactivado. En enero de 2024 XM accedió a este derecho de petición y reactivó el plan y con esto la remuneración del INVNUC. Incumplimiento de senda. Las disposiciones de la Res. CREG 167 de 2020 dejan de ser aplicables para la evaluación de la vigencia 2023 y se aplican disposiciones de la Res. CREG 015 de 2018. Dado que XM reactivó el plan en enero de 2024, entonces el plan pasa a ser suspendido. Si no se hubiera reactivado, el plan hubiera sido cancelado. |
| 2024 | Cancelado | Incumplimiento de senda. Por disposiciones de la Res. CREG 015 de 2018, se cancela el plan de reducción por incumplimiento reiterado de senda. Fuente: elaboración propia. |

En términos generales, se observa que el índice de pérdidas de la empresa se ha mantenido por encima de la senda de reducción regulatoria, el cual ya presentaba un deterioro para 2021 con respecto a la condición inicial. Durante el año 2022 se presentó una reducción del índice, el cual fue cercano a la meta establecida para dicho año, pero a partir del 2023 se ha presentado un deterioro y con ello una tendencia al crecimiento que, de acuerdo con lo expuesto por la empresa durante la evaluación integral, continuaba a corte de marzo del año en curso. En el remanente de esta sección se explorará la gestión realizada por la empresa desde su entrada en operación y los diferentes factores que han contribuido al comportamiento del índice de pérdidas. Previo a ello, se exponen las implicaciones de la cancelación del plan de reducción de la empresa.

5.4.1.1.4. Cancelación del plan de reducción

Como se recalcó anteriormente, el estado de suspensión y cancelación del plan de reducción tienen implicaciones sobre la remuneración a recibir, la cual se ve reflejada en la componente CPROG de la fórmula de costos de pérdidas empleada en la fórmula tarifaria, y de la cual se explorará en detalle más adelante. Por un lado, la suspensión del plan implica que se deja de reconocer la componente de inversión del plan de reducción (INVNUC) en la remuneración a recibir. Por otro lado, la cancelación

del plan implica la devolución con intereses de los ingresos recibidos durante los periodos de tiempo para los cuales hubo incumplimiento de metas. Esto reflejado en la fórmula del ingreso total a devolver definida en el numeral 7.3.6.4.2 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018:

$$ITD_j = INVNUC_{j,m} * T * (1 + r)$$

Donde:

- ITD_j*: Ingreso total a devolver por el OR j, en pesos, a la fecha de cálculo.
- INVNUC_{j,m}*: Costo mensual de las inversiones en activos que no son clasificables como UC del OR j, aplicable para los planes de reducción de pérdidas. Se calcula dividiendo la variable *INVNUC_{j,m}* de que trata el numeral 7.3.2.3, entre 120.
- T*: Número de meses del período que inicia a partir del primer mes del período de incumplimiento y finaliza el mes para el cual el LAC alcanzó a publicar el último LCPROG antes de la cancelación del plan.
- r*: Corresponde a 1,5 veces el interés bancario corriente anual para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, certificado por la Superintendencia Financiera, vigente en la fecha de cancelación del plan. En caso que este valor supere la tasa máxima permitida, la variable será igual a esta última.

Respecto a la variable T, la CREG a través del concepto S2025003245 aclara lo siguiente:

- ✓ «La variable T del numeral 7.3.6.4.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 corresponde al número de meses para los cuales el OR recibió

ingresos por concepto de la variable INVNUCj, pero se presentó incumplimiento de la meta, por cada periodo anual respectivo.»

Aplicado al caso de AFINIA, el contraste entre los periodos en los cuales el INVNUC fue parte del costo anual del plan reconocido, y el cumplimiento de metas para las vigencias correspondientes se ilustra en la **Tabla 70**.

Tabla 70. Contraste reconocimiento de INVNUC y cumplimiento del plan de reducción para AFINIA.

| Reconocimiento INVNUC | | | | | | |
|--------------------------------|---|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
| Enero | Aprobación de cargos | INVNUC inicial + ajuste AIMCP | Suspendido | INVNUC retroactivo 2023 + | Suspendido | Devolución de ingreso |
| Febrero | | | | | | |
| Marzo | | | | | | |
| Abril | | | | | | |
| Mayo | | | | | | |
| Junio | | | | | | |
| Julio | Suspendido + AIMCP | Suspendido | Suspendido + Retroactivo 2023 | Cancelado | | |
| Agosto | | | | | | |
| Septiembre | INVNUC inicial + ajuste AIMCP ²⁵ | Suspendido | Suspendido | Suspendido | Devolución de ingreso | |
| Octubre | | | | | | |
| Noviembre | | | | | | |
| Diciembre | | | | | | |
| Cumplimiento plan de reducción | | | | | | |
| | Incumplimiento | Cumplimiento | Incumplimiento | Incumplimiento | | |

Fuente: elaboración propia.

De lo anterior, se pueden derivar las siguientes consideraciones:

- ✓ **Vigencia 2021:** Por disposición regulatoria para todos los OR con plan de reducción aprobado y aceptado, el costo anual al inicio del plan de reducción tuvo en cuenta el INVNUC. Este fue el caso de AFINIA para el periodo entre

²⁵ AIMCP: ajuste al ingreso mensual por remuneración de gestión de pérdidas. Corresponde a lo que no fue reconocido al OR durante el periodo en que la CREG estaba aprobado los cargos del respectivo OR y que este debió haber recibido dicha remuneración.

agosto de 2021 (inicio de liquidación del CPROG) y mayo de 2022. Adicionalmente, se agrega el ajuste al ingreso mensual del costo de pérdidas en el cual se distribuye el costo no recibido durante el periodo en el cual se aprobaron los cargos, siendo este periodo aplicado para AFINIA entre agosto de 2021 y julio de 2022. En conjunto lo anterior constituye el reconocimiento del INVNUC para la vigencia 2021. En abril de 2022, el LAC determinó que en aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 167 de 2020 para esta vigencia, el plan de reducción fue suspendido por incumplimiento de meta y desmejora con respecto a la vigencia anterior. Por lo tanto, en principio, por incumplimiento durante la vigencia 2021, y que se consideró INVNUC de un equivalente de 12 meses asociados a esta vigencia, se agregan 12 meses a la variable T.

- ✓ **Vigencia 2022:** Si bien el resultado inicial de la evaluación de esta vigencia fue mantener suspendido el plan, el resultado final de activarlo por mejora con respecto al periodo anterior reflejó una señal de «cumplimiento» teniendo en cuenta las disposiciones de la Resolución CREG 167 de 2020, así la senda hubiera sido incumplida.

No obstante, es de destacar que este resultado impactó la remuneración para la vigencia 2023. Durante la vigencia 2022 (mayo 2022 a abril de 2023) por suspensión del plan resultado de la evaluación de la vigencia 2021, no se tuvo en cuenta INVNUC en el costo del plan durante esta y por ende no fue tenido en cuenta en la remuneración. Por consiguiente, T se mantiene en 12.

- ✓ **Vigencia 2023:** Durante los meses de mayo a diciembre de 2023 no se tuvo en cuenta el INVNUC debido a que en este periodo el LAC consideró mantener suspendido el plan. No obstante, resultado del derecho de petición interpuesto

por AFINIA, el LAC consideró que el plan debía ser reactivado al reevaluar el resultado de la evaluación de la vigencia 2022, y el ingreso dejado de recibir por no tener en cuenta el INVNUC se redistribuiría en un periodo equivalente de siete meses (enero a julio de 2024). Esto quiere decir que AFINIA recibió durante los primeros siete meses de 2024 lo correspondiente a la remuneración del costo del plan incluyendo INVNUC para la vigencia 2023 (mayo de 2023 a abril de 2024).

En abril de 2024 el LAC determinó que en aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 el plan fuera suspendido por incumplimiento de metas. Por lo tanto, en principio, por incumplimiento durante la vigencia 2023, y que se consideró INVNUC de un equivalente de 12 meses asociados a esta vigencia, se agregan 12 meses a la variable T, resultando en un total de 24 meses.

- ✓ **Vigencia 2024:** No se tiene en cuenta el INVNUC de la vigencia 2024 (mayo 2024 a abril 2025) en costo del plan y la remuneración recibida por AFINIA. Adicionalmente, se incumple nuevamente la meta para esta vigencia, resultando en incumplimiento reiterado y con ello la cancelación del plan. De esta manera, T se mantiene en 24.

En conclusión, la variable T correspondiente al número de periodos a devolver por parte de AFINIA corresponde a 24 meses. Teniendo esto en cuenta, es posible estimar el ingreso total a devolver (ITD) por parte de la empresa como se presenta en la **Tabla 71**.

Tabla 71. Aproximación Ingreso Total a Devolver por AFINIA por concepto de cancelación del plan de reducción.

| | |
|--------------------------------|------------------------|
| INVNUC _m (COP 2017) | 58.210.790.981 |
| Interés ²⁶ | 17,31% |
| r | 0,25965 |
| T (meses) | 24 |
| ITD | 146.650.445.718 |

Fuente: elaboración propia.

Es decir, el ingreso total a devolver por parte de AFINIA corresponde a aproximadamente 146.650 MCOP, los cuales será retornados en un periodo de 12 meses (junio 2025 a mayo de 2026). Esta interpretación va en línea con lo expuesto por la CREG a través del concepto S2025003245, el cual surgió como solicitud por parte del LAC para aclarar la interpretación de la variable T y el cálculo del INVNUCD²⁷. En aplicación de lo expuesto en este concepto y demás disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 asociadas, el LAC publicó el resultado definitivo del CPROG para el periodo junio de 2025, correspondiente a -11,22 \$/kWh. Siendo este una reducción de \$17,06 con respecto al CPROG de mayo de 2025, y que se verá reflejado en el costo de pérdidas a aplicar en la facturación de junio del presente año. Sobre el ingreso a devolver, en el requerimiento de información de esta evaluación integral, AFINIA estimó que presentarían una reducción de ingresos de alrededor de

²⁶ De acuerdo con la información semanal reportada por los establecimientos de crédito entre las semanas con corte del 28 de marzo al 18 de abril de 2025, se certifica en 17,31% efectivo anual el interés bancario corriente para la modalidad de crédito de consumo y ordinario, el cual tendrá vigencia entre el 1 y el 31 de mayo de 2025. Tomado de : <https://www.superfinanciera.gov.co/loader.php?lServicio=Tools2&lTipo=descargas&lFuncion=descargar&idFile=1075715>

²⁷ Variable de la formula del CPROG que corresponde al cargo asociado a la devolución de ingreso por concepto de cancelación del plan de reducción de pérdidas.

287 MMCOP, lo que se reflejaría en una reducción en el costo unitario de prestación del servicio (por reducción del CPROG) de entre 27 y 28 \$/kWh. Se presume esto corresponde a estimar el ITD con un número de periodos a devolver de 48 meses, interpretando que se debía devolver ingreso por el total de la duración del plan de reducción, independiente de su recepción y el estado de cumplimiento.

5.4.1.1.5. Solicitud de ajuste a la senda

En aplicación de disposiciones regulatorias definidas en el numeral 7.3.4.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018, AFINIA gestionó ante la CREG en enero de 2023 solicitud de ajuste a la senda de reducción de pérdidas, la cual fue modificada por la empresa en dos ocasiones durante agosto y diciembre de 2023. La primera propuesta consistió en mantener la meta final a 2030 ajustando las metas intermedias, mientras que la final propuso ajustar tanto metas intermedias como meta final de 2030 pasando de 13,57% a 17,23%. Dentro de los argumentos presentados se encuentran las consecuencias en la tendencia del indicador que tuvo la pandemia del COVID 19 y el cumplimiento de medidas de aislamiento preventivo obligatorio, y dificultades en la gestión exploradas más adelante.

En respuesta a esta solicitud, la CREG expidió la Resolución CREG 501 027 de 2023 la cual dispone que no se modifica la senda. Esto debido a que el literal e) del numeral 7.3.4.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 define que la empresa debió haber cumplido la meta de reducción para el periodo anterior a la solicitud, siendo esta 2022. Además, aclara que la Resolución CREG 167 de 2020 no define excepciones para AFINIA para el cumplimiento de esta meta en lo relacionado a la solicitud de metas. Por lo tanto, considerando que la meta no fue cumplida, la solicitud de ajuste no fue procedente.

Una vez recibida esta respuesta, AFINIA interpuso recurso de reposición de la anterior resolución dentro de la cual se argumenta que la decisión de la CREG contraviene su interpretación de la Resolución CREG 167 de 2020 y que desconocer su aplicación implicaría vulneración de los principios de confianza legítima y buena fe. Al respecto, la CREG expidió la Resolución CREG 501 056 de 2024, en cuyos considerandos se argumenta que la Resolución CREG 167 de 2020 no modifica reglas establecidas en el marco de esta solicitud y tampoco se vulneran los principios resaltados.

Adicional a estos argumentos, la empresa expresó que la modificación de las metas intermedias evitaría una posible cancelación del plan de reducción y que de materializarse lo anterior tendría un efecto económico que comprometería su viabilidad financiera. Lo anterior agregando una difícil situación de liquidez derivada del impacto del saldo acumulado por la aplicación de la opción tarifaria, aumento desmesurado del precio de energía en bolsa y el déficit de subsidios por giros atrasados de parte del Ministerio de Minas y Energía. Respecto a este argumento, a través de la resolución Ibidem la CREG expresa que no se expresaron argumentos ni se brindaron soportes al respecto, y que no entendían cómo un efecto de reducción del costo unitario (CU) sobre las componentes de comercialización y distribución del 2,1% podía comprometer su viabilidad financiera. Al respecto, es necesario aclarar que la CREG estimó el impacto que tendría la suspensión del plan de reducción, mas no de su cancelación, el cual fue estimado en la subsección anterior.

De esta manera, bajo los anteriores argumentos, a través de la Resolución CREG 501 056 de 2024, la CREG mantiene su posición de no modificar la senda de pérdidas de AFINIA y por lo tanto la senda aplicada para la evaluación de su plan de reducción es la inicial.

5.4.1.1.6. Actualización de pérdidas eficientes

El régimen tarifario especial para el Caribe definido a través de la Resolución CREG 010 de 2020, estableció disposiciones regulatorias para la transición de las empresas distribuidoras que atienden hoy en día el mercado Caribe hacia la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente definida en la Resolución CREG 015 de 2018.

En lo que respecta a las pérdidas eficientes, el artículo 12 definió que estas corresponderían a las mismas que aplicaban para ELECTRICARIBE. Para su actualización, el párrafo 1 define que las empresas resultantes (AIR-E y AFINIA) durante los tres primeros meses del quinto año del plan de inversión presentarían a la CREG los estudios establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018. Teniendo en cuenta que el primer año del plan de inversión fue 2021, entonces el plazo máximo para presentar estos estudios fue el final de marzo del presente año. Al respecto, AFINIA remitió el primero de abril de 2025 una comunicación ante la CREG, informando que no contaban con la totalidad de la información complementaria para el estudio con el fin de actualizar el índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 1, y que solicitan extender el plazo en tres (3) años.

Acorde con los requerimientos regulatorios para este estudio, la empresa debe emplear para el estudio la información real de los transformadores y redes a través de los cuales se haya distribuido, como mínimo, el 80% de la energía vendida durante el año anterior²⁸. Al respecto la empresa informa que, a la fecha de remisión, se contaba con aproximadamente un 20% de esta información. Además, se informa que *«Afinia realizó un análisis de mercado; sin embargo, debido a los tiempos y costos económicos involucrados, se priorizó la asignación de recursos a las necesidades*

²⁸ Literal a. Numeral 7.1.1.3 Anexo General Resolución CREG 015 de 2018

operativas para reducción de pérdidas no técnicas, reposición de infraestructura y mejoras en calidad del servicio de la compañía, teniendo en cuenta los atrasos en inversiones que tenía el mercado atendido en su momento por el anterior OR y que hasta el momento Afinia ha logrado invertir aproximadamente \$2.6 billones de pesos».

De esta manera, recopilaron información de baja tensión a medida que desarrollaron proyectos de inversión y enfocaron sus esfuerzos en optimizar la calidad del servicio.

En el marco de la visita, la empresa resaltó que el avance se vio ralentizado por las restricciones de acceso en ciertas zonas, así como el rechazo de la comunidad a las actividades de gestión de la empresa y que serán exploradas más adelante.

Adicionalmente se informó que la empresa ya contaba con los estudios de los niveles de tensión 4, 3 y 2 cuyo resultado para el año 2023 y contraste con los índices que están siendo aplicados se presenta en la **Tabla 72**. Es de resaltar que este avance no fue informado por la empresa a la CREG.

Tabla 72. Contraste índice de pérdidas eficientes por nivel de tensión vigentes y calculados a partir de estudio de AFINIA. Valores dados en porcentaje (%)

| Nivel de tensión | 2 | 3 | 4 |
|------------------|----------|----------|------------------------|
| Vigente | 2,2 | 2,6 8 | 1,45 ² 9 |
| Estudio AFINIA | 2,3 3 | 1,4 0 | 1,65 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

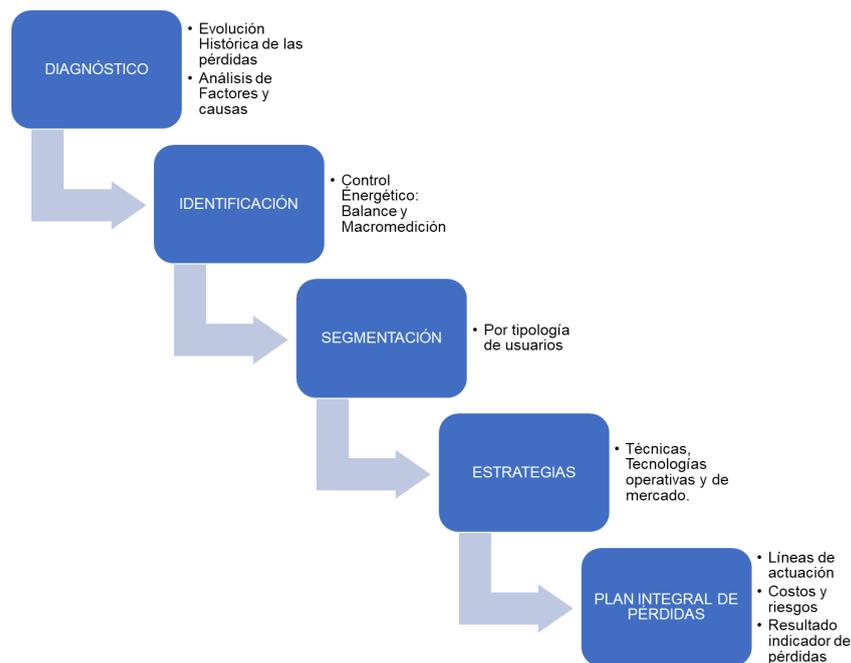
²⁹ Tomado de XM. Publicación de ingresos y cargos del STR para el mes de abril de 2025. Es de resaltar que este índice se actualiza anualmente.

A pesar de los argumentos expuestos por la empresa, y hasta en tanto la CREG no dé su concepto respecto a la solicitud de plazo por parte de la empresa, el hecho de no haber presentado los estudios de pérdidas eficientes en el plazo definido en el Parágrafo 1 del Artículo 12 de la Resolución CREG 010 de 2020, implica un incumplimiento regulatorio al régimen tarifario especial por parte de AFINIA. Desde esta Superintendencia se realizará el debido seguimiento al avance del estudio de pérdidas eficientes de nivel de tensión 1 dentro del plazo definido o determinado por la CREG en respuesta a la solicitud de la empresa.

5.4.1.2. Metodología general de gestión de pérdidas

La concepción y estructuración general del plan de gestión de pérdidas (llamado también por la empresa como plan integral), puede resumirse en las etapas presentadas en la **Figura 79**.

Figura 79. Metodología general para definición del plan integral de pérdidas.



| | | |
|--|---|---|
|  <p>Superservicios</p> | <p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p> |  <p>SIGME</p> |
|--|---|---|

Fuente: adaptado de AFINIA.

✓ **Diagnóstico**

En términos generales, la empresa realizó un diagnóstico de la problemática de pérdidas a lo largo de su mercado a partir de la evolución histórica de indicadores y análisis de potenciales factores y causas al respecto, con el fin de comprender el funcionamiento de su mercado y sus dinámicas.

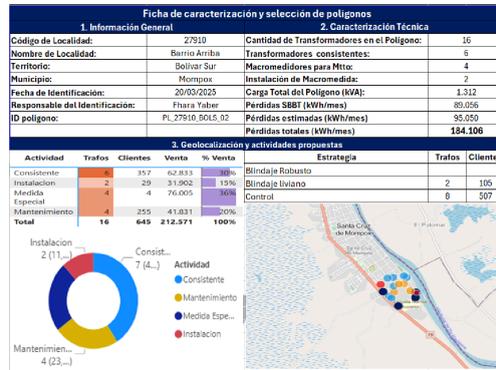
✓ **Identificación**

Consiste en el procesamiento de información capturada por macromedición y sistemas de medición desplegada a lo largo del mercado en subestaciones, circuitos y transformadores de distribución, a partir de la cual se genera un balance energético. Resultado de este, se identifican y focalizan las pérdidas a lo largo del territorio en estructuras tal como las denominadas por la empresa como polígonos e histogramas, definidos en la **Figura 80** y **Figura 81**.

✓ **Polígonos**

Conjunto de transformadores contiguos y ubicados en el mismo barrio o sector y que es seleccionado por el equipo de análisis por su alto volumen de pérdidas.

Figura 80. Ejemplo de caracterización y selección de polígono

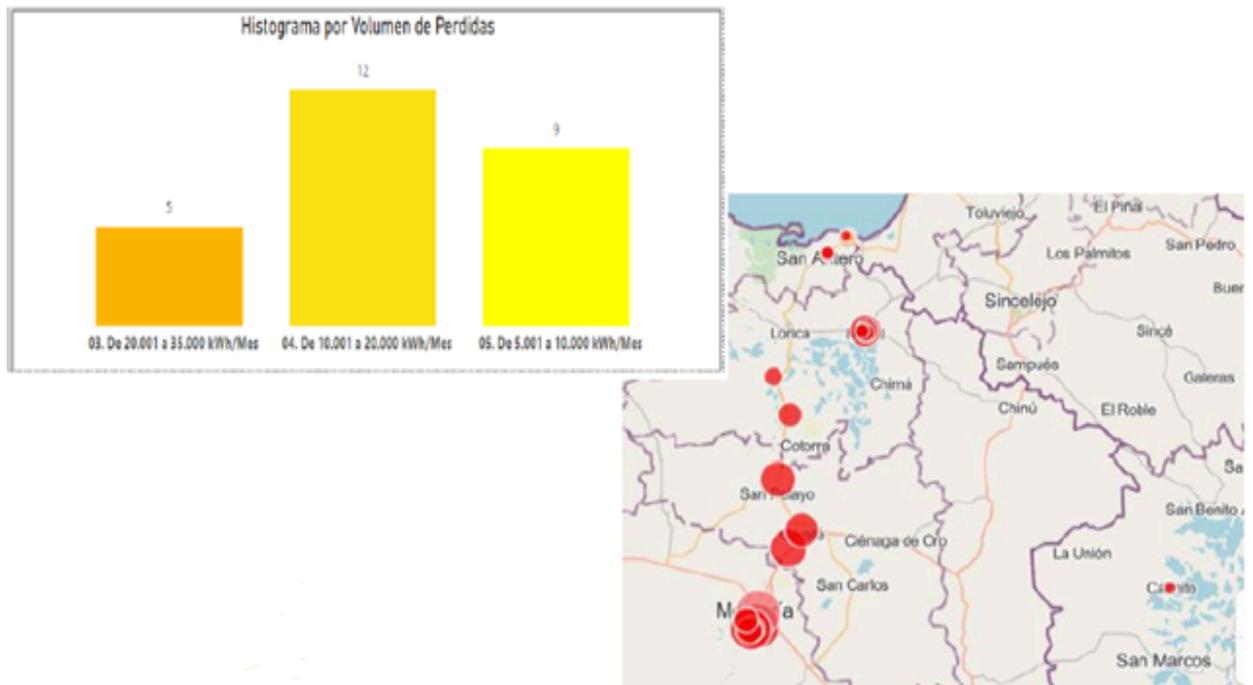


Fuente: AFINIA.

✓ **Histogramas**

Transformadores individuales que son seleccionados por el equipo de análisis por su alto volumen de pérdidas, sin necesidad de estar ubicados uno al lado del otro.

Figura 81. Ejemplo de visualización de histograma en un sector particular.

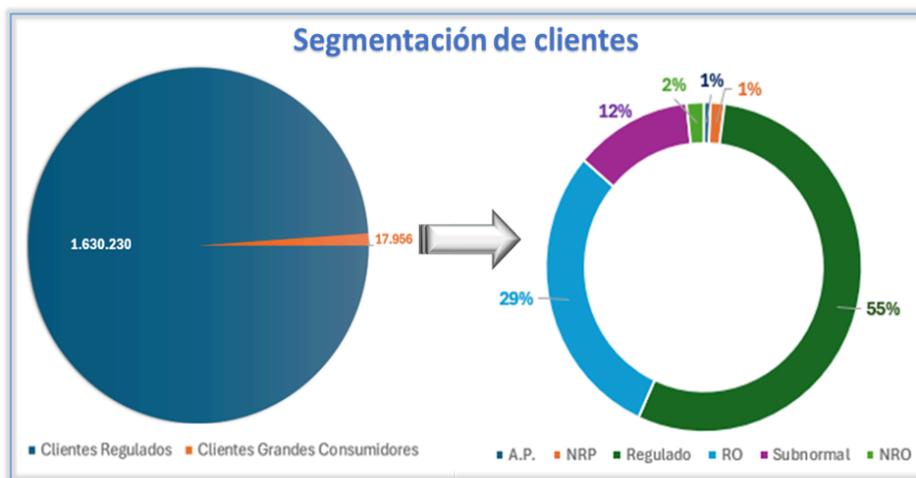


Fuente: AFINIA.

5.5. Segmentación del mercado

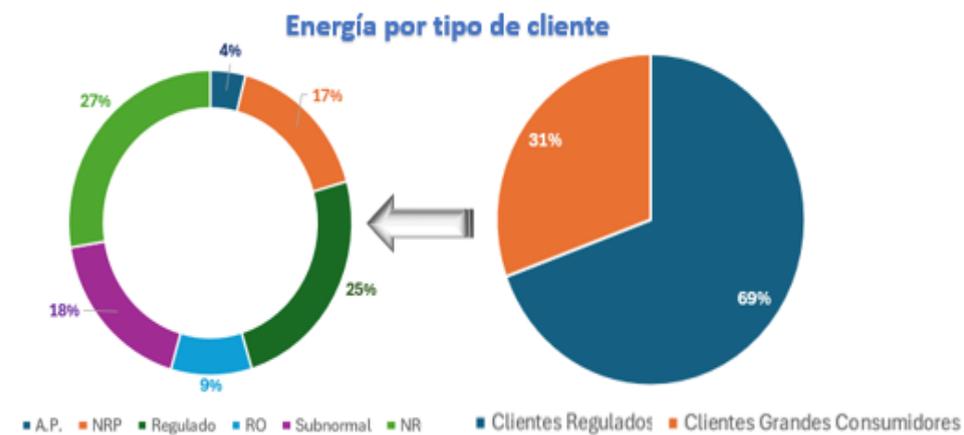
Desde la perspectiva de gestión de pérdidas, AFINIA segmenta sus usuarios acordes con el tipo de medición y su capacidad instalada, agrupándolos en dos categorías: grandes consumidores y consumidores regulares y medios. En la **Figura 82** y **Figura 83** se presenta un ejemplo de esta segmentación.

Figura 82. Segmentación de usuarios para el mercado de AFINIA.



Fuente: AFINIA.

Figura 83. Distribución de energía por tipo de cliente para el mercado de AFINIA.



Fuente: AFINIA.

5.6. Caracterización

Como etapa complementaria a la identificación y segmentación, la empresa contempla una etapa de caracterización, la cual consiste en la inspección y diagnóstico de los polígonos e histogramas con alto volumen de pérdidas seleccionados por su equipo de análisis en la identificación. Lo anterior con el fin de corroborar amarres, kWh de pérdidas mensual, el estado de red y medida, e identificar potenciales causas y factores que inducen a estas pérdidas y plantear potenciales estrategias para reducción óptima de pérdidas y sostenibilidad de estas.

Integrando el resultado de las etapas de identificación, segmentación y caracterización, la empresa construye lo que estos denominan un Mapa de Actuaciones (MAC), metodología definida por el Grupo EPM, sobre el cual se desagregan las pérdidas en el sistema de distribución-comercialización y se identifican focos de pérdidas gestionables y no gestionables.

5.7. Estrategias

Partiendo de la identificación, focalización y caracterización de pérdidas y junto con el mapa de actuaciones construido, la empresa formula estrategias de reducción y control de pérdidas a implementar. Estas estrategias incluyen *«implementación de nuevas tecnologías de medición y puesta a punto del software de direccionamiento, acompañados de gestión social, campaña de comunicaciones, seguridad y actuaciones legales que permitan generar un uso racional y eficiente de la energía, promoviendo la cultura de la legalidad, reduciendo de forma sostenible las pérdidas de energía y generando un impacto positivo al medio ambiente contribuyendo a la armonía de la vida para un mundo mejor»*.

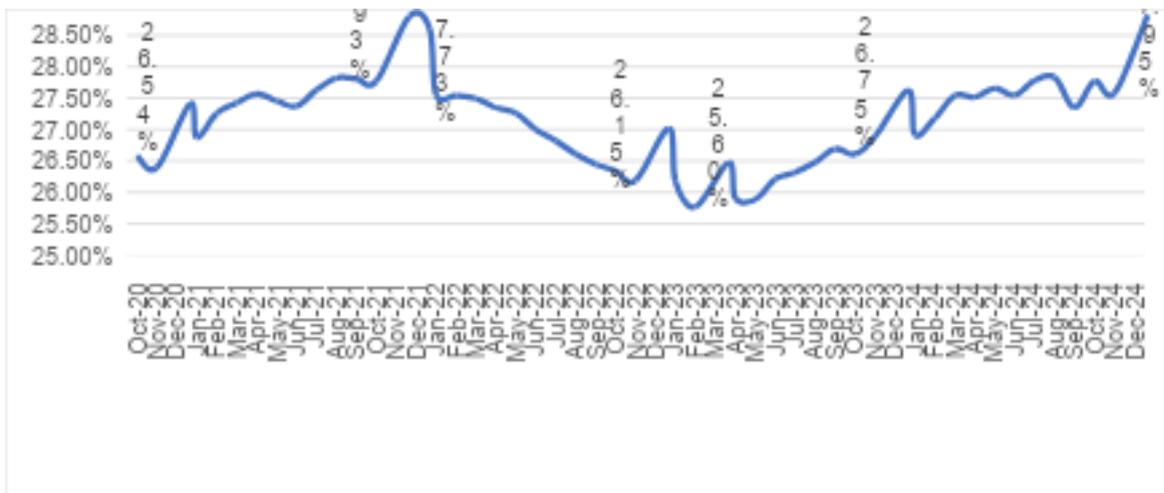
5.7.1.1. Evolución y caracterización de las pérdidas

Como parte del proceso de identificación y segmentación, la empresa aportó información sobre la evolución de las pérdidas a lo largo del mercado general y por territorios, así como la caracterización de estas en el mercado en general.

5.7.1.1.1. Mercado Caribemar

Como se ha expuesto a lo largo de este documento, el mercado de Caribemar está compuesto por los departamentos del Bolívar, Cesar, Córdoba, Sucre y 10 municipios del Magdalena. La evolución de las pérdidas a lo largo de este mercado desde la entrada en operación de la empresa hasta diciembre de 2024 se presenta en la .

Figura 84. Evolución mensual del Índice de Pérdidas Totales (IPT) en el mercado atendido por AFINIA.



Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

En este se resalta el resultado a diciembre de cada año, los cuales difieren del cálculo realizado por el LAC y presentado previamente en la Figura , siendo el resultado de AFINIA mayor para todos los años a excepción del 2021. Adicionalmente, se resaltan

los meses de noviembre de 2021 y diciembre de 2024 para los cuales se alcanzaron los picos máximos del índice, y marzo de 2023, para el cual se alcanzó el mínimo de 25,6%. Los diferentes factores que influyeron a este comportamiento, incluyendo la gestión realizada por la empresa, será explorada más adelante.

Adicionalmente, como parte del proceso de identificación y caracterización de pérdidas, la empresa aportó el resultado de los previamente mencionados mapas de actuación (MAC), presentados en la **Tabla 73** para 2021 a 2023 y en la **Tabla 74** para 2024. Es de resaltar que estos mapas son insumo para la planeación de estrategias y tácticas del periodo inmediatamente siguiente.

Tabla 73. Mapa de Actuación de AFINIA para los años 2021, 2022 y 2023.

| Causa | 2021 | | 2022 | | 2023 | |
|--|-----------------|--------|-----------------|--------|-----------------|--------|
| | Total (kWh/mes) | % Peso | Total (kWh/mes) | % Peso | Total (kWh/mes) | % Peso |
| Pérdidas Técnicas | 84.868.400 | 40,0 % | 92.429.013 | 41,3 % | 101.095.032 | 40,6 % |
| Zonas Rojas | 32.850.138 | 15,5 % | 32.873.604 | 14,7 % | 37.716.723 | 15,1 % |
| Usuarios Ilegales | 2.289.826 | 1,1% | 2.336.316 | 1,0% | 2.137.219 | 0,9% |
| Usuarios en Invasiones Ilegales | 2.021.620 | 1,0% | 2.127.518 | 1,0% | 913.192 | 0,4% |
| Usuarios residenciales no legalizables | 1.112.337 | 0,5% | 778.335 | 0,3% | 712.007 | 0,3% |
| Usuarios residenciales no legalizables | 322.093 | 0,2% | 159.287 | 0,1% | | 0,0% |
| Usuarios con fallas en medidores reportados por lectores | 2.048.765 | 1,0% | 2.153.884 | 1,0% | 1.970.333 | 0,8% |
| Transformadores Ilegales | 1.959.662 | 0,9% | 1.034.389 | 0,5% | 36.720 | 0,0% |
| Alumbrado Público | 113.137 | 0,1% | 95.496 | 0,0% | 85.496 | 0,0% |
| Semáforos | 1.207 | 0,0% | 1.950 | 0,0% | | 0,0% |

| Causa | 2021 | | 2022 | | 2023 | |
|--|--------------------|--------|--------------------|--------|--------------------|--------|
| | Total (kWh/mes) | % Peso | Total (kWh/mes) | % Peso | Total (kWh/mes) | % Peso |
| Cámaras de control de tráfico | 5.776 | 0,0% | 4.446 | 0,0% | | 0,0% |
| Fraudes sin identificar en media tensión | 2.841.003 | 1,3% | 3.246.182 | 1,5% | 3.145.462 | 1,3% |
| Fraudes sin identificar en baja tensión | 81.737.035 | 38,5 % | 86.518.777 | 38,7 % | 83.204.930 | 33,4 % |
| Fraudes en usuarios con deuda a partir de aumento de tarifa (Rampa de incremento CU) | | | | | 2.530.289 | 1,0% |
| Fraudes en usuarios medidos (341.883 R1-2) no intervenidos año 2023 sin crecimiento vegetativo o degradado | | | | | 13.022.981 | 5,2% |
| Usuarios estimados R1-2 sin crecimiento vegetativo o degradado | | | | | 2.613.229 | 1,0% |
| Total | 212.171.000 | | 223.759.198 | | 249.183.614 | |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 74. Mapa de Actuaciones para el periodo 2024.

| Pérdidas | Pérdidas Totales (kWh-mes) | Pérdidas Referido M1 % | Pérdidas Totales % |
|---------------------|----------------------------|------------------------|--------------------|
| Totales | 246.635.675 | | 27,67% |
| Técnicas N2, N3, N4 | 70.306.511 | | |
| Total N1 | 176.329.164 | 30,89% | 19,06% |
| Técnicas N1 | 27.170.076 | 4,76% | |

| Pérdidas | Pérdidas Totales (kWh-mes) | Pérdidas Referido M1 % | Pérdidas Totales % |
|--|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| No Técnicas N1 | 149.159.087 | 26,13% | |
| Zonas No Gestionables | 31.501.026 | 5,52% | |
| Energía No legalizable | 712.000 | 0,12% | |
| Zonas Gestionables | 117.658.062 | 20,61% | |
| Universo Determinístico | 46.885.710 | 8,21% | |
| Usuarios con estadística que implica blindaje robusto | 30.689.842 | 5,38% | |
| Usuarios de gran consumo sin equipos de telemetría | 5.599.324 | 0,98% | |
| Usuarios bajo macromedidores de altas pérdidas | 7.611.115 | 1,33% | |
| Pérdidas en la medición y/o administrativas | | | |
| Anomalías Posibles Irregularidades | 1.165.683 | 0,20% | |
| Anomalía Conectado Directo | 819.183 | 0,14% | |
| Estimados usuarios tarifas altas (I, C, O, R6, R5, R4) | 717.024 | 0,13% | |
| Estimados E. Altos (I, C, O, R6, R5, R4) | 42.000 | 0,01% | |
| Anomalías lectura GC | 147.840 | 0,03% | |
| Estimados E. Bajo (R1, R2, R3) | 93.699 | 0,02% | |
| Universo Probabilístico | 44.074.394 | 7,72% | |
| Probabilidad de Fraude> 60% (R1, R2) | 14.372.879 | 2,52% | |
| Nuevos Clientes | 11.992.684 | 2,10% | |
| Reincidentes | 3.132.043 | 0,55% | |
| Contraste OC | 2.005.717 | 0,35% | |
| Transformador Tarifas Altas (I, C, O, R6, R5, R4) | 1.959.610 | 0,34% | |
| Multifamiliares | 1.906.250 | 0,33% | |
| Inst Reposición totalizadores subnormales | 1.852.032 | 0,32% | |
| Focalizado Grandes Consumidores | 1.755.027 | 0,31% | |
| Probabilidad de Fraude> 60% (I, C, O, R6, R5, R4,R3) | 1.552.824 | 0,27% | |
| Control Grandes Consumidores | 947.448 | 0,17% | |
| Control Otros Comercializadores | 556.669 | 0,10% | |
| Invasiones | 504.648 | 0,09% | |
| Trafos Ilegales | 479.500 | 0,08% | |
| Fraude Caída | 422.424 | 0,07% | |

| Pérdidas | Pérdidas Totales (kWh-mes) | Pérdidas Referido M1 % | Pérdidas Totales % |
|------------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| Focalizado Otros Comercializadores | 258.280 | 0,05% | |
| Fraudes MD electromecánico | 161.051 | 0,03% | |
| Alumbrado subnormal | 129.800 | 0,02% | |
| Alumbrado público | 85.496 | 0,01% | |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

De lo anterior se destaca que el peso de las pérdidas técnicas en las pérdidas totales ha estado en valores cercanos al 40%, llegando a un nivel de 39,52% para 2024; es decir, las pérdidas técnicas corresponden a aproximadamente 10,94%. Por otro lado, a corte de 2024 las pérdidas contribuyen en 71,5% a las pérdidas totales; es decir, las pérdidas en N1 son el 19,06% (de 27,67%). Sobre este nivel, las pérdidas técnicas contribuyen al 11,01% de las pérdidas totales y corresponden al 4,76% de las pérdidas si solo se tuviera en cuenta la energía sobre este nivel de tensión. En contraste, las pérdidas eficientes aprobadas por la CREG en este nivel de tensión (técnicas y una porción de las no técnicas) son del 11,67%.

En cuanto a las causas, entre 2021 y 2023 la empresa identificó que alrededor del 15% de sus pérdidas estaban concentradas en zonas rojas, las cuales se entiende son zonas donde el acceso es demasiado limitado o restringido. Además, cerca del 40% de estas pérdidas no tenían una causa identificada y parte de la gestión de la empresa fue identificar dichas causas, siempre y cuando se pudiera realizar la debida gestión, lo cual para 2023 ya se había reducido a alrededor del 35%.

Por último, se resalta el cambio en la estructura del mapa para el 2024, en donde, por un lado, se distingue las pérdidas entre el nivel de tensión 1 del resto de niveles de tensión. Por otro lado, el universo de energía sin identificar de los años anteriores se convierte en un universo probabilístico sobre el cual se estima las posibles causas con

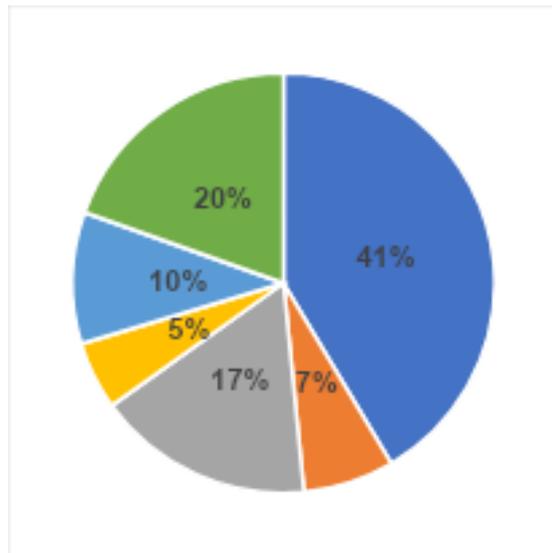
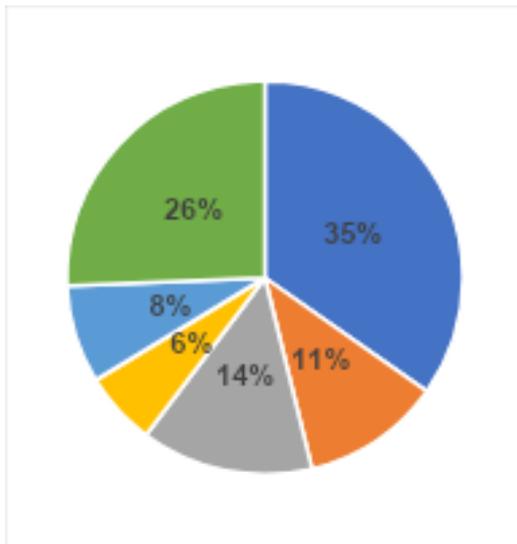
cierto grado de confianza, reduciéndose al 17,9% de las pérdidas. Lo anterior siendo posible a través del fortalecimiento del modelo de inteligencia artificial desarrollado por la empresa (REI), alimentado con más información resultado de una mayor instalación de macro medida y de los resultados de la gestión por parte de la empresa.

5.7.1.1.2. Territorios

Como parte de la segmentación del mercado, la empresa tiene definidos cinco territorios: Bolívar Norte, Bolívar Sur, Cesar, Córdoba Norte, Córdoba Sur, Sucre. Para cada uno de estos se realiza monitoreo de las pérdidas y las condiciones del territorio, y con base en estos se formulan estrategias específicas de gestión. En la **Figura 85** y **Figura 86** se presenta la contribución de cada territorio a las pérdidas totales de la empresa durante el 2024.

Figura 85. Distribución de pérdidas por territorio 2024 – AFINIA.

Figura 86. Distribución de entradas por territorio 2024 – AFINIA.



■ Bolívar Norte ■ Bolívar Sur ■ Córdoba Norte ■ Córdoba Sur ■ Sucre

Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

El índice de pérdidas totales individual inicial (enero de 2024) y el promedio durante 2024 por territorio se presenta en la **Tabla 75**.

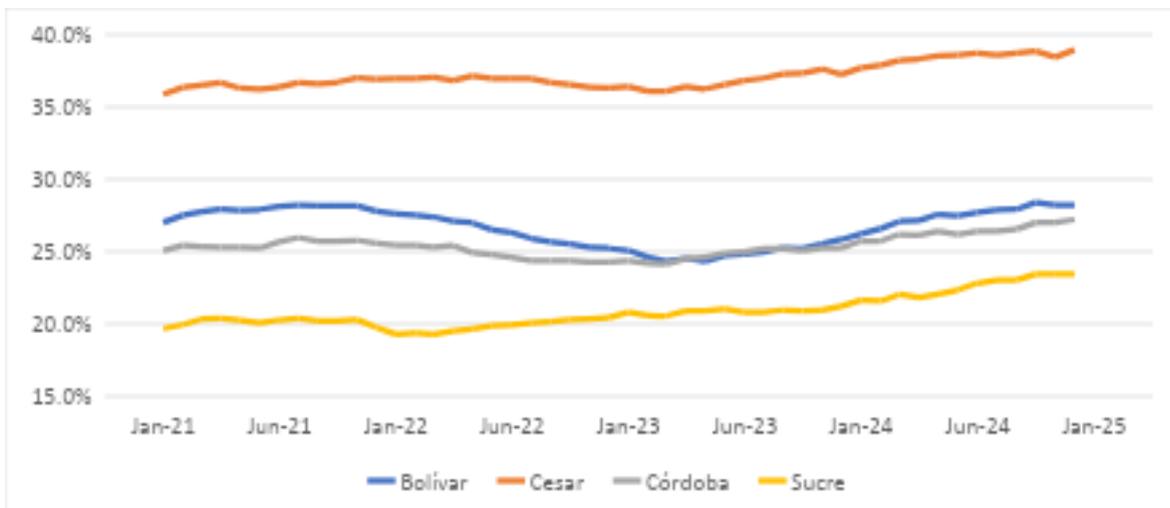
Tabla 75. Pérdidas totales individual inicial y promedio durante 2024.

| | Inicio | 2024 |
|---------------|--------|--------|
| Bolívar Norte | 24,29% | 24,20% |
| Bolívar Sur | 43,35% | 47,42% |
| Cesar | 35,88% | 38,47% |
| Córdoba Norte | 22,90% | 24,11% |
| Córdoba Sur | 31,96% | 33,77% |
| Sucre | 19,68% | 22,57% |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

A nivel de departamento, en la **Figura 87** se presenta la evolución de las pérdidas totales individuales de cada departamento.

Figura 87. Evolución del índice de pérdidas totales mensual móvil por departamento.



Fuente: Elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

A continuación, se presenta la evolución del índice de pérdidas totales mensual individuales en cada uno de estos territorios.

a. Bolívar Norte

Compuesto por 21 municipios del departamento de Bolívar en la zona Norte y Centro. Este territorio representó en 2024 alrededor de 364,17 GWh mensuales promedio de entradas de energía, equivalentes al 41,47% del total para el mercado de la empresa, y 41,18% desde su entrada de operación. Además, este territorio contribuyó al 34,76% de las pérdidas totales de la empresa durante el 2024 y 35,01% desde su entrada en operación.

Figura 88. Comportamiento histórico del índice de pérdidas totales mensual móvil - Bolívar Norte.



Fuente elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA

En la **Figura 88** se presenta la evolución mensual de las pérdidas totales dentro de este territorio a corte de diciembre de 2024. En este se señalan los índices de pérdidas en enero de 2021, a corte de diciembre de cada año, y el mínimo alcanzado en mayo

de 2023 de 21,05%. Desde este mes y hasta el presente, el índice evidencia un crecimiento sostenido con una tasa mensual aproximada de 0,2 puntos porcentuales.

b. Bolívar Sur

Compuesto por 21 municipios del departamento de Bolívar en la zona Sur y 7 municipio del departamento de Magdalena. Este territorio representó en 2024 alrededor de 61,39 GWh mensuales promedio de entradas de energía, equivalentes al 6,99% del total para el mercado de la empresa, y 6,81% desde su entrada de operación. Además, este territorio contribuyó al 11,41% de las pérdidas totales de la empresa durante el 2024, y 11,05% desde su entrada en operación.

Figura 89. Comportamiento histórico del índice de pérdidas totales mensual móvil - Bolívar Sur.



Fuente elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

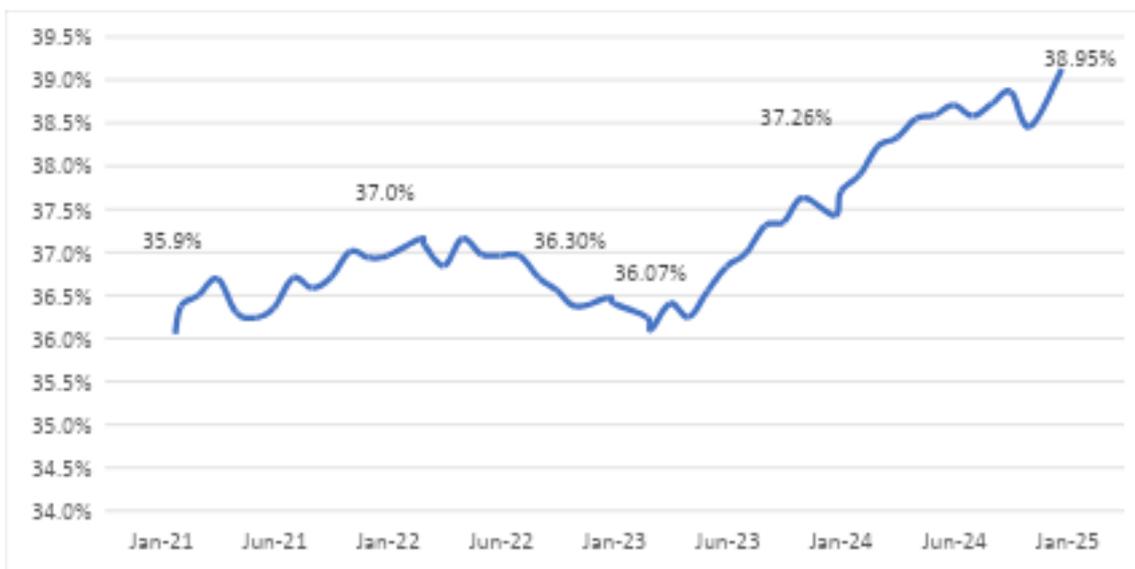
En la **Figura 89** se presenta la evolución mensual de las pérdidas totales dentro de este territorio a corte de diciembre de 2024. En este se señalan los índices de pérdidas

en enero de 2021 a corte de diciembre de cada año, y el mínimo alcanzado en marzo de 2023 de 42,89%. Desde este mes y hasta el presente, el índice evidencia un crecimiento sostenido con una tasa mensual aproximada de 0,26 puntos porcentuales. Este territorio presenta el índice de pérdidas totales individual más alto a lo largo de todos los territorios y presenta una tendencia al crecimiento más pronunciada que las pérdidas del mercado y de Bolívar Norte que la empresa, a pesar de los esfuerzos que se verán más adelante, no ha podido controlar. Si bien su contribución tanto en las entradas como a las pérdidas totales no es tan significativa como otros, sigue siendo un foco importante de gestión para la empresa.

c. Cesar

Este territorio representó en 2024 alrededor de 171,37 GWh mensuales promedio de entradas de energía, equivalentes al 19,75% del total para el mercado de la empresa, y 19,5% desde su entrada de operación. Además, este territorio contribuyó al 25,67% de las pérdidas totales de la empresa durante el 2024, y 26,19 % desde su entrada en operación.

Figura 90. Comportamiento histórico del índice de pérdidas totales mensual móvil – Cesar.



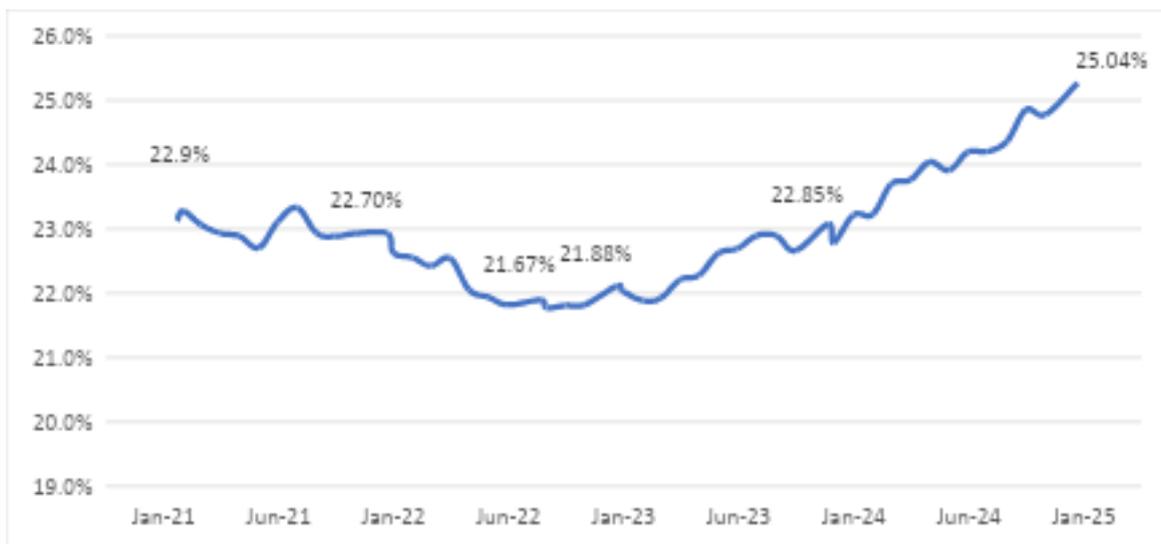
Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

En la **Figura 90** se presenta la evolución mensual de las pérdidas totales dentro de este territorio a corte de diciembre de 2024. En este se señalan los índices de pérdidas en enero de 2021 a corte de diciembre de cada año, y el mínimo alcanzado en febrero de 2023 de 36,87%. Desde este mes y hasta el presente, el índice evidencia un crecimiento sostenido con una tasa mensual aproximada de 0,176 puntos porcentuales. Este territorio presenta el segundo índice de pérdidas totales individual más alto a lo largo de todos los territorios y presenta una tendencia al crecimiento pronunciada similar a la vista en Bolívar Sur. A diferencia de Bolívar Sur, este territorio es el segundo contribuyente a las entradas de energía en el mercado atendido por AFINIA, por lo que su contribución en las pérdidas de la empresa es igualmente significativa. Lo anterior ha hecho de este departamento un foco prioritario en la gestión, pero como se ve en el comportamiento de las pérdidas y como se verá más adelante, ha representado un reto de alta dificultad para la gestión social, técnica y de pérdidas.

d. Córdoba Norte

Este territorio representó en 2024 alrededor de 146,14 GWh mensuales promedio de entradas de energía, equivalentes al 16,64% del total para el mercado de la empresa, y 16,82% desde su entrada de operación. Además, este territorio contribuyó al 14,07% de las pérdidas totales de la empresa durante el 2024, y 13,88% desde su entrada en operación.

Figura 91. Comportamiento histórico del índice de pérdidas totales mensual móvil – Córdoba Norte.



Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

En la **Figura 91** se presenta la evolución mensual de las pérdidas totales dentro de este territorio a corte de diciembre de 2024. En este se señalan los índices de pérdidas en enero de 2021 a corte de diciembre de cada año, y el mínimo alcanzado en agosto de 2022 de 21,67%. Desde este mes y hasta el presente, el índice evidencia un crecimiento sostenido con una tasa mensual aproximada de 0,12 puntos porcentuales.

Este territorio presenta el tercer índice de pérdidas totales individual más bajo a lo largo de todos los territorios, y presenta una tendencia similar a la vista en el Bolívar Sur y Cesar, pero con una menor tasa de crecimiento. Además, a diferencia de estos dos cuyo punto de quiebre fue durante el primer trimestre de 2023, para este territorio comenzó desde agosto de 2022 y desde ese entonces esta tendencia no ha cambiado de sentido.

e. Córdoba Sur

Este territorio representó en 2024 alrededor de 46,06 GWh mensuales promedio de entradas de energía, equivalentes al 5,24% del total para el mercado de la empresa, y 5,28% desde su entrada de operación. Además, este territorio contribuyó al 6,05% de las pérdidas totales de la empresa durante el 2024, y 6,26% desde su entrada en operación.

Figura 92. Comportamiento histórico del índice de pérdidas totales mensual móvil – Córdoba Sur.



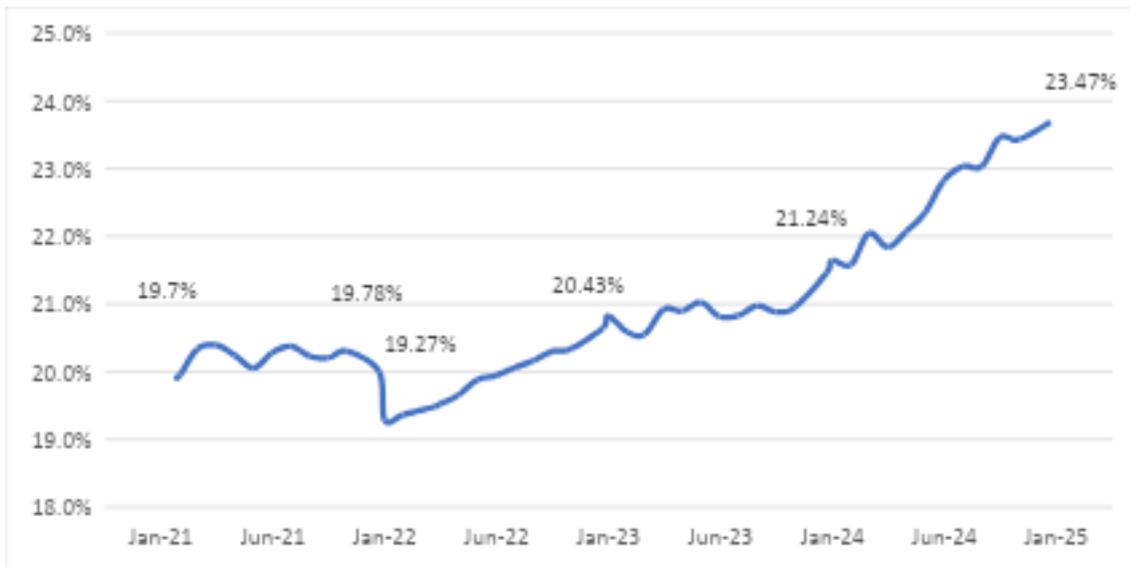
Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

En la **Figura 92** se presenta la evolución mensual de las pérdidas totales dentro de este territorio a corte de diciembre de 2024. En este se señalan los índices de pérdidas en enero de 2021 a corte de diciembre de cada año, y el mínimo alcanzado en marzo de 2023 de 31,37%. Desde este mes y hasta el presente, el índice evidencia un crecimiento sostenido con una tasa mensual aproximada de 0,13 puntos porcentuales. Este territorio presenta el tercer índice de pérdidas totales individual más alto a lo largo de todos los territorios, y presenta una tendencia similar a la vista en el mercado general y Bolívar Norte, y con una menor tasa de crecimiento.

f. Sucre

Este territorio representó en 2024 alrededor de 89,09 GWh mensuales promedio de entradas de energía, equivalentes al 10,14% del total para el mercado de la empresa, y 10,12% desde su entrada de operación. Además, este territorio contribuyó al 8,04% de las pérdidas totales de la empresa durante el 2024, y 7,60% desde su entrada en operación.

Figura 93. Comportamiento histórico del índice de pérdidas totales mensual móvil – Sucre.



Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

En la **Figura 93** se presenta la evolución mensual de las pérdidas totales dentro de este territorio a corte de diciembre de 2024. En este se señalan los índices de pérdidas en enero de 2021 a corte de diciembre de cada año, y el mínimo alcanzado en marzo de 2022 de 23,47%. Desde este mes y hasta el presente, el índice evidencia un crecimiento sostenido con una tasa mensual aproximada de 0,127 puntos porcentuales. A pesar de ser un territorio en donde la reducción no fue tan notable como otros, su tasa de crecimiento es la segunda más baja y se mantiene con niveles de pérdidas más bajos a lo largo del mercado.

5.7.1.2. Plan integral de pérdidas

El plan integral de pérdidas corresponde a la planeación anual de estrategias y actividades a ejecutar por parte de las diferentes unidades como resultado de la armonización de la identificación, caracterización y segmentación de las pérdidas

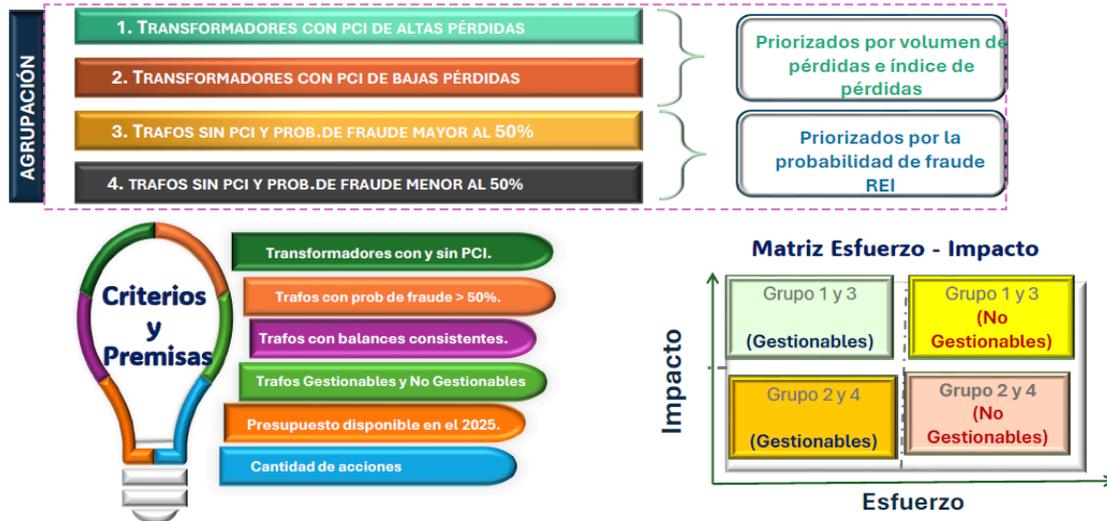
(líneas de acción) en el mercado, la formulación de estrategias y el análisis de factibilidad de ejecución de actividades a partir de un análisis de capacidad financiera y operativa, y socioeconómica del territorio.

En lo que respecta a la formulación de estrategias, la empresa divide está en dos tipos de estrategias: reducción y control de pérdidas.

5.7.1.2.1. Reducción

Conjunto de planes direccionado a sectores con macromedidores (PCI) o segmentos por nivel 2 con alto volumen de pérdidas seleccionados por el equipo de análisis y de los cuales, a partir de una metodología definida por la empresa, se espera reducir las pérdidas de energía a niveles eficientes. Dicha metodología se encuentra resumida en la siguiente figura.

Figura 94. Metodología de reducción de pérdidas propuesta por AFINIA.



Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Por un lado, se definen una serie de criterios y premisas para la agrupación de transformadores, potencial de gestión, presupuesto y cantidad de potenciales acciones. En lo que respecta a la agrupación de transformadores, se clasifican los transformadores operados por la empresa acorde a si estos transformadores cuentan o no con macromedición. Para aquellos que cuentan, se clasifican acorde al nivel calculado de pérdidas a partir de flujos energéticos; por otro lado, para aquellos que no cuentan con macromedición, se estima a partir de un modelo de inteligencia artificial la probabilidad de fraude y se clasifican acorde a un umbral. Teniendo en cuenta los criterios, premisas y la agrupación, se define una matriz denominada impacto vs esfuerzo a partir de la cual se pueden identificar, delimitar y priorizar la planeación y ejecución de acciones acorde al esfuerzo requerido (presupuestal, operativo, gestión social) con respecto al impacto (magnitud del potencial de reducción). A lo largo de la gestión, la empresa ha abordado zonas denominadas gestionables en donde es posible ejecutar proyectos de aseguramiento de red y medida, y durante el 2025 continuará abordando aquellas que tienen un alto impacto. En contraste, la empresa

denomina no gestionables a aquellas zonas donde la gestión es limitada o restringida, y donde se requiere gestión social para habilitar ejecución de acciones, aunque existen zonas donde la gestión social también se ha visto limitada y requieren de apoyo externo. Las zonas no gestionables tienen la mayor concentración de pérdidas y por esto la empresa propone entrar a estas paulatinamente a través de refuerzo de gestión social y con diferentes actores.

Las estrategias de reducción de pérdidas iniciales comprendían aseguramiento de red, instalación de medida centralizada/bicuerpo y la instalación de medidores a usuarios sin medición. Estas han ido evolucionando y adaptándose a las condiciones del mercado de comercialización atendido, resultando en las estrategias principales presentadas en la **Tabla 76**.

Tabla 76. Principales estrategias de reducción de pérdidas propuestas por AFINIA.

| Nombre | Descripción |
|------------------|---|
| Blindaje robusto | <p>Consiste en el aseguramiento de red y de medición en transformadores que pertenecen a histogramas o polígonos con altos volúmenes de pérdidas.</p> <p>Aseguramiento de red: Construcción y/o reposición de red de baja tensión en configuración especial o red chilena. A través de esta, se mejoran las condiciones de calidad y continuidad del servicio prestado y se busca dificultar el acceso a posibles manipulaciones de la red en sectores con altas pérdidas.</p> <p>Sistema de medición centralizada/bicuerpo: Medida complementaria al aseguramiento de red que en conjunto conformar lo que la empresa denomina blindaje robusto. Consiste asegurar la medición a través de la instalación de un sistema de medición en dos partes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Instalación de medidores de consumo individual inteligentes sobre los postes, encerrados en cajas aisladas tal que se dificulte la manipulación de la medición. ✓ Instalación de displays o interfaces sobre las fachadas de los usuarios con el fin de que estos puedan visualizar su consumo y facilitar la facturación. |

| Nombre | Descripción |
|---|---|
| <p>Instalación de medición a usuarios sin medidor.</p> | <p>Este esquema de medición no solo permite el aseguramiento de la medida, sino también facilitar la gestión remota del comportamiento comercial y técnico de los suministros.</p> <p>Como su nombre lo indica, consiste en la instalación del sistema de medición individual para aquellos usuarios que se haya identificado no cuentan con este. Esto permite asegurar su medición y correcta facturación.</p> |
| <p>Blindaje ligero</p> | <p>Estrategia planteada como alternativa a ejecución de actividades de blindaje se ven limitadas, principalmente en zonas donde por factores tales como oposición de la comunidad. Esta estrategia consiste en el blindaje parcial de la red de baja tensión, o proyección de puntos vulnerables de redes ya protegidas tal como encubrimiento de conductores a través de cinta Armocast y manta termocontráctil, limitadores de corriente y proyección y aseguramiento de cajas de abonado.</p> |
| <p>Acciones de revisión y normalización orientadas a reducción</p> | <p>Acciones realizadas en transformadores seleccionados para reducción a través histogramas o polígonos con altos volúmenes de pérdidas. Para estos se hacen intervenciones sobre usuarios con revisiones de tipo pesada para garantizar sostenibilidad de soluciones sin necesidad de tocar la red. Existen los siguientes casos aplicados a estas acciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Pesadas: revisiones y normalizaciones con bicuerpo a todos los clientes que se encuentran con irregularidad en la medida o acometida. Aplica reubicación de medidor en poste con o sin caja lupa. ● Pegado: usuarios donde no se encuentra irregularidad, pero hay sospecha de que existe. También aplican casos con irregularidad donde no sea posible la reubicación del medidor al poste o instalación del bicuerpo. ● Denuncia: aplican como denuncia penal para los casos reincidentes (en los últimos dos años). |
| <p>Acciones de revisión y normalización orientadas a reducción por adelanto</p> | <p>Acciones de control (sin garantía de sostenibilidad) que se ejecutan en transformadores seleccionados para reducción, que se adelantan a las acciones robustas de reducción (especialmente blindaje robusto), debido a demoras en licencias sociales u otras causas inherentes a estos. Previo a la ejecución de estas actividades, se realizan inspecciones de caracterización. Estas acciones se clasifican como:</p> |
| <p>Acciones de revisión y normalización orientadas a</p> | <ul style="list-style-type: none"> ● Ultraligeras: normalización de conexiones fraudulentas en la red de baja tensión, sin realizar pruebas. ● Ligeras: normalización de conexiones en el medidor y acometida, sin realizar pruebas del medidor y solo a nivel de piso. Aplica el pegado de caja. ● Pesadas: pruebas de medidor y normalizaciones con bicuerpo a todos los clientes que se encuentren con irregularidad en la medida o acometida. También aplica reubicación del medidor en poste con o sin caja lupa y pegado de caja. Estas solo se realizan en casos particulares aprobados usualmente en reincidentes o alto consumo. |
| <p>Acciones de revisión y normalización orientadas a</p> | <p>Acciones de reducción orientadas a mejorar la sostenibilidad de otras estrategias que incluyen revisiones y normalizaciones adicionales por 3 meses posteriores a la intervención inicial de dichas acciones. Estas acciones son</p> |

| | | |
|--|--|---|
|  Superservicios | INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA |  SIGME |
|--|--|---|

| Nombre | Descripción |
|-----------------------------|---|
| reducción por sostenimiento | direccionadas por los vigilantes de red asignados. Los casos aplicados son “Pesadas”, “Pegado” y “Denuncia” descritos anteriormente. Es de destacar que después al periodo de 3 meses posteriores a la implementación de la estrategia, estos transformadores pasarán al área de control de pérdidas. |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

5.7.1.2.2. Control

Conjunto de planes orientados a mantener o controlar las pérdidas de macromedidores o segmentos por nivel 2, seleccionados por el equipo de análisis según metodología de cuadrantes de impacto Vs esfuerzo y donde se espera mantener las pérdidas de energía a los valores cercanos al eficiente. Un resumen de los tipos de intervención de control de pérdidas se presenta en la **Tabla 77**.

Tabla 77. Tipos de intervención de control de pérdidas propuestas por AFINIA.

| Nombre | Descripción |
|---------------------------------|---|
| Barrido focalizado | Barrido de red en media tensión y clientes focalizados o dirigidos direccionado por inspectores y validado por el área de análisis. |
| Denuncias | Atención a denuncias recibidas por canales de atención o por seguridad |
| Presencia | Acciones ligeras de retiro de líneas directas masivamente en E1 y E2. |
| Brigada Élite | Acciones direccionadas por área de seguridad en fraudes sofisticados y clientes de alto consumo. |
| Multifamiliares | Acciones de revisión y normalización en multifamiliares que no aplicaron para reducción. |
| Anomalías en lectura | Acciones de normalización de clientes con tres o más anomalías reiterativas |
| Estimados tarifa alta | Normalización de clientes estimados de alto consumo o con tarifa diferentes a E1 o E2 |
| Directos | Normalización de clientes directos en OPEN para cumplimiento regulatorio. |
| RIHANA/REI | Acciones de revisión y normalización direccionadas por herramientas probabilísticas. |
| Pérdidas administrativas | Acciones de inspección, revisión y normalización direccionadas por pérdidas administrativas. |
| Gestión de grandes consumidores | Intervención de grandes consumidores en los segmentos de mercado regulado, subnormal y liberalizado, enfocadas a la revisión y normalización del sistema de medición y al control del ciclo comercial, principalmente en suministros con alguna de las siguientes características: indicios de anomalía técnica, desviaciones significativas de consumo, anomalías de lectura, pertenencia a un área de media tensión con pérdidas significativas, consumo cero sin justificación, entre otros. Dentro de las estrategias destacables se tiene el Plan Contraste, también conocido como medidores espejo o testigo y el cual está enfocado a la verificación de anomalías de usuarios de otros comercializadores. Este plan consiste en la instalación de un medidor alternativo en la cercanía del gran consumidor y contrastar la medida con respecto a lo |

| | | |
|--|--|---|
|  Superservicios | INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA |  SIGME |
|--|--|---|

| Nombre | Descripción |
|--------|--|
| | facturado en el medidor con el cual se factura a dicho usuario. En caso de detectar anomalía, la empresa adelanta la gestión con el comercializador que corresponda. |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

5.7.1.2.3. Complementario

Conjunto de estrategias que aportan a la reducción del indicador de pérdidas, pero no se encuentra actualmente enmarcadas como reducción o control. Un resumen de estas estrategias se presenta en la **Tabla 78**.

Tabla 78. Estrategias complementarias para gestión de pérdidas.

| Nombre | Descripción |
|------------------|---|
| Inspecciones | Acciones de verificación de clientes con irregularidad o ilegalidad, basado en recorridos de amarres en transformadores, circuitos o barrios. |
| Macromedida | Instalación y mantenimiento estratégico de macromedidores de nivel 1 para identificación, focalización y direccionamiento de planes de reducción y control. |
| Normalización HV | Habilitación de instalación internas y normalización de medida y acometidas en clientes ilegales detectados en barrios. Este es un programa expuesto por la empresa durante esta evaluación integral en el cual, a través del cual, con recursos de la empresa, se normalizan las instalaciones internas y acometidas de usuarios dispuestos a legalizarse tal que se cumplan con requisitos RETIE para la conexión. Lo anterior con el objetivo de incentivar a la legalización de usuarios. |
| Normalización HT | Normalización de medida y acometida en clientes con transformador particular ilegal detectado en barrio. Lo anterior con el objetivo de incentivar de legalización. |
| Invasiones | Construcción de redes, normalización GV en asentamientos ilegales detectados por barrido. |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

5.7.1.3. Ejecución plan integral de pérdidas

En el marco de esta evaluación, se sostuvo una mesa de trabajo junto con la empresa durante la cual se realizó un recorrido histórico de la ejecución del plan de gestión desde la entrada en operación de la empresa hasta diciembre de 2024. En esta se presentaron los principales hitos y afectaciones en la ejecución de su plan desde su entrada en operación hasta el presente y cómo este ha evolucionado acorde a la

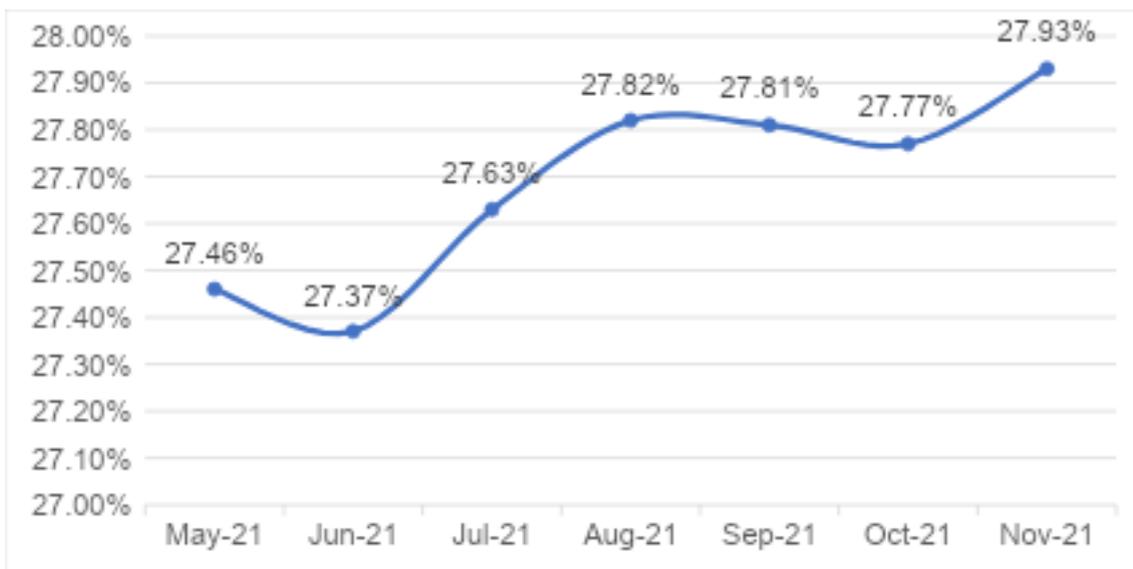
evolución del mercado y del respectivo índice de pérdidas. A continuación, se presentará un resumen de lo expuesto, complementando con indicadores de las acciones y energía afluída tanto planificadas como ejecutadas presentados en el marco de esta evaluación integral y el Plan de Gestión de Largo Plazo (PGLP).

5.7.1.3.1. Año 2021

Desde su entrada en operación en octubre de 2020 y hasta abril de 2021, la empresa inicio el alistamiento y puesta en marcha de la operación y administración. En este realizó la gestión del personal del anterior operador para asignación de roles en la estructura del área. Adicionalmente, se otorgaron puestos por encargos a funcionarios internos para cubrir plazas vitales que permitieran apalancar y agilizar la gestión de los planes de acción.

Este periodo se caracterizó por la disminución de las brigadas en un 31%, ausencias de contratos, desabastecimiento de algunos de los principales materiales, afectación a la imagen reputacional de la empresa por el aumento de tarifa y negación de las comunidades a la intervención de proyectos de redes. Lo anterior resultó en un deterioro del índice de pérdidas totales (IPT) como se observa en la **Figura 95**.

Figura 95. Comportamiento del índice de pérdidas totales (IPT) AFINIA – octubre 20 a abril 21.



Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA

En el transcurso de este año, pero en particular el periodo entre mayo y diciembre de 2021, la empresa desplegó un conjunto de estrategias previamente expuestas para el control y reducción de pérdidas en clientes regulares y medios, dentro de estos se destaca la normalización de usuarios sin medidor, campañas sistemáticas orientadas a la revisión y normalización de usuarios focalizados y PCI-Denuncias y despliegue de brigadas especializadas (elite); asimismo, se desplegaron medidas orientadas a grandes consumidores tal como campañas de revisión, instalación y adecuación de medición centralizada, instalación de medidores totalizadores, control de venta base e instalación de totalizadores. En menor medida, también se realizó la instalación de macromedición en subestaciones, zonas especiales y transformadores de distribución, y actividades de aseguramiento de red.

| | | |
|--|--|---|
|  Superservicios | INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA |  SIGME |
|--|--|---|

Tabla 79. Acciones proyectadas y ejecutadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2021

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2021 | |
|-----------------------------|---------------------------------------|----------------|----------------|
| | | Proyectado | Ejecutado |
| Clientes Regulares y Medios | Total | 134.155 | 129.905 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 21.820 | 14.243 |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 112.335 | 115.662 |
| Grandes Consumidores | Total | 12.290 | 8.605 |
| | Operación Grandes Consumidores | 8.171 | 4.626 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 4.119 | 3.979 |
| Total | | 146.445 | 138.510 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 80. Acciones proyectadas y ejecutadas presentadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA presentadas al PGLP para el año 2021

| Plan base general | 2021 | |
|--|----------------|----------------|
| | Proyectado | Ejecutado |
| Control | | |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 88.251 | 119.995 |
| Gestión grandes consumidores | 4.308 | 4.197 |
| Instalación de macromedida | 5.440 | 811 |
| Total | 97.999 | 125.003 |
| Reducción | | |
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | 15.676 | 16.783 |
| Sistema de medición centralizada AMI | 80.535 | 10.424 |
| Aseguramiento de Red BT | 80.015 | 4.201 |
| Total | 176.226 | 31.408 |
| Total | 274.225 | 156.411 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

De esta manera, la empresa ejecutó 138.510 acciones, equivalente a un 94,6% de las acciones proyectadas para este año como se detalla en la Tabla 80. Acciones proyectadas y ejecutadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2021; en contraste, en el marco del PGLP, la empresa reportó una ejecución de 156.411 acciones, equivalente a un 57% de las proyectadas como se ilustra en la **Tabla 81**.

Tabla 81. Energía aflorada proyecta y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2021

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2021 | |
|-----------------------------|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | | Proyectado (kWh) | Ejecutado (kWh) |
| Clientes Regulares y Medios | Total | 33.077.111 | 15.780.481 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 2.676.970 | -3.369.891 |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 30.400.140 | 19.150.372 |
| Grandes Consumidores | Total | 5.471.349 | 36.029.158 |
| | Operación Grandes Consumidores | 344.364 | 344.364 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 5.126.985 | 35.684.794 |
| Total | 38.548.460 | 51.809.639 | |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 82. Energía aflorada proyecta y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2021.

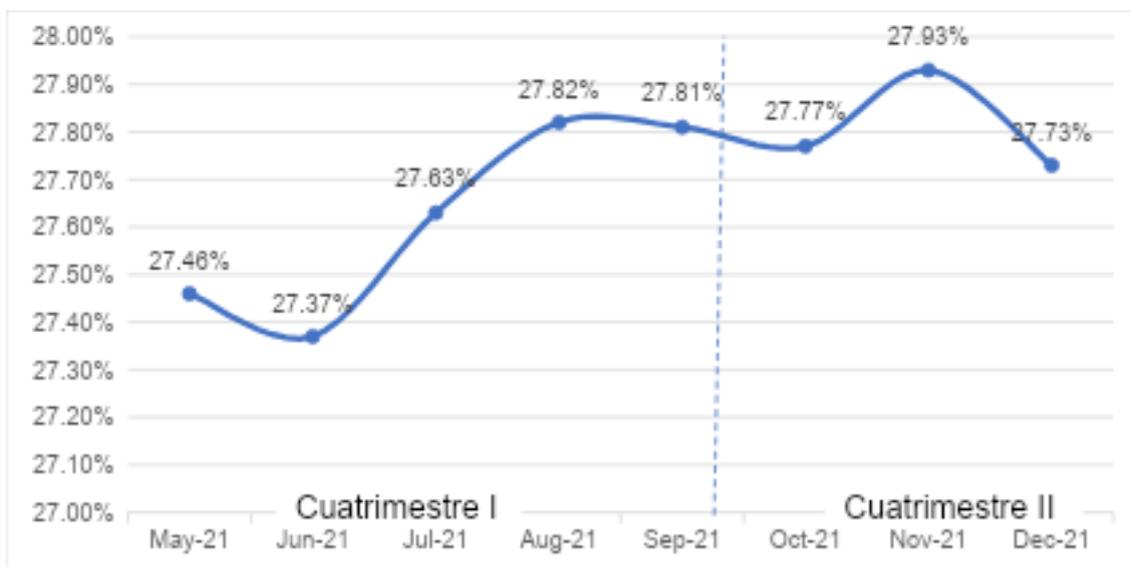
| Plan base general | 2021 | |
|--|------------------|-----------------|
| | Proyectado (kWh) | Ejecutado (kWh) |
| Control | | |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 14.259.880 | 19.967.499 |

| Plan base general | 2021 | |
|--|-------------------|-------------------|
| | Proyectado (kWh) | Ejecutado (kWh) |
| Gestión grandes consumidores | 3.897.116 | 74.911.459 |
| Total | 18.156.996 | 94.878.958 |
| Reducción | | |
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | 3.516.122 | -2.017.077 |
| Sistema de medición centralizada AMI | 17.150.507 | 695.688 |
| Aseguramiento de Red BT | 14.714.766 | 0 |
| Total | 35.381.394 | -1.321.389 |
| Total | 53.538.390 | 93.557.569 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

La ejecución de estas acciones resultó en una recuperación de 51,81 GWh, equivalentes al 134,4% de la energía aflorada proyectada como se ilustra en la **Tabla 82**, siendo significativa la recuperación en acciones orientadas a grandes consumidores; en contraste, en el marco del PGLP la empresa reportó una recuperación de 94,88 GWh, equivalentes al 174,75% de la energía aflorada proyectada.

Figura 96. Comportamiento del índice de pérdidas totales (IPT) AFINIA – Mayo a diciembre de 2021.



Fuente AFINIA.

A pesar de la recuperación de energía resultante, el índice de pérdidas tuvo una tendencia al crecimiento a lo largo de 2021 como se ilustra en la **Figura 96**, resultando en un nivel de 27,73% a corte de diciembre de 2021, un aumento del 1,19%. No obstante, es de destacar que a partir de noviembre se observa un decrecimiento del índice, que representa el inicio de una tendencia al decrecimiento para el 2022. A continuación, se presentará el resumen de las principales actividades e hitos del plan ejecutado, afectaciones y dificultades presentadas durante el 2021 con el fin de entender el comportamiento evidenciado.

Cuatrimestre I

Principales actividades e hitos

- ✓ Elaboración de concurso para asignación de contratos de aseguramiento de red en 3 zonas.
- ✓ Plan de incorporación de brigadas para el refuerzo del control de pérdidas (se tenía solo el 46 % de capacidad planificada).
- ✓ Estabilización plantilla control de energía (33 personas faltantes).
- ✓ Elaboración de mapa de ruta control de energía y reorientación operativa para contener el indicador.

Cuatrimestre II

Principales actividades e hitos

- ✓ Creación plan de incorporación usuarios ilegales:
 - o Estructuración e incorporación nuevo Plan Habilitación Vivienda (HV) en contratos operativos.

o Estructuración, ajustes a procedimientos y creación nuevo plan
Habilitación Transformador (HT).

- ✓ Ajustes y aprobación de nuevo acuerdo subnormal para incorporar nuevas invasiones ilegales.
- ✓ Habilitación de contratos integrales para ejecutar adecuaciones menores de red (adecuaciones exprés).
- ✓ Plan de choque control de pérdidas en clientes ubicados en media y alta tensión.
- ✓ Puesta en producción de los proyectos de blindaje de red con medida AMI, instalando los primeros 281 equipos.
- ✓ Incremento de 50% brigadas para intervención de multifamiliares.
- ✓ Lanzamiento programa Tener Futuro (capacitación de técnicos adicionales) – se mantiene deficiente oferta de mano de obra (DOMO). A través de este programa, se buscó suplir el déficit de mano de obra calificada a través de la capacitación e incorporación de población de escasos recursos al grupo de contratista de la empresa. Este proyecto ha sido un semillero de mano de obra para la empresa, a la vez que ha sido parte de su política de responsabilidad social, con la que se está capacitando a jóvenes de la Costa Caribe como “Técnicos en el Montaje y Construcción de Líneas de Distribución” que permite atender la construcción de redes de distribución previsto con la entrada en operación de los nuevos proyectos de inversión.

Adicional a lo anterior, se destacan los siguientes hitos de la empresa durante el 2021:

- ✓ Instalación de 13.768 suministros con sistemas de medición inteligente, permitiendo agilizar la gestión comercial y operativa, de los cuales 4.064 corresponden a multifamiliares.
- ✓ Instalación de 811 macromedidores en subestaciones, zonas especiales y transformadores de distribución.
- ✓ Aseguramiento de red de baja tensión a 6.485 usuarios.
- ✓ Instalación de 74,72 km de red para el aseguramiento de la red para el control y reducción de pérdidas de los cuales, de los cuales 26,02 km corresponden a la red de media tensión y 48,7 km a la red de baja tensión.
- ✓ Incorporación de 86 nuevas invasiones y 6.145 usuarios que estaban conectadas a la red de forma ilícita y cuya energía no era facturada.
- ✓ Gestión de legalización y contratación de 349 transformadores conectados ilícitamente a la red.

Afectaciones

- ✓ COVID-19 impacta la disponibilidad operativa en un 13% mensual.
- ✓ Renuncias del 28% de brigadas por motivos salariales (mayores sueldos en operadores de red vecinos).
- ✓ Baja y deficiente oferta de mano de obra calificada requerida para reforzar los planes de campañas e inversiones.
- ✓ Traumatismos en la ejecución del plan de inversiones CONPES “Enerpereira” proveniente de la Escisión.
- ✓ El paro nacional y la pandemia del COVID-19 tuvieron un impacto significativo en la cadena de suministros de productos y oferta de materiales. Se presentaron dificultades por parte de los proveedores para suministrar la

demanda de materiales, el retraso en la importación de productos para la ejecución de proyectos de inversión y escasez de microchips.

- ✓ Resistencia de comunidades a la ejecución de actividades enmarcadas en el plan de gestión de pérdidas.

5.7.1.3.2. Año 2022

En el transcurso de este año la empresa ejecutó y adaptó estrategias planteadas durante el año anterior, así como la incorporación de nuevas estrategias para el control y reducción de pérdidas. En usuarios regulares y medios, se realizaron adecuaciones en usuarios focalizados identificados a partir del proceso de identificación y delimitación de pérdidas y campañas de medición centralizada; por otro lado, se inició la ejecución de los programas de Habilitación de Vivienda y Habilitación de Transformador. En grandes consumidores, se realizan campañas de normalización de puntos de medida acorde al Código de Medida y la gestión de usuarios con medición centralizada. Adicionalmente, continúa y aumenta la tasa de instalación de macromedición.

Tabla 83. Acciones proyectadas y ejecutadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2022.

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2022 | |
|---|---------------------------------------|----------------|---------------|
| | | Proyectad o | Ejecutad o |
| Cientes Regulares Medios y | Total | 321.121 | 178.052 |
| | Campañas Medición Centralizada | 17.557 | 4.688 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 21.516 | 7.304 |
| | NTM | 41.739 | 0 |
| | Focalizado Adecuaciones | 29.413 | 7.388 |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 174.800 | 122.529 |
| Planes Especiales CRyM (HV y HT) | 36.096 | 36.143 | |
| Grandes Consumidores | Total | 13.507 | 7.475 |

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2022 | |
|---------------|---|----------------|----------------|
| | | Proyectado | Ejecutado |
| | Normalización Puntos de Medida - Regulación | 4.578 | 354 |
| | Operación Grandes Consumidores | 1.614 | 1.062 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 7.315 | 6.059 |
| Total | | 334.628 | 185.527 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 84. Acciones proyectadas y ejecutadas presentadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA presentadas al PGLP para el año 2022.

| Plan base general | 2022 | |
|--|----------------|----------------|
| | Proyectado | Ejecutado |
| Control | | |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 90.673 | 129.731 |
| Gestión grandes consumidores | 2.574 | 7.122 |
| Instalación de macromedida | 1.637 | 2.831 |
| Total | 94.884 | 139.684 |
| Reducción | | |
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | 9.685 | 10.580 |
| Sistema de medición centralizada AMI | 37.459 | 26.763 |
| Aseguramiento de Red BT | 117.432 | 48.546 |
| Total | 164.576 | 85.889 |
| Total | 259.460 | 225.573 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

De esta manera, la empresa ejecutó 185.527 acciones, equivalente a un 55,4% de las acciones proyectadas para este año y un aumento de 44,2% con respecto al año anterior, como se detalla en la **Tabla 83**; en contraste, en el marco del PGLP, la empresa reportó una ejecución de 255.573 acciones, equivalente a un 86,94% de las proyectadas como se ilustra en la **Tabla 84**.

Tabla 85. Energía aflorada proyecta y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2022.

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2022 | |
|-----------------------------|---|--------------------|-------------------|
| | | Proyectado (kWh) | Ejecutado (kWh) |
| Clientes Regulares y Medios | Total | 119.575.679 | 43.441.067 |
| | Campañas Medición Centralizada | 4.752.847 | 839.733 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 2.216.125 | -1.771.695 |
| | NTM | 5.113.416 | 0 |
| | Focalizado Adecuaciones | 7.593.181 | 488.765 |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 67.742.554 | 14.420.177 |
| | Planes Especiales CRyM | 32.157.557 | 29.464.087 |
| Grandes Consumidores | Total | 23.276.637 | 46.844.234 |
| | Normalización Puntos de Medida - Regulación | 0 | 4.483.788 |
| | Operación Grandes Consumidores | 0 | 5.099.384 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 23.276.637 | 37.261.062 |
| Total | | 142.852.317 | 90.285.301 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 86. Energía aflorada proyecta y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2022.

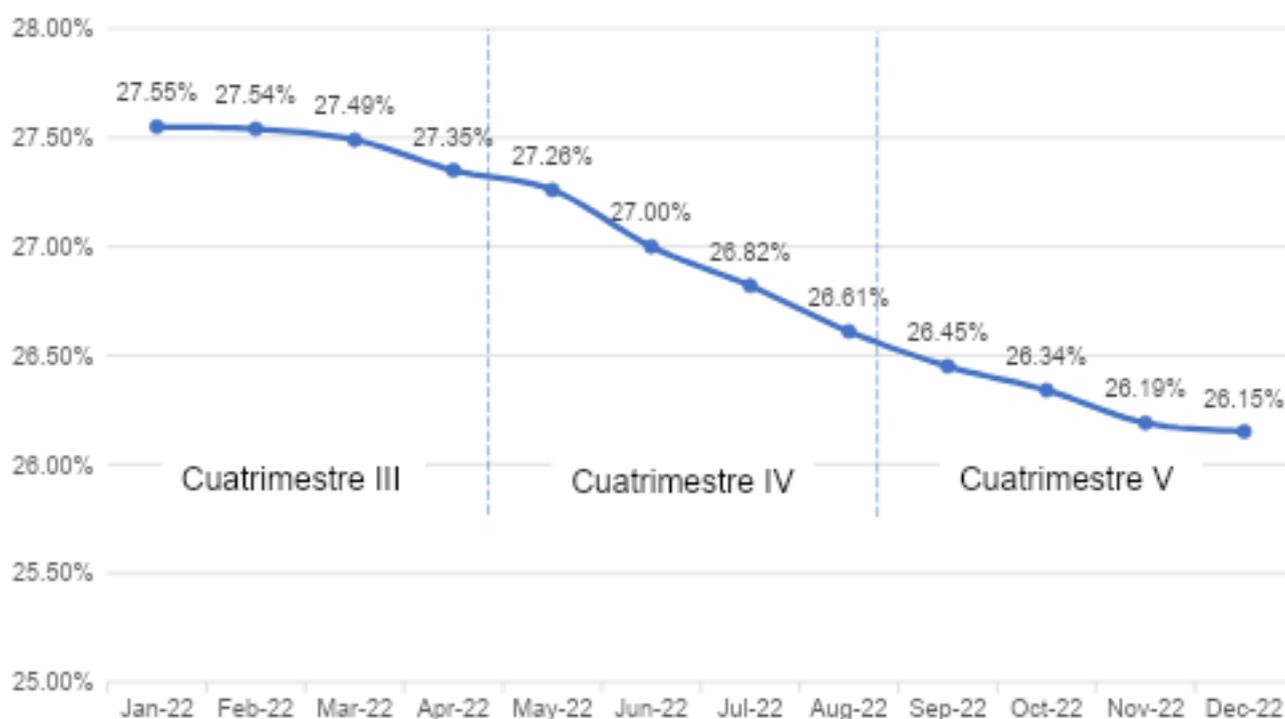
| Plan base general | 2022 | |
|--|-------------------|-------------------|
| | Proyectado (kWh) | Ejecutado (kWh) |
| Control | | |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 9.832.548 | 14.908.942 |
| Gestión grandes consumidores | 5.420.335 | 46.835.305 |
| Total | 15.252.882 | 61.744.247 |
| Reducción | | |
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | | |

| Plan base general | 2022 | |
|--------------------------------------|------------------|-----------------|
| | Proyectado (kWh) | Ejecutado (kWh) |
| Sistema de medición centralizada AMI | | |
| Aseguramiento de Red BT | 12.356.631 | 10.033.544 |
| Total | 12.356.631 | 10.033.544 |
| Total | 27.609.513 | 71.777.791 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

La ejecución de estas acciones resultó en una recuperación de 90,2 GWh, equivalentes al 63,2% de la energía aflorada proyectada como se ilustra en la Tabla 62, y representa un crecimiento del 74,26% respecto al 2021; en contraste, en el marco del PGLP la empresa reportó una recuperación de 71,78 GWh, equivalentes al 260% de la energía aflorada proyectada como se ilustra en la **Tabla 85**. Si bien en este caso lo ejecutado es menor al año anterior, es de tener en cuenta que la empresa no reportó energía aflorada ejecutada asociada a la instalación de medidores y medición centralizada inteligente.

Figura 97. Comportamiento del índice de pérdidas totales (IPT) AFINIA – Año 2022.



| | | |
|--|---|---|
|  <p>Superservicios</p> | <p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p> |  <p>SIGME</p> |
|--|---|---|

Fuente: AFINIA.

Resultado de la mejora en los procesos, la creación y adaptación de estrategias, y aumento de acciones y energía recuperada, el índice de pérdidas presenta una tendencia al decrecimiento como se ilustra en la **Figura 97**, resultando en un nivel de 26.15% a corte de diciembre de 2022, una reducción de 1,58% con respecto a diciembre de 2021. A continuación, se presentará en resumen de las principales actividades e hitos del plan ejecutado, y las afectaciones y dificultades presentadas durante el 2022 con el fin de entender el comportamiento evidenciado.

Cuatrimestre III

Principales actividades e hitos

- ✓ Creación de incentivo para brigadas de campañas incrementando la efectividad operativa de 51% a 58%.
- ✓ Incremento operativo de brigadas de campañas, 16% por encima de lo planificado.
- ✓ Lanzamiento y ejecución de nuevos planes de choque sobre grandes clientes de otros comercializadores, corredores comerciales e industriales.
- ✓ Aceleración del plan Habilitación Vivienda (HV) habilitando el apoyo de los contratistas integrarles, incrementando en 334% la cantidad de clientes legalizados.
- ✓ Aceleración del plan Habilitación Transformador (HT) pasando de contratar 0 a 349 transformadores ilegales normalizados.
- ✓ Plan cartas sugestivas en sectores de altas pérdidas.
- ✓ Creación del centro de gestión de alarmas, monitoreo y control de grandes consumidores.

- ✓ Aceleración del plan de incremento de técnicos en los contratos aseguramiento de red a través de programa tener futuro. – se mantiene (DOMO).
- ✓ Inicio del plan de macrosegmentación en nivel 2.

Cuatrimestre IV

Principales actividades e hitos

- ✓ Implementación de nuevas estrategias como acompañamiento a repartidores de factura que permitieron una evolución más rápida de entrada e incorporación de nuevos suministros al sistema comercial que apalancaron los programas HV – HT y reportes de detección de fraudes en clientes de alto consumo.
- ✓ Gestión del proceso de compra de equipos de medida bicuerpo para apoyar las adecuaciones menores exprés y la instalación a clientes reincidentes en irregularidad en red blindada.
- ✓ Desarrollo de herramienta basada en inteligencia artificial REI para detección y reducción de pérdidas de energía.
- ✓ Lanzamiento de nuevos proyectos de aseguramiento y control de la medida en sectores estratégicos con altos índices de pérdidas en los departamentos de Bolívar y Cesar como son: proyectos Mercado de Bazurto, Barrio Getsemaní y San Diego en Cartagena y los proyectos La Loma y Codazzi en César, priorizados por tener alto impacto en el aporte del plan de reducción de pérdidas.

Cuatrimestre V

Principales actividades e hitos

- ✓ Priorización de compra de tecnología PTM para reforzar la intervención del segmento de Grandes Consumidores de alto consumo y se reforzó la operación del Centro de Gestión de Alarmas con tecnología de análisis automatizado (REI).

- ✓ Gestión de compra de equipos de medida bicuerpo para la implementación de estos en proyectos con adecuaciones menores de red e instalación a clientes reincidentes en irregularidad en red blindada.

Por otra parte, estos equipos, fueron parte integral del nuevo proyecto DERA que entró en funcionamiento en el mes de noviembre, lo que conllevó a un esquema diferente de relacionamiento con el mercado informal e ilegal emergente (vendedores ambulantes), a través del proyecto DERA (Dispensadores de Energía Recargable Afinia).

- ✓ Aumentó de la proporción del número de suministros mensuales intervenidos dentro de los planes de Aseguramiento de Red.

Adicional a lo anterior, se destacan los siguientes hitos de la empresa durante el 2022:

- ✓ Instalación de medición centralizada a 26.723 usuarios, de los cuales 1.083 corresponde a multifamiliares.
- ✓ Instalación de 2.831 macromedidores en subestaciones, zonas especiales y transformadores de distribución.
- ✓ Instalación de 683 km de red instalados, de los cuales 171 km corresponden a la red de media tensión y 512 km a la red de baja tensión.
- ✓ Incorporación de 34 nuevas invasiones y 36.866 de usuarios que estaban conectados a la red de forma ilícita y cuya energía no era facturada.

- ✓ Vinculación de 143 jóvenes de escasos recursos al equipo de contratistas de AFINIA formados a través del programa Tener Futuro.

Afectaciones

- ✓ Para el mes de septiembre se presentó una baja considerable en las acciones por la finalización de los contratos que atendieron las tres zonas de aseguramiento de red. Posterior a ello, hubo un inicio discreto de la operativa de los nuevos contratos.
- ✓ Prolongación de la emergencia sanitaria derivada de la pandemia del COVID-19.
- ✓ Continua resistencia por parte de las comunidades en donde se debían ejecutar proyectos y actividades orientadas al plan de gestión de pérdidas y el plan de inversión.
- ✓ Aumento del grado de dificultad en el acceso a ciertas comunidades por mal estado de las vías resultado de la ola invernal durante este año.
- ✓ Inconvenientes con la puesta en sitio de materiales y equipos. Esto debido a limitaciones en la cadena de suministro derivado de la continuidad de la pandemia, la crisis de contenedores, el conflicto entre Rusia y Ucrania, y alteraciones de orden público debido al paro nacional.

5.7.1.3.3. Año 2023

En el transcurso de este año la empresa ejecutó y adaptó estrategias planteadas durante el año anterior, aumentando el enfoque a ejecución de proyectos de aseguramiento de red e instalación de macromedición.

Tabla 87. Acciones proyectadas y ejecutadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2023.

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2023 | |
|-----------------------------------|---|----------------|----------------|
| | | Proyectado | Ejecutado |
| Aseguramiento de Red | Aseguramiento de Red | 357.679 | 84.389 |
| Cientes Regulares Medios y | Total | 228.195 | 188.573 |
| | Campañas Medición Centralizada | 15.095 | 1.387 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 20.483 | 11.350 |
| | Focalizado Adecuaciones | 0 | 13.978 |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 177.131 | 135.882 |
| | Planes Especiales CRyM | 15.486 | 25.976 |
| Grandes Consumidores | Total | 12.379 | 7.776 |
| | Normalización Puntos de Medida - Regulación | 4.734 | 192 |
| | Operación Grandes Consumidores | 2.037 | 2.152 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 5.608 | 5.432 |
| | Otras fronteras | 0 | 1.580 |
| Macromedida | Macromedida | 12.635 | 15.335 |
| Total | | 610.888 | 296.073 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 88. Acciones proyectadas y ejecutadas presentadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA presentadas al PGLP para el año 2023.

| Plan base general | 2023 | |
|--|----------------|----------------|
| | Proyectado | Ejecutado |
| Control | | |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 114.184 | 149.948 |
| Gestión grandes consumidores | 3.222 | 6.730 |
| Instalación de macromedida | 3.216 | 7.669 |
| Total | 120.622 | 164.347 |
| Reducción | | |
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | 10.198 | 13.260 |
| Sistema de medición centralizada AMI | 8.727 | 18.228 |
| Aseguramiento de Red BT | 136.747 | 115.879 |
| Total | 155.672 | 147.367 |
| Total | 276.294 | 311.714 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

De esta manera, la empresa ejecutó 296.073 acciones, equivalente a un 48,5% de las acciones proyectadas para este año y un aumento de 59,6% con respecto al año anterior, como se detalla en la Tabla ; en contraste, en el marco del PGLP, la empresa reportó una ejecución de 311.714 acciones, equivalente a un 112,82% de las proyectadas como se ilustra en la **Tabla 88**.

Tabla 89. Energía aflorada proyecta y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2023.

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2023 | |
|-----------------------------|---|--------------------|-----------------|
| | | Proyectado (kWh) | Ejecutado (kWh) |
| Aseguramiento de Red | Aseguramiento de Red | 118.622.100 | 20.468.399 |
| Clientes Regulares y Medios | Total | 45.677.459 | 49.074.175 |
| | Campañas Medición Centralizada | 11.717.277 | 264.684 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 20.483 | 11.350 |
| | Focalizado Adecuaciones | 0 | 3.991.036 |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 23.282.936 | 24.580.545 |
| | Planes Especiales CRyM | 10.656.763 | 20.226.560 |
| Grandes Consumidores | Total | 13.743.588 | 81.154.763 |
| | Normalización Puntos de Medida Regulación | 0 | 6.280.875 |
| | Operación Grandes Consumidores | 0 | 6.183.536 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 13.743.588 | 68.690.352 |
| Total | 178.043.147 | 150.697.337 | |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 90. Energía aflorada proyectada y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2023.

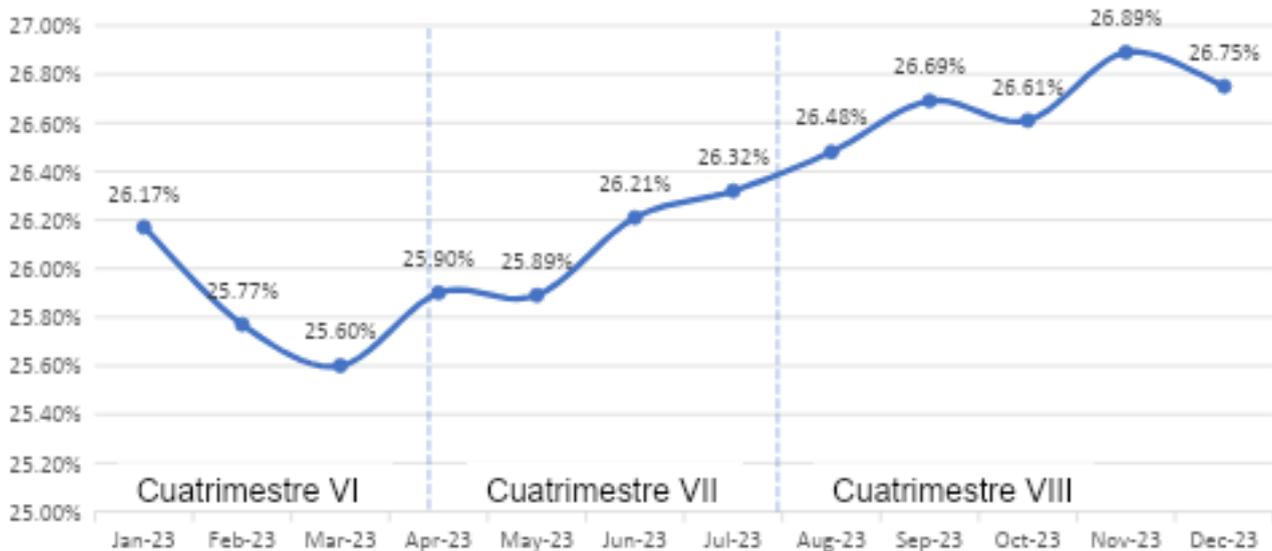
| Plan base general | 2023 | |
|-------------------|------------|-----------|
| | Proyectado | Ejecutado |
| Control | | |

| Plan base general | 2023 | |
|--|-------------------|--------------------|
| | Proyectado | Ejecutado |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 12.552.480 | 23.062.969 |
| Gestión grandes consumidores | 15.990.747 | 67.088.005 |
| Total | 28.543.227 | 90.150.974 |
| Reducción | | |
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | | |
| Sistema de medición centralizada AMI | | |
| Aseguramiento de Red BT | 15.415.555 | 17.149.906 |
| Total | 15.415.555 | 17.149.906 |
| Total | 43.958.782 | 107.300.880 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

La ejecución de estas acciones resultó en una recuperación de 150,7 GWh, equivalentes al 84,6% de la energía afluente proyectada como se ilustra en la Tabla , y representa un crecimiento del 66,91% respecto al 2022; en contraste, en el marco del PGLP la empresa reportó una recuperación de 107,3 GWh, equivalentes al 244,1% de la energía afluente proyectada como se ilustra en la **Tabla 90**.

Figura 98. Comportamiento del índice de pérdidas totales (IPT) AFINIA – Año 2023.



Fuente: AFINIA.

Como se observa en la **Figura 98**, la tendencia decreciente en el índice continuó hasta llegar a un mínimo de 25,6% en marzo de 2023; no obstante, se presentó un punto de quiebre sobre el cual cambia la tendencia pasa a ser creciente. A pesar del aumento de acciones y energía recuperada con respecto al año anterior, el índice de pérdidas a cierre de diciembre de 2023 de 26,75%, un deterioro de 0,6% con respecto a diciembre de 2023. Esto parcialmente debido a que no se contaban con todos los contratos de control de pérdidas, resultando en un problema en la sostenibilidad de las soluciones, agregado a la creciente reincidencia de irregularidades por parte de usuarios. A continuación, se presentará el resumen de las principales actividades e hitos del plan ejecutado, y las afectaciones y dificultades presentadas durante el 2023 con el fin de entender el comportamiento evidenciado.

Cuatrimestre VI

Principales actividades e hitos

- ✓ Implementación operativa de la herramienta tecnológica RIHANA con lo que se esperó seguir mejorando los índices de efectividad de los suministros seleccionados para la intervención en terreno.
- ✓ Priorización en la revisión de clientes del segmento de otros comercializadores, a través del Plan Contraste.
- ✓ Plan de Choque para incorporación de usuarios ilegales.
- ✓ Plan de Choque para reportes de focos ocultos de pérdidas desde la vista del sistema (personal Tener futuro).

Afectaciones

- ✓ Migración de 101 brigadas de Operaciones de Control a Operaciones de Blindaje de Red.
- ✓ Reducción de las operaciones de control pérdidas al 31% de su capacidad planificada por salida del contratista FSCR en Bolívar norte en octubre 2022, salida de los contratistas CAM (Cesar) y COBRA (Sucre) en diciembre 2022.
- ✓ Desabastecimiento de algunos de los principales materiales para el desarrollo del plan de pérdidas (postes, transformadores, acometidas, medidores, cable de red, entre otros).

Cuatrimestre VII

Afectaciones

- ✓ **Control de pérdidas:** predominante falta de operativa dado que cinco de los contratos de control de pérdidas iniciaron fue a partir del mes de mayo, el sexto contrato inició el primero de junio correspondiente al grupo seis. Lo anterior conllevó a disminución considerable de actividades de la línea de control de pérdidas durante los primeros cinco meses del año, afectando con ello la ejecución de las campañas de normalización en clientes de regular, medio y gran consumo de energía, las cuales permitían garantizar la sostenibilidad de las actuaciones del año 2023 y el afloramiento de energía esperado por esta línea de acción. A fecha de junio se estimaron unos 60 GWh que se dejaron de recuperar por los inconvenientes presentados a nivel contractual.
- ✓ **Reducción de pérdidas:** durante los tres primeros meses de este año, estuvo en trámite la liberación del contrato del grupo cinco para ASR, lo que afectó la productividad de la operativa de los meses de enero y febrero de esta línea; además, se presentó bajo rendimiento de las brigadas operativas en ASR

debido a la curva de aprendizaje de los nuevos contratistas, las negativas de las comunidades y a las limitaciones de material existente. Estos factores afectaron la productividad y el aporte de energía por afloramiento de esta línea de trabajo durante el primer semestre del año, estimando a corte de junio alrededor de 20 GWh que se dejaron de recuperar por los inconvenientes presentados en esta línea.

- ✓ El fenómeno del niño representó un factor relevante en el crecimiento del indicador de pérdidas. Esto debido a las altas temperaturas y la gran humedad resultado de la oleada de calor que indujo un mayor consumo resultando en una descompensación entre las entradas y las ventas.

Cuatrimestre VIII

Principales actividades e hitos

- ✓ Replanteamiento de estrategia de instalación de equipos de medida. Inicialmente, se ejecutaba en forma conjunta el blindaje de red junto con la instalación de equipos de medida (blindaje robusto). Posterior a diversos ajustes de los esquemas y de manera conjunta con la comunidad, se desligó el avance del blindaje de red de la medición, instalando selectivamente medida en fachada.

Afectaciones

- ✓ Continuación de los efectos del fenómeno del niño, en particular el desbalance de las entradas de energía, que no fueron compensadas con las ventas, causando un mayor deterioro del indicador de pérdidas.

- ✓ Múltiples bloqueos por parte de la comunidad en los diferentes territorios por el aumento continuo de las tarifas. Se resalta que durante el mes de agosto y septiembre se vio frenado el avance operativo en algunos municipios de Córdoba con ocasión de algunos ataques hacia la operativa por parte de grupos al margen de la ley y en algunos de los municipios de César con ocasión de la negativa por parte de concejos de líderes comunales.
- ✓ Incidencias por partes de actores políticos en contra de las intervenciones de la empresa, como tema principal de campañas políticas para elecciones de octubre del 2023.
- ✓ Único cobro a clientes que pertenecen al mercado de grandes consumidores de 41 GWh, adelantando la facturación que se ponía en el mes de enero del 2024 a diciembre 2023.
- ✓ Puesta al cobro de la energía de los subnormales de nivel 1 con factor de 1,04.
- ✓ Afectación de la energía reportada por Termo Cartagena en aproximadamente 14 GWh.
- ✓ Puesta al cobro de 15 GWh por frontera comercial con Air-e.

A pesar de las afectaciones presentadas por la empresa, se destacan los siguientes hitos logrados a lo largo del año:

- ✓ Crecimiento y fortalecimiento del Centro de Gestión de Alarmas.
- ✓ Instalación de medición centralizada a 18.228 usuarios.
- ✓ Aseguramiento de red de baja tensión que abarcó 96.734 usuarios.

- ✓ Instalación de 3.834 macromedidores en subestaciones, zonas especiales y transformadores de distribución.
- ✓ Instalación de 779 km de red instalados, de los cuales 304 km corresponden a la red de media tensión y 474 km a la red de baja tensión.
- ✓ Incorporación de 35.188 de usuarios que estaban conectados a la red de forma ilícita y cuya energía no era facturada.
- ✓ Vinculación de 197 jóvenes al equipo de contratistas de AFINIA formados a través del programa Tener Futuro.

5.7.1.3.4. Año 2024

En el transcurso de este año la empresa ejecutó, adaptó y fortaleció estrategias planteadas durante el año anterior, dentro de lo que se destaca la adición de estrategias de control de grandes consumidores y de otros comercializadores, y estrategias de gestión de mercado no regulado. Adicionalmente, se continúa con ejecución de proyectos de aseguramiento de medida y se aumenta la tasa de instalación de macromedición.

Tabla 91. Acciones proyectadas y ejecutadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2024.

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2024 | |
|------------------------------------|---------------------------------------|------------|-----------|
| | | Proyectado | Ejecutado |
| Aseguramiento de Red | Aseguramiento de Red | 79.967 | 53.048 |
| Clientes Regulares Medios y | Total | 170.728 | 193.371 |
| | Campañas Medición Centralizada | 0 | 4.845 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 34.569 | 6.059 |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 106.928 | 145.309 |

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2024 | |
|-----------------------------|--|----------------|----------------|
| | | Proyectado | Ejecutado |
| | Planes Especiales CRyM | 29.230 | 37.158 |
| Grandes Consumidores | Total | 8.502 | 15.443 |
| | PTM ³⁰ Grandes Consumidores | 3.353 | 3.626 |
| | Operación Grandes Consumidores | 0 | 195 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 3.107 | 2.064 |
| | Control Pérdidas | 2.034 | 9.299 |
| | Otras fronteras | 9 | 81 |
| | Gestión Mercado No Regulado (IP. NRP, NRO) | 0 | 178 |
| Macromedida | Macromedida | 4.601 | 9.380 |
| Total | | 263.798 | 271.242 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 92. Energía aflorada proyectadas y ejecutadas presentadas en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA presentadas al PGLP para el año 2024.

| Plan base general | 2024 | |
|--|----------------|----------------|
| | Proyectado | Ejecutado |
| Control | | |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 106.928 | 145.616 |
| Gestión grandes consumidores | 4.616 | 14.910 |
| Instalación de macromedida | 6.532 | 10.851 |
| Total | 118.077 | 171.377 |
| Reducción | | |
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | 13.246 | 8.488 |
| Sistema de medición centralizada AMI | 8.727 | 10.453 |
| Aseguramiento de Red BT | 56.421 | 50.841 |
| Total | 78.394 | 69.782 |
| Total | 196.471 | 241.159 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

De esta manera, la empresa ejecutó 271.242 acciones, equivalente a un 102,8% de las acciones proyectadas para este año y una reducción del 8,4% con respecto al año anterior, como se detalla en la Tabla ; en contraste, en el marco del PGLP, la empresa

³⁰ PTM: Plan de Tecnificación de la Medida

reportó una ejecución de 241.159 acciones, equivalente a un 122,75% de las proyectadas como se ilustra en la **Tabla 92**.

Tabla 93. Energía aflorada proyecta y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2024.

| Plan Agrupado | Plan Base General | 2024 | |
|-----------------------------------|---|--------------------|--------------------|
| | | Proyectado | Ejecutado |
| Aseguramiento de Red | Aseguramiento de Red | 88.882.334 | 12.937.426 |
| Cientes Regulares y Medios | Total | 42.495.987 | 48.687.066 |
| | Campañas Medición Centralizada | 0 | 814.737 |
| | Normalización Suministros sin medidor | 34.569 | 6.059 |
| | NTM | | |
| | Focalizado Adecuaciones | | |
| | Campañas Sistemáticas Convencional | 36.650.165 | 18.473.344 |
| | Planes Especiales CRyM | 5.811.253 | 29.392.926 |
| Grandes Consumidores | Total | 37.201.026 | 111.620.504 |
| | Normalización Puntos de Medida - Regulación | 0 | 0 |
| | PTM Grandes Consumidores | 3.820.770 | 15.714.919 |
| | Operación Grandes Consumidores | 0 | 3.673.784 |
| | Planes de Recuperación de Energía | 24.355.779 | 27.313.928 |
| | Control Pérdidas | 9.024.467 | 64.917.614 |
| Total | | 168.579.347 | 173.244.996 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Tabla 94. Energía aflorada proyectada y recuperada (ejecutado) en el marco del plan de gestión de pérdidas de AFINIA para el año 2024.

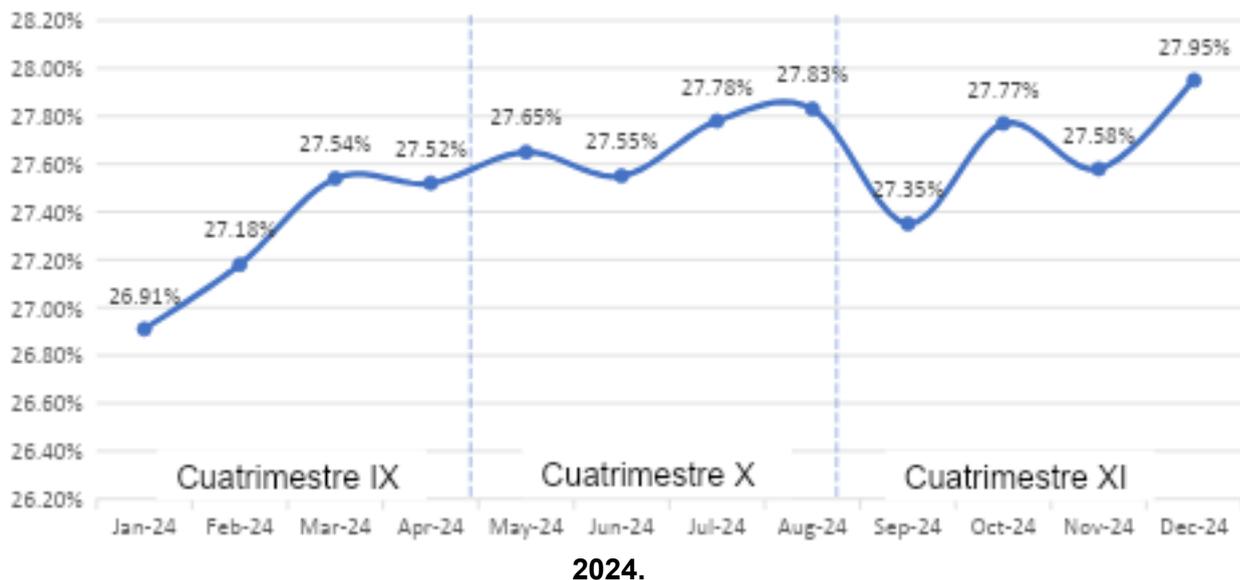
| Plan base general | 2024 | |
|--|------------|-------------|
| | Proyectado | Ejecutado |
| Control | | |
| Campañas sistemáticas en consumidores regulados y medios | 38.559.523 | 16.915.222 |
| Gestión grandes consumidores | 38.773.540 | 107.133.257 |
| Total | 77.333.063 | 124.048.479 |
| Reducción | | |

| | | |
|--|-------------------|--------------------|
| Instalación de medidores a usuarios sin medición | | |
| Sistema de medición centralizada AMI | | |
| Aseguramiento de Red BT | 19.343.433 | 10.724.164 |
| Total | 19.343.433 | 10.724.164 |
| Total | 96.676.496 | 134.772.643 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

La ejecución de estas acciones resultó en una recuperación de 173.25 GWh, equivalentes al 102,8% de la energía aflorada proyectada como se ilustra en la Tabla , y representa un crecimiento del 14,96% respecto al 2023; en contraste, en el marco del PGLP la empresa reportó una recuperación de 134,72 GWh, equivalentes al 139,4% de la energía aflorada proyectada como se ilustra en la **Tabla 94**.

Figura 99. Comportamiento del índice de pérdidas totales (IPT) AFINIA – Año



Fuente: AFINIA.

Como se observa en la **Figura 99** la tendencia creciente del índice que se presentó desde abril de 2024 se sostuvo a pesar del aumento de las acciones y la energía recuperada. De esta manera, el índice de pérdidas a cierre de diciembre de 2023 de

27.95%, un deterioro de 1,2% con respecto a diciembre de 2023, e incluso supera el índice con el cual se inició la operación en octubre de 2020. A continuación, se presentará en resumen de las principales actividades e hitos del plan ejecutado, y las afectaciones y dificultades presentadas durante el 2024 con el fin de entender el comportamiento evidenciado.

Cuatrimestre IX

Principales actividades e hitos

- ✓ Para dar continuidad al desarrollo de los proyectos de aseguramiento de red, se fortaleció la instalación de equipos de medida, desligando el avance del blindaje de red de la normalización de la medición, instalando de manera estratégica la medida en fachada, lo cual permitió agilizar la ejecución en esta línea de acción, pero un aumento en la reincidencia por la facilidad para manipulación por parte de los clientes de los equipos de medida.
- ✓ Se inician trabajos operativos desde las territoriales bajo la nueva estrategia para reducir pérdidas, desarrollando todas las actividades basadas en la macromedición y balances de pérdidas por transformador.

Afectaciones

- ✓ Recrudescimiento del fenómeno de El Niño durante el primer trimestre del año, resultando un incremento en el índice de pérdidas en comparación con el cierre oficial del año 2023. Además, 24.7 GWh ingresaron al indicador en diciembre.
- ✓ Dentro del contexto regional el incremento paulatino de la tarifa ocasionó una revolución en redes y movimientos sociales en contra de AFINIA. Esto ha resultado no solo en un deterioro de la imagen empresarial, sino también en un aumento del uso ilegal de la energía, lo que se traduce en un incremento del

nivel de pérdidas. Este fenómeno se refleja en el aumento del reporte de anomalías por posibles irregularidades detectadas por los lectores, así como en el crecimiento de la participación del mercado de suministros con altas probabilidades de defraudación, según el informe generado por el modelo de inteligencia artificial utilizado en el área de control de pérdidas. Por otra parte, el rechazo hacia la gestión de la empresa se ha incrementado, lo que ha generado que muchos proyectos de reducción de pérdidas no pudieran ser ejecutados o tuvieran que ser suspendidos.

Cuatrimestre X

Principales actividades e hitos

- ✓ Rediseño de la estrategia de actuación piramidal para la ejecución de las líneas de acción acorde al nuevo enfoque basado en el control, iniciando con la caracterización con inspecciones visuales y finalizando con la intervención por aseguramiento de red.
- ✓ Repotenciación del plan Habitación de Vivienda para aumentar la cantidad de contratación de clientes ilegales en las áreas de gestión.

Afectaciones

- ✓ Extensión del fenómeno del niño al segundo cuatrimestre del 2024, aumentando los niveles de demanda y con la ola de calor manifestada aumentaron los índices de hurto de energía por clientes reincidentes y/o clientes que vez incurrieron por primera vez en dichas prácticas.

- ✓ Se presentaron 109 incidentes en la jurisdicción de AFINIA siendo de mayor impacto bloqueos de vías, protestas en instalaciones, amenazas y agresión a cuadrillas.
- ✓ Ausencia de interventoría contratada para los contratos de control, lo que conllevó a una deficiencia en el seguimiento en terreno a las brigadas para garantizar la calidad de la actuación y ejecución.
- ✓ Suspensión de actividades por parte de la contratista AENCO en la territorial Sucre.
- ✓ Disminución en la capacidad operativa por la terminación de contratos de Aseguramiento de Red en 5 de los 7 territorios, impactando las acciones ejecutadas mes a mes.

Cuatrimestre XI

Principales actividades e hitos

- ✓ Implementación de estrategias para la sostenibilidad de las acciones con actividades de educación de mercado, mantenimiento de la venta y reducción de las entradas. Se ejecutaron planes como lo son “Conectados a lo legal”, “Plan Presencia”, “Plan Cartas disuasivas” que tienen como propósito realizar una gestión integrada en comunidades difíciles de altas pérdidas y de bajo recaudo, y se realizó con un trabajo articulado con el área comercial, gestión social, comunicaciones, seguridad, jurídica y las instituciones y grupos de interés asociadas a la comunidad.
- ✓ Se da inicio a la “Alianza contra el fraude” con un encuentro con las empresas de servicios públicos Aguas de Cartagena y Surtigas, con el propósito de establecer una alianza estratégica para combatir el hurto y la defraudación de

fluidos, un delito que impacta la confiabilidad y sostenibilidad de los servicios públicos y en consecuencia a los usuarios que cumplen con la legalidad.

- ✓ Implantación de la nueva estructura del área de control de pérdidas y puesta al cobro de los usuarios inmersos en las cuentas especiales equivalentes a 51,48 GWh.

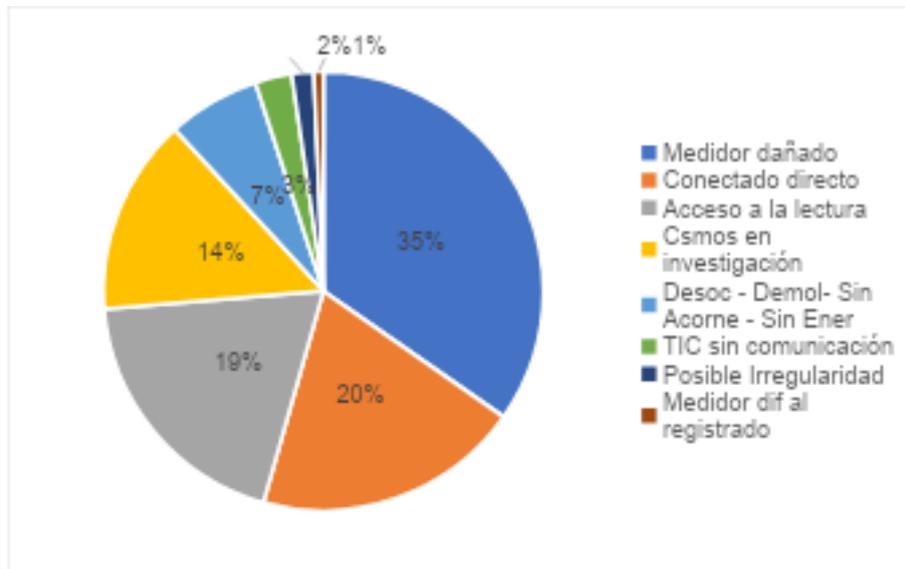
Afectaciones

- ✓ Finalización de contratos de aseguramiento de red en la mayoría de las territoriales resultando en reducción de la productividad de las actividades asociadas al objeto del contrato.
- ✓ Baja ejecución del plan Contraste en Grandes Consumidores, por falta de materiales e imposibilidad de comunicaciones entre software de los equipos de medida.

Adicionalmente, destacan los siguientes hitos logrados a lo largo del año

- ✓ Se normalizaron 13.563 usuarios con estimaciones. Esta intervención surgió de verificar cuáles clientes con equipo de medida presentaron más de dos estimaciones en los seis meses anteriores, y al menos dos estimaciones consecutivas, del cual se derivó un universo de 111.171 usuarios con posibilidad de ser intervenidos; es decir, se logró intervenir un 12,2%. De estos usuarios, se encontró que el 51% presentaron irregularidades con afectación de pérdidas, de las cuales medidores dañados y usuarios con conexiones directas, como se ilustra en la **Figura 100**.

Figura 100. Distribución de causas identificadas en usuarios intervenidos durante 2024.



Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Por último, se consultó con la empresa un balance general de las falencias en torno a la gestión de pérdidas realizada desde su entrada en operación con corte a 2024, las oportunidades de mejora y cómo la empresa planeaba abordarlas. Al respecto se aportó lo presentado en la **Tabla 95**.

Tabla 95. Balance general de gestión de pérdidas por parte de AFINIA.

| FALENCIAS PRESENTADAS EN EL PROGRAMA DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS - OPORTUNIDAD DE MEJORA | LÍNEA PLANIFICADA |
|--|--|
| Conexiones Irregulares por parte de usuarios, manipulación de la medida y/u obsolescencia de los equipos. | Acciones de Revisión Normalización - Focalizados |
| La infraestructura física (áreas de media y baja tensión) no está tecnificada ni blindada frente a la defraudación de fluidos. | Blindajes Robustos |
| Inestabilidad socioeconómica de la región (aumento de sectores subnormales, cultura de ilegalidad y no pago, rechazo de la comunidad a las intervenciones, presencia de bandas y grupos armados ilegales, y problemas de orden público). | Invasiones, Gestión Social |
| Zonas con altos índices de vulnerabilidad en cuanto a derechos humanos y presencia de comunidades con dificultad para el pago - Imposibilidad de aplicar sanciones por no pago. | Normalización con medición bicuerpo y medida prepaga |
| Instalaciones sin medición | Normalización de Directos |

| FALENCIAS PRESENTADAS EN EL PROGRAMA DE GESTIÓN DE PÉRDIDAS - OPORTUNIDAD DE MEJORA | LÍNEA PLANIFICADA |
|--|---|
| Código de medida no implementado en su totalidad. | Plan de cumplimiento regulatorio 038 |
| Incertidumbre respecto a la existencia de una arquitectura del sistema de información que permita la interoperabilidad para la gestión del control y reducción pérdidas (Integración al sistema comercial, estandarización para medición centralizada, clientes telemedidas, movilidad operativa, seguimiento al plan de inversiones, indicadores en general). | Instalación de medida tecnificada, utilización de herramientas tecnológicas (RB, Jaguar Volt, etc.) |
| Oposición de las comunidades | Gestión Social |
| Estrategia inadecuada de ejecución del plan de pérdidas por ausencia de macromedición o por no contar con un balance valido en caso de tenerlas. | Instalación y mantenimiento de macromedición |
| Alta reincidencia en los usuarios detectados con anomalías en el sistema de medida. | Plan Presencia, conectados a lo legal |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Adicionalmente, se mencionó que, durante los primeros años de operación, cada área de la empresa ejecutaba actividades de manera independiente, lo que dio lugar una reducción en la efectividad de las estrategias e inclusive limitar la gestión. De esta manera, se identificó como oportunidad de mejora la integralidad de las diferentes áreas para la formulación y ejecución de estrategias, la cual es la metodología aplicada por AFINIA hoy en día.

5.7.1.4. Gestión social

Como se evidenció en la ejecución del plan a lo largo de los años, y como fue resaltado por la empresa durante la visita, la resistencia por parte de la comunidad y la situación de orden público han afectado la ejecución de actividades asociadas a gestión de pérdidas, en particular aquellas que requieren alguna intervención en la medida o las redes, desde la entrada en la operación de la empresa. Con el paso de los años, y a raíz de la afectación en la imagen de la empresa y el comportamiento de

la tarifa, han resultado en que la resistencia aumentara a tal punto que a hoy en día se convierta en rechazo no solo de los usuarios, sino también por parte de gobiernos locales, y en ocasiones hostilidad al punto en que se ha llegado a comprometer la integridad de los operarios. Una de las estrategias que es fundamental para abordar esta problemática y permitir la ejecución de las demás es la gestión social, la cual ha tenido que adaptarse al contexto cultural y socioeconómico de la región y las dinámicas condiciones operativas y externas a la gestión de la empresa, y fortalecerse con el paso de los años.

La gestión social, como lo define la empresa, se entiende como el relacionamiento de los grupos de interés y la integración de la comunidad y sus líderes a través de la implementación de acciones educativas y la articulación e innovación social con el fin de generar valor en las comunidades. Lo anterior mediante el fortalecimiento del tejido social, el cuidado del medio ambiente y el crecimiento económico, impactando positivamente en la mejora de la calidad y de vida y el bienestar de los usuarios de los territorios donde opera la empresa, y se de esta manera agentes del cambio en pro de la población.

La gerencia ambiental y social desarrolla la estrategia de gestión social con enfoque territorial bajo la implementación del plan de integración territorial, enfocado a la disminución de las pérdidas, mejorar flujo de caja y potenciar la actuación de la empresa en el territorio. A través de este se busca fortalecer las operaciones con criterio de sostenibilidad con un enfoque diferenciador en los territorios, impulsando hábitos positivos de impacten en la cultura y contribuyan al relacionamiento con los grupos de interés, y obtener las licencias sociales que habiliten los territorios para el desarrollo de acciones técnicas y comerciales. De esta manera, se busca afrontar los retos sociales que impone la diversidad cultural de los territorios, estableciendo

relaciones cercanas con los usuarios a través de vinculación y articulación institucional que permita tejer y fortalecer lazos de confianza entre la comunidad, la empresa y gobiernos locales, regionales y nacional.

Esta estrategia se ejecuta a través del Plan de Integración Territorial, el cual para su formulación requiere de la participación e integración de las diferentes áreas de la empresa tal que no solo se identifiquen territorios con potencial de reducción, sino también se tenga una comprensión del contexto socioeconómico y cultural de las comunidades, y se identifiquen las necesidades. De esta manera, creando acciones efectivas que mejoren las condiciones de la prestación del servicio y seguridad de la infraestructura para el control y recuperación de pérdidas, y mejorar los indicadores de recaudo con ofertas comerciales ajustadas a la realidad de los territorios.

Así las cosas, cada delegación realizó diferentes acciones con el fin de fortalecer el trabajo articulado al interior de las distintas áreas de la empresa y potenciar la participación del desarrollo en el desarrollo de los territorios de la siguiente manera:

- ✓ Conformación de equipos de trabajo en cada territorial donde participaron representantes de las diferentes áreas de la empresa, jefes territoriales y otros agentes. Ello con el objetivo de identificar señales del entorno y priorizar municipios con altas pérdidas y bajo recaudo, realizar una planificación conjunta, y direccionar las intervenciones técnicas y sociales.
- ✓ A partir de información de los indicadores de pérdidas, recaudo y cartera de cada municipio, los participantes califican cada uno acorde a su nivel de criticidad. Se asigna a cada municipio priorizado un profesional social responsable del relacionamiento y gestión.

- ✓ A través de análisis de ambiente externo en cada una de las territoriales de la empresa, se identificaron señales de cambio y tendencias en el ambiente para la formulación del plan de gestión social con enfoque territorial. En este se identificaron amenazas presentes en el territorio y las oportunidades de integración. Adicionalmente, se identificaron actores claves y red de relaciones.

Con base en este análisis, se obtuvieron las siguientes señales en los territorios como se presenta a continuación:

g. Bolívar Norte

Esta delegación gestiona 21 municipios del departamento en la zona norte y centro con sede principal en el distrito de Cartagena, sobre los cuales se realizaron 21 meses de trabajo con 173 asistentes durante el 2024. En el análisis de ambiente externo realizado en el marco del PIT se identificó que los usuarios en este territorio refieren a inconformidades con las altas tarifas y deficiencias en la prestación del servicio. Lo anterior, sumado a la cultura de no pago, son factores que han incidido negativamente en el recaudo el cual, a corte de septiembre de 2024, era de 85%. Adicionalmente, las conexiones ilegales en este territorio representan un desafío significativo para la empresa.

La empresa reporta que en este territorio lograr las licencias sociales no ha sido una tarea sencilla, y que un gran segmento de las comunidades planificadas a intervenir tiene una visión positiva de las obras de adecuación y mejoras de la infraestructura, pero generan resistencia a la actualización de equipos de medida convencional a equipos de nueva tecnología. A pesar de los esfuerzos de divulgación y participación comunitaria, se expone que los líderes opositores al proceso se alinean en un discurso desinformativo hacía las comunidades a través de redes sociales. Lo anterior resulto

en que, a finales del 2023, en Cartagena se suspendieran proyectos de aseguramiento de red en 36 barrios. Adicionalmente, se expone que la delincuencia común es otros de los factores que afectan la gestión y que obligan a la suspensión de actividades técnicas y comerciales.

En términos de casos particulares, en el municipio de Arjona existen grupos de líderes que se denominan “COMITÉ BASTA YA”. Estos han influido a las comunidades de este municipio y zonas circundantes a través de desinformación de la credibilidad de la medición, empleando publicidad negativa alrededor de la medición bicuerpo. Adicionalmente, se reporta que estos realizan presencia en las oficinas comerciales de las empresas con el fin de escuchar las inconformidades de los usuarios, desinformando respecto a la gestión y verificando los tiempos de respuesta de los casos por parte de la empresa. Lo anterior, ha generado resistencia y negatividad en áreas donde se tenían proyectada la ejecución de proyectos de inversión y acciones de control de pérdidas de energía, resultando en niveles de pérdidas de energía y recaudo en este municipio de 40,81% y 50%, respectivamente.

h. Bolívar Sur

Esta delegación gestiona 21 municipios del sur de Bolívar y 7 municipios del departamento de Magdalena con sede principal el municipio de Magangué sobre los cuales se realizaron 21 meses de trabajo con 216 asistentes durante el 2024. Resultado del análisis de ambiente externo, la empresa identificó las siguientes alertas del territorio

- ✓ Su dispersión geográfica del dificulta el acceso a ciertas zonas para la gestión comercial (toma de lectura, entrega de factura y gestión de cobro) y las intervenciones técnicas. Esto impactando los indicadores de pérdidas como se

vio anteriormente, así como el bajo recaudo el cual se encontró en 63.5 % para enero de 2025.

- ✓ Las conexiones fraudulentas y la cultura del no pago son prominentes y representan un gran desafío la empresa. Debido al alto índice de pobreza de la región, condiciones laborales en la región, y por ende la baja capacidad de pago de una tarifa constantemente creciente, se originaron campañas de desprestigio con pancartas y/o letreros con la frase “O COMEMOS O PAGAMOS LA LUZ” lideradas por parte del gremio de comerciantes y que tuvieron gran repercusión en medios y redes sociales.

Un ejemplo de las dificultades en término de recaudo es el municipio de Montecristo, en donde se tiene una cartera acumulada de \$5,3 MMCOP en el casco urbano, y en el área rural se factura a 565 multifamiliares con un 0% de recaudo que trasciende a una deuda acumulada de \$10,4 MMCOP.

- ✓ La presencia de minería ilegal que han defraudado el servicio, y grupos al margen de la ley que buscan incidir en este negocio han afectado significativamente los indicadores de pérdidas de energía. Además, las condiciones de seguridad resultado de estos han limitado el campo de acción de la empresa en esta zona.
- ✓ Bolívar es uno de los departamentos más afectados por el conflicto armado, especialmente en municipios de los Montes de María, Arenal del Sur, Cantagallo, Morales, San Pablo, Santa Rosa del Sur y Simití.
- ✓ A cierre del año 2024, en el departamento de Bolívar (Norte y Sur) se han presentado 72 incidentes de incidente de seguridad, la mayor cantidad en el mercado CARIBEMAR distribuidos como: 41 por bloqueos de vía, 14 por retención de cuadrilla, 9 por hurto de cable y 8 por hurto de en instalación.

Las anteriores alertas se convirtieron, en particular el bajo recaudo, el limitado acceso o capacidad de gestión en ciertas zonas y el latente riesgo en materia de seguridad, se han convertido en retos relevantes para la empresa, pero también en factores que han llevado a que este territorio tenga el índice de pérdidas más alto entre los territorios y cuya tendencia al crecimiento no se haya podido frenar.

i. Cesar

En este departamento la empresa implementó una metodología participativa cartografía social para identificar posibles amenazas, oportunidades y tejido social. Además, se discutieron las formas de articulación y se identificaron los actores claves de cada territorio. Resultado de este se identificaron los siguientes factores que afectan los índices de pérdidas y la gestión de la empresa:

- ✓ Existe poca receptividad de las comunidades al desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica y normalización de equipos resultado del desconocimiento y desinformación sobre la tecnología de equipo de medición bicuerpo, dificultando la ejecución de inversiones orientadas a la mejora en la prestación del servicio.
- ✓ Similar a otras regiones, las conexiones fraudulentas, la cultura del no pago y la manipulación de la medida son prominentes y representan un gran desafío la empresa. Lo anterior, por factores tales como el alto índice de pobreza de la región, condiciones laborales en el departamento, y por ende la baja capacidad de pago de una tarifa.
- ✓ Cartera vencida en usuarios asociados a entidades públicas tales como los acueductos, las instituciones educativas, hospitales y mercados públicos entre otros.

- ✓ Bajo recaudo en asentamientos eléctricamente subnormales a pesar de mantener las pérdidas de energía controladas a través de medidores totalizadores.
- ✓ Negación por parte de líderes y alcaldes en la firma de documentos que garantizan la obtención de los subsidios del Fondo de Energía Social (FOES).
- ✓ Parte de los anteriores factores han resultado en que surjan oposiciones organizadas a la gestión de la empresa. Por ejemplo, la empresa resaltó que en Valledupar se encuentra la asociación de Liga de Usuarios, la cual utiliza estrategias publicitarias para masificar los mensajes de resistencia al cambio de equipos de medida tales como ubicar calcomanías en las viviendas, reuniones con participación de la comunidad y grupos de difusión en redes y medios. Adicionalmente, se han generado discursos de activistas que influyen a los presidentes de juntas de acción comunal donde se desarrollan obras técnicas y generan protestas por altas tarifas de energía. Lo anterior ha implicado que se presenten inconvenientes con las comunidades, y medios de comunicación desinforman de las obras a desarrollar por la empresa. Asimismo, existe presencia permanente de figuras opositoras que alertan a usuarios para no permitir el desarrollo de obras o revisión de equipos de medida.
- ✓ Presencia de grupos al margen de la ley, delincuencia común y difícil acceso de las vías en la zona rural del departamento. Derivado de esto, a cierre del año 2024, en el departamento de Bolívar (Norte y Sur) se han presentado 27 incidentes de incidente de seguridad, distribuidos como: 16 por bloqueos de vía, 3 por retención de cuadrilla, 4 por hurto de cable y 3 por hurto de en instalación.

Estos factores en conjunto han llevado a que el departamento del Cesar cuente con el índice de pérdidas individual más alto entre los departamentos del mercado atendido por AFINIA, registrando un valor a corte de diciembre de 2024 de 38,95%. Durante el 2024, la empresa reporta la ejecución de 48 mesas de trabajo con 501 asistentes.

j. Córdoba (Norte y Sur)

Resultado del análisis de ambiente externo, la empresa identificó las siguientes alertas del territorio

- ✓ Aumento de la percepción negativa de la empresa debido al voz a voz de los usuarios, agudizando la mala reputación y la desconfianza en los procesos desarrollados. Esto generando resistencia de las comunidades en las obras de mejoramiento y las nuevas tecnologías a instalar que permitiría mejorar las condiciones de prestación del servicio, limitando la obtención de las licencias sociales para operar en el territorio. Además, la cultura de no pago de estos y otros factores ha generado un aumento en la cartera de morosidad, con porcentajes de recaudo a corte de enero de 2025 de 76,72% en el departamento.
- ✓ Ilegalidad en el uso de la energía debido a los nuevos asentamiento e invasiones en la zona. En Córdoba sur para el 2025 se tienen identificadas 13 invasiones con un aproximado de 2.652 grupos de familias.
- ✓ Inconformidades por el aumento de la tarifa de energía y la calidad en la prestación del servicio han ocasionado protestas a través de bloqueos viales en los municipios de Montelíbano, San José de Ure, Planeta Rica y Ayapel donde se desarrolló un consejo de seguridad para validar las acciones a seguir teniendo en cuenta la problemática de orden público.

- ✓ Desde 2022 se han registrado 31 conflictos sociales asociados a servicios públicos de los cuales 14 fueron asociados a problemas con el servicio de energía eléctrica distribuidos como: 27 por bloqueos de vía, 4 por retención de cuadrilla, y 3 por hurto de en instalación. Las principales causas fueron la interrupción del servicio, las altas tarifas y la falta de infraestructura adecuada, afectando especialmente a comunidades vulnerables en zonas rurales y asentamientos irregulares.

Como casos particulares, la empresa presenta los casos de los municipios de Montelíbano y Tierralta. En el caso de Montelíbano, se presentaron problemáticas relacionadas con la imposibilidad de no poder tomar lectura a los equipos de medida y el reparto de factura. Ante esta situación y con apoyo de la Policía Nacional, líderes comunitarios, contratistas y avanzada social se creó ruta de inmersión en el territorio para garantizar el ciclo comercial de lectura y reparto de factura.

En el caso de Tierralta, grupos armados permitieron ejecutar actividades de aseguramiento de redes; no obstante, se opusieron a la instalación de medición bicuerpo. Además, en los transformadores instalados que se encuentran en operación temporal, se detectó manipulación de equipos de medida, y se identificaron marcaciones sobre los medidores que la empresa no había intervenido o podían ser manipulados, cobrando una cuota para evitar que la empresa asegure dicha medición. Dentro de las acciones desarrolladas en este municipio se encuentra la socialización de los proyectos de inversión y sus beneficios, gestiones con líderes comunitarios, socialización con la comunidad y acompañamiento de obras, talleres URE y formación al usuario en gestión y reducción de consumos, y cursos del SENA.

k. Sucre

Resultado del análisis de ambiente externo, la empresa identificó las siguientes alertas del territorio

- ✓ Es una zona con alto índice de desempleo y que cuenta con escasas oportunidades en debido a que su principal fuente es la agricultura, lo que ocasiona migración hacía otras localidades. Esto en conjunto con el crecimiento de la tarifa induce en escasez o falta de pago, lo que se ve reflejado en un porcentaje de recaudo del 85,33% para el mes de 2025.
- ✓ Protestas por parte de la comunidad y otros actores claves del territorio en contra de la empresa por deficiencias en la prestación del servicio y las altas tarifas.
- ✓ Conexiones ilegales al sistema de distribución y defraudación de fluido por parte de un amplio sector de la comunidad. Esto ha llevado a un deterioro de la red y por ende la calidad del servicio.
- ✓ Poco empoderamiento por parte de las juntas de acciones comunales y líderes naturales, quienes se muestran indiferentes en muchas ocasiones a las posturas de oposición por parte de la comunidad frente a la realización de las obras de mejoramiento de la infraestructura eléctrica.
- ✓ En términos de incidentes de seguridad, se presentaron 10 eventos distribuidos como: 8 por bloqueos de vía, y 2 por hurto de en instalaciones.

5.7.1.4.1. Acciones de gestión social

Con base en el continuo análisis de ambiente externo, la empresa ha identificado diferentes actores con los cuales se han desarrollado mesas de trabajo a través de las cuales se socializan los proyectos de inversión que permiten mejorar las condiciones

de calidad del servicio y aseguramiento de la medida. Estas mesas de trabajo involucran diferentes actores como administraciones municipales, entes de control, vocales, personerías y la misma comunidad. El desarrollo de estas mesas ha sido parte de la gestión desde su inicio; no obstante, su formulación y ejecución ha tenido que ser refinada y adaptada a las diferentes condiciones de cada territorio. Durante el 2024, se reporta la realización de 103 mesas distribuidas en los territorios como se ilustra en la **Tabla 96**.

Tabla 96. Mesas de trabajo realizadas durante el 2024 por parte de AFINIA.

| Territorio | Número de mesas | Asistentes |
|-------------------|------------------------|-------------------|
| Bolívar Norte | 21 | 173 |
| Bolívar Sur | 21 | 216 |
| Cesar | 48 | 501 |
| Córdoba Norte | 32 | 345 |
| Córdoba Sur | 5 | 35 |
| Sucre | 8 | 29 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Adicionalmente, la empresa presentó el caso del municipio de Calamar en el territorio Bolívar Sur, el cual es un ejemplo reciente de la estrategia integral entre gestión social, técnica, comercial y de otras áreas con el fin de lograr la ejecución de actividades involucrando a la comunidad en las diferentes etapas.

Municipio de Calamar

El municipio de Calamar, ubicado en la subregión del Canal del Dique y servido por la subestación Calamar corresponde a uno de los focos con condiciones de recaudo y pérdidas más críticas de este territorio, estando a corte de septiembre de 2024 en alrededor de 22% y 71,8% respectivamente. En términos de energía, en este

municipio se tienen pérdidas de alrededor de 1,58 GWh al mes, lo que representa pérdidas de alrededor de 296 kWh/mes por usuario.

En el marco del plan de inversión, se construyó un nuevo circuito denominado Calamar 3, así como la reconducción del existente circuito Calamar 1, lo que permitió distribuir la carga y aliviar las condiciones operacionales del circuito existente. A pesar de lo anterior, la empresa ha realizado un seguimiento a eventos asociados a la calidad del servicio, identificando que se generaron 43 incidencias por falla de circuito, 79% de las cuales están asociadas a la red de baja tensión. De esta manera, se está presentando un deterioro progresivo de las redes en este municipio, lo que requiere una intervención inmediata.

Esta intervención corresponde a un proyecto de renovación de infraestructura, aseguramiento de red y medida por un valor de \$4,754 MMCOP y que busca intervenir 116 transformadores y beneficiar a 3.214 usuarios existentes e incorporar 886 nuevos usuarios. El cronograma de este proyecto se presenta en la **Figura 101**.

Figura 101. Cronograma de ejecución proyecto de aseguramiento de red y medida del municipio de Calamar.



Fuente: AFINIA.

Durante las etapas tempranas de este proyecto (Fase 0), la empresa realizó sesiones de socialización del plan de mejoramiento de la infraestructura con la alcaldía (diciembre 2022), personalizadas con 1.680 usuarios, la comunidad en barrios a intervenir, líderes, secretario de planeación y personera de Calamar. Adicionalmente, se realizó una campaña lúdico-pedagógica en la que participaron más de 100 niños en las cuales se enseñó sobre el uso seguro de la energía. Por último, se realizaron jornadas de formación del uso seguro y responsable, de las cuales se formaron 912 usuarios.

La ejecución de obras (Fase 2) inició en el barrio La Fortuna, donde se realizó acompañamiento en el marco de las obras, dando atención personalizada a los usuarios en diferentes etapas, perifoneo informando descargos y socialización a través de la emisora de Calamar. Esto permitió la normalización 21 transformadores con 256 clientes, y la intervención de 28 transformadores. No obstante, este fue el alcance al que logró llegar la empresa previo a que se empezara a generar resistencia y las obras tuvieran que ser suspendidas.

Por un lado, la empresa expone que en este municipio existe un grupo de líderes sociales que han mostrado resistencia a cualquier tipo de intervención. Con mensajes en contra de la medición bicuerpo, el pago de la factura por valores elevados y deudas del antiguo operador, este grupo ha generado gran influencia en las decisiones de la comunidad y con ello la gobernanza local. Adicionalmente, se han presentado mecanismos de presión y amenaza como tomar vías de hecho, bloqueos de la vía nacional, quema de activos de la compañía, y múltiples amenazas por parte de habitantes a atentar contra la integridad de los operarios de la empresa y la falta de garantías de seguridad para estos.

En lo corrido del 2025, la empresa generó mesas de trabajos para socializar las obras técnicas a desarrollar, los indicadores del municipio, y el periodo de continuidad a aplicar. Una de estas fue con la alcaldía, líderes, procuraduría, secretaria de minas y gobernación, así como el concejo municipal. En marzo de 2025, se sostuvo una mesa de trabajo con la gobernación de Bolívar con el fin de establecer articulación de acciones para mejorar la calidad de vida en el municipio, dentro de las que se encuentra finalizar las obras técnicas en el barrio La Fortuna y la implementación de un piloto de esquema prepago en este.

Desarrollo de estrategias

Partiendo del resultado del análisis externo de cada territorio, la empresa ha buscado desarrollar e implementar estrategias y mecanismos que contribuyan con la atención oportuna de las necesidades de las comunidades a través del trabajo articulado con los diferentes procesos y el acompañamiento de los entes territoriales, y que permitan mejorar las condiciones de pérdidas y recaudo. Adicional a estrategias ya vistas en este documento como los son Habilitación de Vivienda, Habilitación de Transformador y el Programa Tener Futuro, es de destacar el desarrollo de estrategias con un enfoque social tales como “Plan Conectados a lo legal”, “Plan Presencia” y “Plan Cartas Disuasivas”.

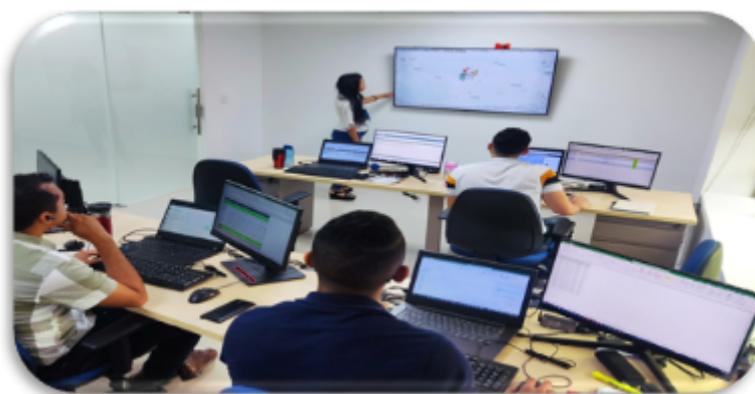
5.7.1.4.2. Detalle adicional de estrategias ejecutadas

En esta sección se presentará un detalle adicional de estrategias de las cuales la empresa presentó información adicional y que es relevante exponer, siendo estas el Centro de Gestión de Alarmas, REI, la instalación de medidores a usuarios sin medición, e instalación de macromedición.

Centro de Gestión de Alarmas y REI

El Centro de Gestión de Alarmas (CGA) de AFINIA es un sistema a través del cual la empresa detecta y alerta sobre situaciones de riesgo con el fin de evitar la manipulación de equipos de medida y blindar usuarios con telemetría, principalmente orientado a los grandes consumidores.

Figura 102. Centro de Gestión de Alarmas.



Fuente: AFINIA.

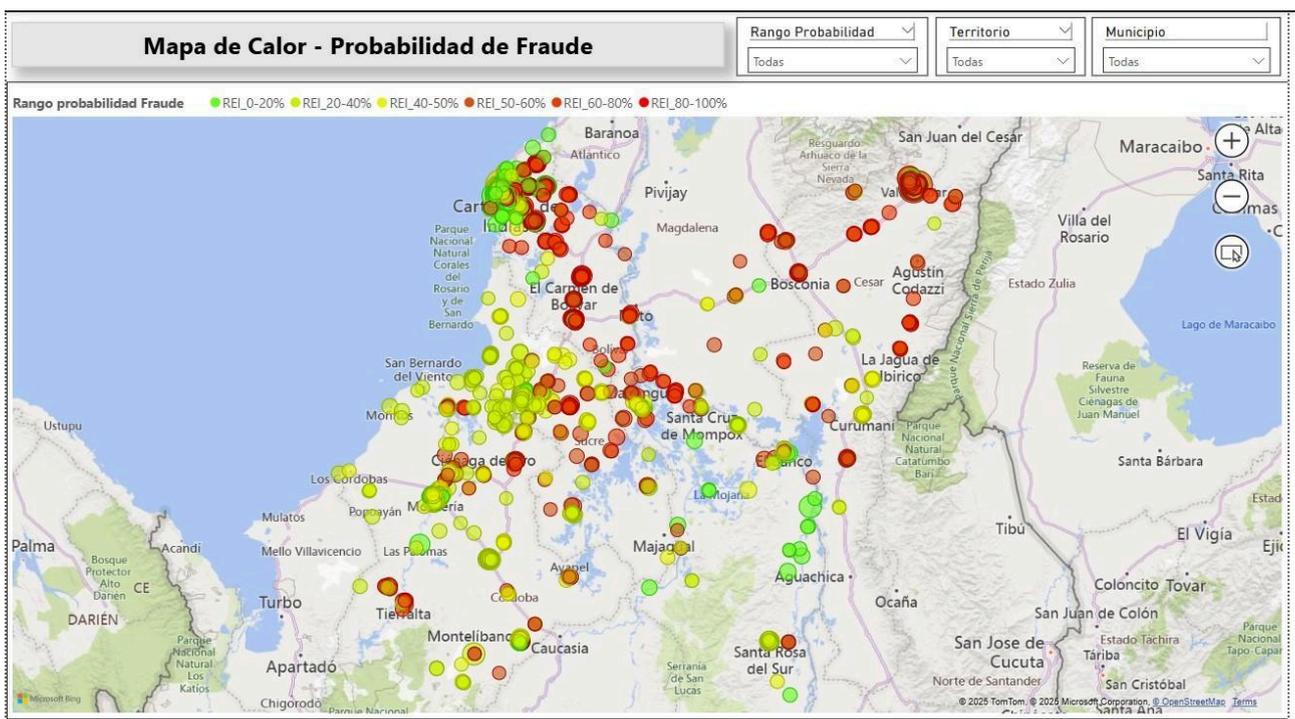
Desde el CGA, se realizan actividades como interrogación de medidores de puntos de medida con telemetría, aseguramiento del almacenamiento de información de los puntos de medida, análisis de la información almacenada en medidores y plataforma de gestión, solicitud y seguimiento a visitas técnicas para la detección de irregularidades, seguimiento, aseguramiento y soporte al plan de IMC en grandes consumidores.

Este centro entró en operación en el año 2022 y ha venido siendo fortalecido desde ese entonces. Resultado de este, entre 2022 y 2023 se han emitido 1.316 alarmas y se blindó medida con esquemas de telemetría a 2.792 grandes consumidores.

Adicionalmente, para 2024 se ejecutaron 15.223 acciones que resultaron en una recuperación de energía de 107 GWh.

Adicionalmente, y como parte de este centro, se encuentra un modelo de inteligencia artificial que la empresa denomina REI, que en conjunto con el sistema RIHANA desarrollado por el Grupo EPM conforman uno de los pilares para la identificación, segmentación, focalización de pérdidas, detección y diagnóstico de alarmas y generación de acciones. Este modelo analiza la información proveniente de los diferentes sistemas de medición desplegados a lo largo del mercado atendido por AFINIA y se nutre de información proveniente de las acciones desarrolladas por la empresa, y genera focos de pérdidas, resultados probabilísticos en torno a irregularidades y sus posibles fuentes, acciones y probabilidad de efectividad, entre otros. Un ejemplo de lo anterior es el mapa de calor presentado en la Figura 84, en el cual se observa la probabilidad de fraude en usuarios que abarcan los macromedidores desplegados a lo largo del mercado que opera AFINIA.

Figura 103. Mapa de calor probabilidad de fraude.



Fuente: AFINIA.

Con un mayor despliegue de macromedición, telemetría y medición inteligente, este modelo se ha venido fortaleciendo y representa un apoyo importante en la planeación y ejecución de acciones del plan integral de pérdidas de la empresa.

Normalización de usuarios sin medidor.

Para el año 2020 la empresa identificó 157.185 usuarios conectados a la red de manera directa sin equipo de medición, de los cuales 94,3% corresponden al estrato 1, y correspondía al 10,83% de los usuarios (sin incluir grupos de familia de barrios eléctricamente subnormal) facturados a finales de 2020. Entre las causas la empresa identificó redes en mal estado, falta de infraestructura energética, crecimiento no planificado en las administraciones locales, usuarios que no permiten la instalación de la medida, entre otros. De esta manera, la empresa desarrolló la metodología de intervención de usuarios ilustrada en la **Figura 104**.

Figura 104. Metodología de intervención de usuarios.



Fuente: AFINIA.

Bajo este contexto, desde el Programa de Gestión de Largo Plazo (PGLP) se estableció un indicador de resultado denominado «Reducir el número de usuarios sin medidor en el mercado de comercialización», estableciendo metas anuales para el

periodo 2021 a 2025. Los resultados de la gestión por parte de la empresa en esta estrategia y el contraste con la senda establecida se presentan en la Tabla . En esta se observa que, a cierre de 2024, la empresa ha logrado reducir el número de usuarios sin medidor a 106.707, los cual representa un 6,55% del universo de usuarios, y lo cual representa cumplimiento con respecto a la senda establecida en el PGLP.

Tabla 97. Evolución del indicador de normalización de usuarios sin medidor.

| Magnitudes | oct-20 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Usuarios (Proyectados) | 1.451.411 | 1.567.000 | 1.606.175 | 1.646.329 | 1.687.488 |
| Usuarios (Real) | | 1.486.524 | 1.538.246 | 1.585.950 | 1.629.139 |
| Usuarios Sin Medidor (Proyectados) | 157.185 | 141.515 | 125.453 | 108.990 | 92.115 |
| Usuarios Sin Medidor (Real) | | 138.446 | 136.030 | 126.440 | 106.707 |
| % de Meta PGLP | 10.83% | 9.83% | 8.83% | 7.83% | 6.83% |
| Cierre Real | | 9.31% | 8.84% | 7.97% | 6.55% |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Despliegue de macromedida

A lo largo de este informe se ha destacado el papel fundamental que ha tenido la macromedida en el proceso de identificación, segmentación, focalización de pérdidas y el planeamiento de acciones y estrategias del plan de gestión de AFINIA. Con el fin de mejorar todos estos ámbitos, la empresa ha instalado estratégicamente macromedición en subestaciones, zonas especiales y transformadores de distribución. Desde el Plan de Gestión de Largo Plazo, se encuentra en indicador 4.2 «Ejecución Plan de Control de Pérdidas de Energía» dentro de la cual se incluye la actividad de Instalación de Macromedida. En el periodo 2021 a 2024, la empresa ha reportado la instalación de 22.162 macromedidores, correspondiente a un 131,72% de lo proyectado. El desagregado anual se presenta en la Tabla .

Tabla 98. Instalación anual de macromedición por parte de AFINIA.

| | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | Total |
|-------------------|------|------|------|-------|-------|
| Proyectado | 5.44 | 1.63 | 3.21 | 6.532 | 16.82 |
| o | 0 | 7 | 6 | | 5 |
| Ejecutado | 811 | 2.83 | 7.66 | 10.85 | 22.16 |
| | | 1 | 9 | 1 | 2 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

En lo que respecta a transformadores de distribución, en 2020 la empresa inició con 8.643 macromedidores, los cuales ya se encontraban instalados por parte del anterior operador, y correspondían a un cubrimiento de 17%. A corte de 2024 la empresa ha instalado 21.894 macromedidores en transformadores, lo que corresponde a un 40,5% de cobertura. La distribución de estos a lo largo de los territorios se presenta en la Tabla .

**Tabla 99. Distribución de macromedidores en transformadores de distribución –
corte 2024.**

| | Bolívar Norte | Bolívar Sur | Córdoba Norte | Córdoba Sur | Sucre | Cesar | Total |
|--------------------------------|------------------|----------------|------------------|----------------|-------|-------|--------|
| Total transformadores | 14.902 | 3.978 | 13.404 | 5.018 | 6.880 | 9.872 | 54.054 |
| Total macros instalados | 7.017 | 1.341 | 4.968 | 1.737 | 2.213 | 4.618 | 21.894 |
| % Cobertura | 47,1% | 33,7% | 37,1% | 34,6% | 32,2% | 46,8% | 40,5% |

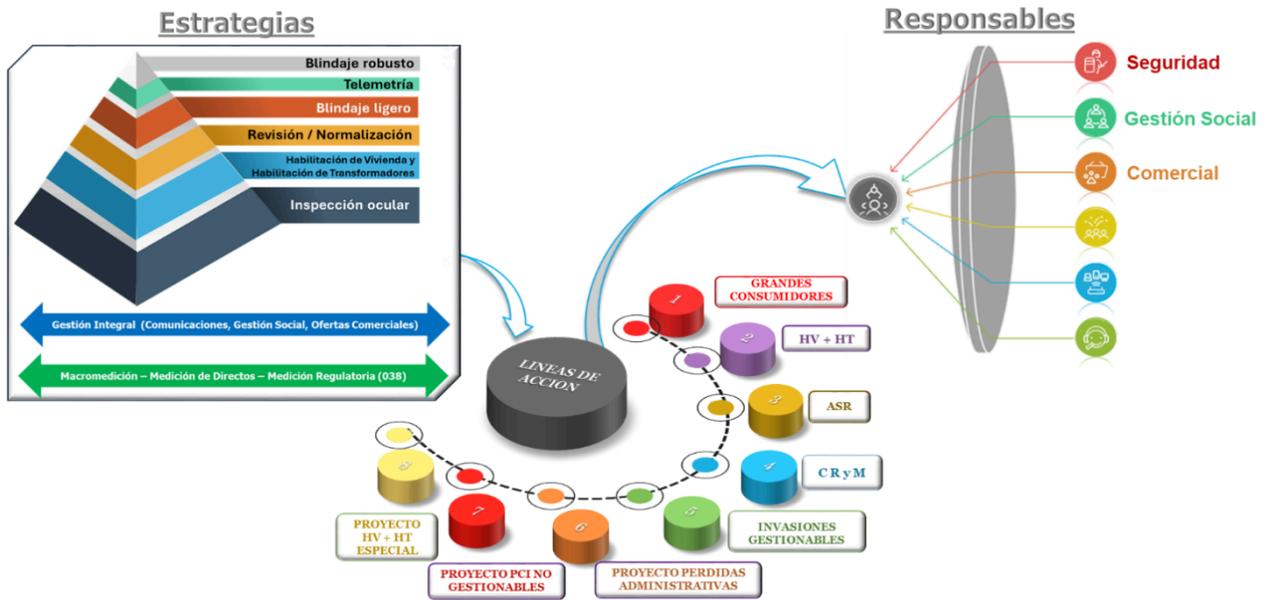
| | | |
|--|--|---|
|  Superservicios | INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA |  SIGME |
|--|--|---|

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

5.7.1.5. Planificación 2025

Como se ha observado a lo largo de esta sección, el plan de gestión de pérdidas de AFINIA ha evolucionado y se ha adaptado a las dinámicas de cada territorio, identificando diferentes falencias y oportunidades de mejora en la gestión. Una de estas y que fue expresada durante la mesa de trabajo sostenida fue el refuerzo en la integralidad del plan, en la cual se busca integrar a las diferentes áreas de la empresa en la ejecución de estrategias a lo largo de diferentes líneas de acción; de esta manera, llegando al que hoy denominan *Plan Integral de Pérdidas* y cuya metodología de actuación se presenta en la Figura y se encuentra en aplicación durante el 2025.

Figura 105. Metodología de actuación Plan Integral de Pérdidas.



Fuente AFINIA.

Como parte de este Plan Integral, para el año en curso la empresa propone la planeación de acciones y energía aflorada proyectada presentada en la Tabla . En este la empresa propone recuperar alrededor de 298,7 GWh, 172,45% del valor de la energía recuperada durante 2024. Para lograrlo, la empresa proyecta la ejecución de 1.277.751 acciones con un presupuesto de alrededor de 370.652 MCOP. Es de agregar que, en materia de gestión social, la empresa proyecta alrededor de 17.455 acciones a lo largo del mercado.

Tabla 100. Planificación Plan Integral de Pérdidas para el 2025

| Estrategia | Plan | Plan Detalle | Acciones | Energía aflorada | |
|--------------------------------------|------------------------------------|--|-----------|------------------|-------------|
| Planes de control de pérdidas - CRyM | Total | | 1.258.793 | 201.814.524 | |
| | Acciones dentro de PCI (Reducción) | Total | | 349.759 | 162.862.717 |
| | | Revisión y Normalización de usuarios (Reducción) | | 242.578 | 81.001.897 |
| | | Blindaje Robusto | | 52.966 | 40.717.959 |
| | | Blindaje Ligero | | 54.215 | 41.142.860 |
| | Acciones fuera de PCI (Control) | Total | | 135.244 | 38.951.808 |
| | | Revisión y Normalización de usuarios (Control) | | 87.597 | 10.381.917 |

| Estrategia | Plan | Plan Detalle | Acciones | Energía afluada | |
|-----------------------------|--|---------------------------------------|------------------|--------------------|---|
| | | Invasiones | 7.980 | 5.288.517 | |
| | | Normalización HV | 27.267 | 23.111.850 | |
| | | Normalización HT | 200 | 169.524 | |
| | | Normalización de directos | 12.200 | 0 | |
| | Inspecciones | Total | | 748.921 | 0 |
| | | Censos AP | | 20.464 | 0 |
| | | Inspecciones BMT | | 7.544 | 0 |
| | | Inspecciones MD | | 720.913 | 0 |
| | Macromedida | Total | | 24.869 | 0 |
| | | Instalación | | 16.137 | 0 |
| Mantenimiento | | | 8.732 | 0 | |
| Grandes Consumidores | Total | | 18.958 | 96.955.559 | |
| | Control Pérdidas Grandes Consumidores | Control Pérdidas Grandes Consumidores | 11.263 | 64.007.818 | |
| | Macromedida BT - MT Subnormales nuevos | Instalación | 990 | 11.857.230 | |
| | PTM Grandes Consumidores | PTM Grandes Consumidores | 6.705 | 21.090.511 | |
| Total | | | 1.277.751 | 298.770.083 | |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

En el marco de Planes de control de pérdidas – CRyM, la empresa propone la proyección de acciones, energía afluada y presupuesto a lo largo de los territorios presentada en la Tabla . De este valor de presupuesto, la empresa informó que el monto de inversión fue reducido y se aumentó el rubro de costo y gasto con el fin de aumentar la operativa tal que se pueda mejorar la sostenibilidad de las acciones ejecutadas.

Tabla 101. Distribución de proyección de acciones, energía afluada y presupuesto para 2025 por territorio.

| Territorio | Acciones | Energía | Presupuesto |
|----------------|----------|------------|--------------------|
| Bolívar Norte | 350.822 | 57.799.733 | \$ 101.529.971.583 |
| Bolívar Centro | 63.886 | 10.214.332 | 18.490.826.108 \$ |
| Bolívar Sur | 102.069 | 16.213.934 | 29.755.180.263 \$ |

| Territorio | Acciones | Energía | Presupuesto |
|---------------|------------------|--------------------|---------------------------|
| Cesar Norte | 183.192 | 28.824.436 | \$ 52.576.619.019 |
| Cesar Sur | 103.253 | 15.898.171 | \$ 30.017.909.053 |
| Córdoba Norte | 235.784 | 35.845.115 | \$ 68.310.249.515 |
| Córdoba Sur | 106.372 | 16.875.154 | \$ 31.220.909.607 |
| Sucre | 133.338 | 20.143.650 | \$ 38.750.556.643 |
| Total | 1.278.716 | 201.814.524 | \$ 370.652.221.791 |

Fuente: elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Acorde con la empresa, la planificación de acciones está basada en zonas donde se considera es posible realizar la gestión, o que a través de gestión social y con otras figuras es posible habilitar dicha gestión. Asimismo, se da prioridad a aquellas acciones que a lo largo de 2024 mostraron buena efectividad. Además, se espera aumentar el número de brigadas de 120 a alrededor de 280 con el fin de aumentar la presencia de la empresa.

A través de la ejecución de este plan, se espera no solamente cambiar la tendencia de crecimiento del índice de pérdidas totales que se ha presentado desde el año 2023, sino que se espera reducirlo hasta un valor de 26,7%, con meta interna establecida por parte de junta directiva de 25,26%.

5.7.1.6. Consideraciones finales

En esta sección del informe se dio un resumen de los diferentes ámbitos en torno a la gestión de pérdidas para el prestador AFINIA, empezando por un recorrido de la aplicación regulatoria, la caracterización y evolución de sus pérdidas a lo largo del mercado atendido, el plan de gestión de pérdidas propuesto y ejecutado para control y reducción de su índice, y la propuesta para el presente año.

En términos generales, desde su entrada en operación y hasta el presente, la empresa ha desarrollado un plan de gestión integral, el cual ha evolucionado y se ha adaptado a las condiciones dinámicas de los diferentes territorios que componen el mercado de CARIBEMAR. Resultado de este, se han planteado estrategias que no solo buscan mejorar la caracterización de pérdidas, la gestión y planeamiento, controlar y reducir sus pérdidas, y mejorar los índices de recaudo, sino que también buscan mejorar las condiciones de prestación del servicio, así como las condiciones socioeconómicas de los usuarios. Esto se ve reflejado en estrategias tales como Habilitación de Vivienda y Habilitación de Transformadores a través de las cuales con recursos propios busca mejorar las condiciones de las instalaciones tal que cumplan con los requisitos técnicos para la legalización, así como el Programa Tener Futuro, del cual, a partir de una necesidad de suplir demanda de operarios, capacitó usuarios jóvenes de escasos recursos para hacer parte de su equipo.

La ejecución anual de este plan demostró ser efectivo durante 2022, resultando en una reducción a lo largo de dicho año y que logro mantenerse hasta marzo de 2023. No obstante, en este mes se presentó un punto de quiebre a partir del cual el índice de pérdidas totales ha mantenido un crecimiento sostenido que se mantuvo hasta el corte de diciembre de 2024. A pesar de que la empresa ha incrementado tanto la magnitud de acciones ejecutadas y energía recuperada con el paso de los años, se identificaron diferentes factores que atribuyeron a este comportamiento. Por un lado, en el lado operativo de la empresa, durante los primeros años se presentó déficit en la disponibilidad de personal capacitado y a lo largo de su operación la transición de contratos del personal ha representado tiempos bajo los cuales la capacidad operativa se vio altamente reducida. Por otro lado, se tiene la creciente dificultad en la ejecución

de acciones derivada del creciente rechazo de la comunidad y la presencia de grupos armados.

Al respecto de este último, el rechazo de la comunidad a las acciones de control y reducción de pérdidas propuestas por la empresa han estado presentes desde el principio de su operación. No obstante, la percepción de los usuarios sobre la empresa se ha deteriorado con el paso de los años, lo que ha limitado y en múltiples instancias la potencial gestión que pueda realizar la empresa al punto tal que la seguridad de sus operarios se ha visto comprometida. Lo anterior puede atribuirse a factores tales como fallas en la prestación del servicio y el incremento sostenido de las tarifas aplicadas, que han generado un incremental descontento en los usuarios, líderes sociales e inclusive gobiernos locales. Derivado de lo anterior, se han evidenciado instancias de oposición organizada en la cual ciertas figuras influyen la percepción de los usuarios ante la empresa a través de campañas presenciales y a través de redes sociales, no solamente empleando los anteriores argumentos, sino también desinformando a la ciudadanía sobre las soluciones de aseguramiento de red, específicamente la medición bicuerpo.

Respecto a la sostenibilidad de las acciones y estrategias que fueron ejecutadas, la empresa ha detectado que estas presentan un problema de sostenibilidad, donde por parte de comunidades en donde se realizaron intervenciones de control y reducción de pérdidas tienden a presentar nuevamente comportamientos fraudulentos, y de esta manera perdiendo la energía que alguna vez fue recuperada.

En este sentido la empresa ha adaptado sus estrategias con el fin de lograr el control y reducción de pérdidas, mejorar las condiciones de prestación de servicio donde sea permitido y mejorar la sostenibilidad y efectividad de sus estrategias. Por ejemplo, en materia de aseguramiento de red y medida, se separan estas actividades teniendo en

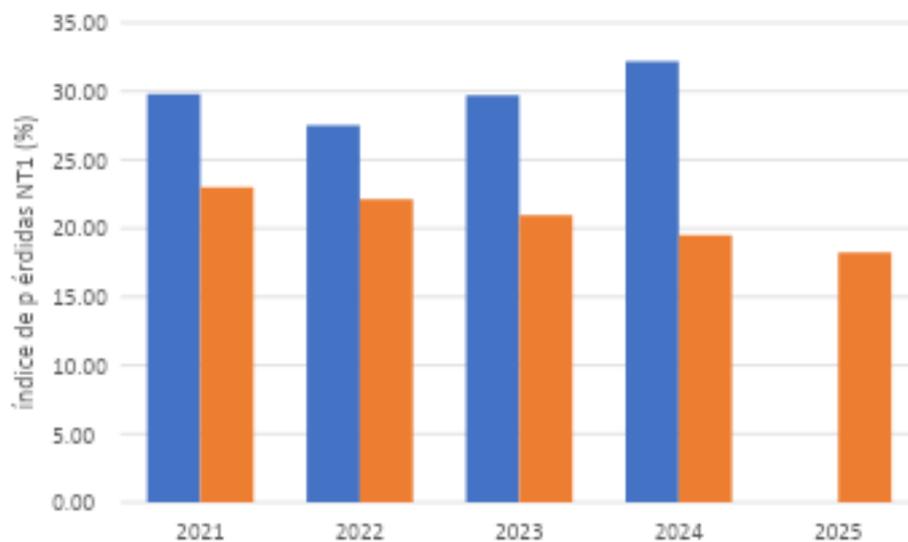
cuenta que las comunidades tienden a ser receptivas a las actividades de aseguramiento de red que permiten mejorar la calidad del servicio, pero no permiten a la empresa ejecutar actividades que impliquen instalación de medición y la respectiva facturación. Asimismo, se formulan estrategias de blindaje robusto y ligero dependiendo de las necesidades de la red y de la disposición de la comunidad. Adicionalmente, la empresa ha estado reforzando y evolucionando sus estrategias de gestión social, y en términos generales buscando mejorar la integralidad de su gestión en donde las diferentes áreas de la empresa participen y tenga un rol activo en las diferentes etapas de desarrollo y ejecución de estrategias.

Así las cosas, para el 2025 la empresa propone un plan integral de gestión de pérdidas ambicioso, en el cual se busca a través de un enfoque integral y un aumento significativo de las acciones y energía aflorada proyectada, quebrar la tendencia al crecimiento del índice de pérdidas y lograr reducirlo de 27,67% a 25,56%. Si bien lo propuesto por la empresa está alineado con sus objetivos y está basado en estrategias e identificación de zonas donde la ejecución de actividades puede ser efectiva, desde esta Superintendencia se considera que existen dos factores de riesgo importantes en su ejecución.

El primer factor es la situación financiera de la empresa teniendo en cuenta la cancelación del plan de reducción y las condiciones de reconocimiento de pérdidas. Por un lado, y como fue explorado en este informe, la empresa tendrá que devolver alrededor de 146.650 MCOP en un periodo de 12 meses a partir de junio del presente año y hasta mayo de 2026. Adicionalmente, la brecha entre las pérdidas reconocidas y las pérdidas reales continúa aumentando. En la Figura se presenta el contraste entre las pérdidas reconocidas calculadas por el LAC y las pérdidas totales del nivel de tensión 1. Como se puede observar, las pérdidas reconocidas tienen un

comportamiento decreciente sostenido, el cual no responde a los cambios en el estado de las pérdidas de la empresa ni de su gestión, esto debido a la formulación regulatoria del cálculo de estas pérdidas, y que se recomienda al lector consultar el anexo de este informe para un mejor detalle. Por otro lado, desde 2023 se presenta un deterioro de las pérdidas en este nivel de tensión y cuya tendencia continúa. La brecha entre lo reconocido y lo real se traduce en pérdidas financieras que la empresa debe asumir y, que acorde a estimaciones, representaron 322.325 MCOP que no son reconocidos a través de tarifa.

Figura 106. Contraste índice de pérdidas totales (real) y reconocidos para el nivel de tensión 1 – AFINIA.



Fuente elaboración propia a partir de información aportada por AFINIA.

Es de recalcar que, ante consulta por parte de esta Superintendencia de potenciales implicaciones en la ejecución del plan resultado de la cancelación de pérdidas, la empresa expresó que este presupuesto ya se encontraba aprobado y por lo tanto tendrían por lo menos la disponibilidad de recursos financieros para la ejecución de su

plan. Lo anterior teniendo en cuenta que el reconocimiento de pérdidas no depende del estado real de sus pérdidas y por lo tanto es una prioridad de la empresa poder disminuir la brecha entre esta y lo reconocido, y de esta manera mejorar sus condiciones financieras.

El segundo factor corresponde al alcance en la gestión teniendo en cuenta las condiciones actuales de su mercado. Acorde a lo expresado por la empresa, con el paso de los años su campo de acción se ha visto cada vez más limitado por el creciente descontento de la comunidad a su gestión operativa y comercial, y la presencia de grupos armados. A lo anterior se suma la presunta falta de apoyo por parte de líderes sociales, vocales de control y en particular de gobiernos locales, para los cuales en múltiples instancias han inclusive estado en contra de la gestión propuesta por la empresa. A esto se le suma la falta de garantías de seguridad para los operarios de la empresa en la ejecución inclusive de labores de mantenimiento.

Si bien en principio la empresa informó que la planificación hecha para 2025 está basada en estrategias que han dado resultados positivos y serán desplegadas en zonas donde se ha identificado pueden ejecutarse, se percibe que la gestión puede verse limitada por la efectividad de su gestión social, teniendo en cuenta que las condiciones pueden cambiar dado el creciente deterioro de la percepción con los usuarios, las campañas organizadas, la situación tarifaria, la situación socioeconómica de los usuarios de su mercado, la cultura de no pago, y los presuntos patrones de consumo desmedidos identificados por la empresa. Desde la perspectiva de esta Superintendencia, la ejecución, efectividad y sostenibilidad de las acciones requieren de apoyo, cooperación y acompañamiento de líderes sociales, gobiernos locales, departamentales e inclusive el Gobierno Nacional, con el fin de que en conjunto se puedan concertar condiciones bajo las cuales se pueda obtener la cooperación,

disposición y el apoyo de las comunidades para que la empresa pueda ejecutar sus estrategias de control y reducción propuestas de manera continua y segura, así como mejorar las condiciones de recaudo.

En conclusión, a pesar de las condiciones adversas desde el punto de vista financiero y operativo a las cuales está enfrentada la empresa hoy en día, esta ha manifestado su compromiso por continuar mejorando sus condiciones de pérdidas y recaudo a través de la ejecución de un plan integral con mayores alcances y proyecciones a la de años anteriores, y con la disponibilidad presupuestal para llevarlo a cabo. A pesar de lo anterior, la ejecución, alcance, efectividad y sostenibilidad de este plan requiere de apoyo y trabajo armónico y cooperativo con entidades locales y gubernamentales, así como líderes sociales y gobiernos locales, departamentales y Nacional. Esto con el fin de poder lograr la cooperación, involucramiento y apoyo de la comunidad a estrategias que permitan no solamente poder controlar y reducir las pérdidas acordes a lo proyectado con la empresa, sino permitan mejorar las condiciones de prestación del servicio y generar valor social tal que el servicio pueda ser facturado y pagado por estos. Si esto no es logrado, se continuará en el círculo vicioso en el que se encuentra la empresa, donde las condiciones de pérdidas continuarán deteriorándose, representando mayores pérdidas financieras para la empresa, limitando la capacidad de inversión y ejecución de actividades de gestión, deteriorando las condiciones de pérdidas y calidad del servicio, y empeorando la percepción de los usuarios sobre la gestión de la empresa. Resultado de continuar en este ciclo se pondría en riesgo la viabilidad financiera y operativa de la empresa, y que continuará independientemente de la empresa que opere este mercado.

5.7.2. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE

De acuerdo a la resolución 90708 del 30 de agosto de 2013, por el cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y actualizada mediante la Resolución 40117 del 2 de abril de 2024, el objetivo fundamental de dicho documento, de acuerdo a lo establecido en el Libro 1 Título 1, es:

«(...) garantiza que los sistemas e instalaciones, equipos y productos utilizados en procesos de generación, transmisión, transformación, distribución y uso final de la energía eléctrica, cumplan con los siguientes objetivos legítimos:

I. La protección de la vida y la salud humana.

II. La protección de la vida animal y vegetal.

III. La preservación del medio ambiente.

IV. La prevención de prácticas que puedan inducir a error al usuario. (...)»

Asimismo, en la resolución que expidió el RETIE, se establece que, desde su fecha de entrada en vigencia, su cumplimiento es de carácter obligatorio en todo el país. Por tanto, resulta esencial dentro las labores de vigilancia, inspección y control asignadas a la Superintendencia, velar por su estricto cumplimiento.

Aunado a lo anterior, es importante resaltar el hecho de que las empresas de servicios públicos, al realizar una función esencial para el bienestar de la sociedad, como lo es el servicio de energía eléctrica, hace que sea de suma importancia que cumplan las disposiciones legales a que están sujetas, entre las que se encuentra el RETIE.

5.7.2.1. Distancias de seguridad

Para evitar situaciones de riesgo eléctrico y accidentes por contactos indebidos con la infraestructura eléctrica, en proyectos de construcción y ampliación de edificaciones, los agentes involucrados deben considerar la importancia de guardar las normas

asociadas a la distancia que se debe guardar entre las fachadas y las redes de energía eléctrica, cuya omisión, ante un eventual contacto con la red, de manera intencional o accidental, puede ocasionar incidentes con consecuencias desde lesiones y graves quemaduras, hasta la muerte.

5.7.2.1.1. Marco regulatorio relacionado

El Artículo 13º: “DISTANCIAS DE SEGURIDAD” del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente, en relación con el riesgo eléctrico:

«(...) la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante, en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (...).»

5.7.2.1.2. Actividades desarrolladas por la empresa

Como parte de las actividades de su plan de riesgo eléctrico, AFINIA, informa sobre las gestiones realizadas durante el 2024, orientadas a mitigar los incumplimientos RETIE en cuanto a violaciones de distancias de seguridad de las edificaciones respecto a las redes eléctricas. *“que durante el año 2024, no tuvo gestiones con las autoridades municipales orientadas a mitigar las violaciones de distancias de seguridad de las edificaciones respecto a las redes eléctricas; sin embargo, se confirma que se han desarrollado talleres de “Uso seguro de la Energía” dirigidos a las comunidades en general, con el objetivo de crear sensibilización frente a los peligros de la actividad eléctrica asociadas al servicio de energía, la importancia del cumplimiento de las especificaciones técnicas de las normas eléctricas al momento de realizar las edificaciones y dar cumplimiento a las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE”.*

La empresa remite evidencias del desarrollo de dichos talleres, indicando la población objetivo, cantidad de asistentes y temas tratados para las vigencias 2023 y 2024, incluyendo registro fotográfico.

Figura 107. Cantidad de asistentes a talleres

| Suma de CANTIDAD ASISTENTES | Etiquetas de columna | | | Total general |
|--|----------------------|-------------|------------|---------------|
| Etiquetas de fila | ADULTOS | ESTUDIANTES | NIÑOS | |
| <input checked="" type="checkbox"/> APRENDER DE ENERGÍA | 48020 | 156 | 167 | 48343 |
| <input checked="" type="checkbox"/> FORMACIÓN USO SEGURO DE LA ENERGÍA | 48020 | 156 | 167 | 48343 |
| DISTANCIA DE SEGURIDAD | 4 | | | 4 |
| INSTALACIONES INTERNAS | 85 | | | 85 |
| RECONOCE EL PELIGRO | 23313 | 142 | 126 | 23581 |
| RIESGO ELECTRICO | 16062 | 14 | 41 | 16117 |
| USO SEGURO DE LA ENERGIA | 8467 | | | 8467 |
| ELEMENTOS DE PROTECCIÓN | 89 | | | 89 |
| Total general | 48020 | 156 | 167 | 48343 |

Fuente: AFINIA

Figura 108. Registro fotográfico de asistencia a talleres



Fuente: AFINIA.

Adicional a esto, la empresa remite los casos que se han presentado durante 2024, según lo manifestado por la Empresa, la mayor parte de los casos de violación de las distancias de seguridad, involucra asentamientos de personas en condición de vulnerabilidad, lo cual hace que sea más complejo el trámite correspondiente.

Al respecto, independiente del trámite que se lleva a cabo sobre las mencionadas querellas, debe tenerse en cuenta la condición de riesgo eléctrico correspondiente, sobre lo cual el artículo 9.4. del RETIE, establece lo siguiente:

«(...)

En circunstancias que se evidencie ALTO RIESGO o PELIGRO INMINENTE para las personas, se debe interrumpir el funcionamiento de la instalación eléctrica, excepto en aeropuertos, áreas críticas de centros de atención médica o cuando la interrupción conlleve a un riesgo mayor; caso en el cual se deben tomar otras medidas de seguridad, tendientes a minimizar el riesgo.

En estas situaciones, la persona calificada que tenga conocimiento del hecho, debe informar y solicitar a la autoridad competente que se adopten medidas provisionales que mitiguen el riesgo, dándole el apoyo técnico que esté a su alcance; la autoridad que haya recibido el reporte debe comunicarse en el menor tiempo posible con el responsable de la operación de la instalación eléctrica, para que realice los ajustes requeridos y lleve la instalación a las condiciones reglamentarias; de no realizarse dichos ajustes, se debe informar inmediatamente al organismo de control y vigilancia, quien tomará las medidas pertinentes (...)»

Por lo que será necesario que AFINIA, siga acometiendo esfuerzos con los que se minimice, dentro del ámbito de sus capacidades, las posibles condiciones de riesgo por violación a las distancias de seguridad. Por lo que se recomienda al Prestador que haga uso de “primer frente” de vigilancia que tienen bajo su ámbito contractual, como

es el equipo de lectores de la medida, para que sean estos, quienes, dentro de lo posible, generan las alertas tempranas a que haya lugar, por posibles violaciones a los márgenes de seguridad antes expuestos, por parte de los usuarios.

5.7.2.2. Medición de campos electromagnéticos

La exposición a campos magnéticos y eléctricos de gran magnitud, puede tener efectos en la salud humana, por lo cual existen reglas que regulan las emisiones de campos electromagnéticos de dispositivos eléctricos y electrónicos. De esta manera, la verificación en campos electromagnéticos de las instalaciones de distribución de energía eléctrica es un factor fundamental para garantizar la seguridad de los trabajadores.

5.7.2.2.1. Marco regulatorio relacionado con medición de campos electromagnéticos

El Artículo 14º: “CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS” del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente:

«(...) valores de máxima intensidad de campo eléctrico y densidad de flujo magnético en baja frecuencia, para las zonas donde pueden permanecer personas, independientemente del tiempo de permanencia. (...)

(...) Los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías a edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas (...)

(...) Para redes de distribución y uso final, el valor de exposición al público debe medirse a partir de las distancias de seguridad, donde se tenga la

posibilidad de o permanencia prolongada de personas (hasta 8 horas) o en zonas de amplia circulación de público (...)»

5.7.2.2.2. Protocolo para control de campos electromagnéticos y ruido ambiental

A partir de la consulta realizada mediante visita de evaluación integral, la Empresa remitió a la SSPD los informes de las subestaciones ubicadas en los departamentos de Bolívar, Cesar y Córdoba, donde se incluye información de “Mediciones de campos electromagnéticos”, donde se establece un resultado aceptable, sin embargo, el mismo, no establece los valores que puedan constatar esta información.

Al respecto, debe tenerse en cuenta los valores límites de exposición a campos electromagnéticos, sobre lo cual el artículo 14.3 del RETIE, establece lo siguiente:

«(...) Para el caso de las instalaciones objeto de este reglamento, las personas que por sus actividades están expuestas a campos electromagnéticos o el público en general, no debe ser sometido a campos que superen los valores establecidos en la Tabla 14.1.

| Tipo de Exposición | Intensidad de Campo Eléctrico (Kv/M) | Densidad de Flujo Magnético o (µt) |
|--|---|---|
| Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas | 8,3 | 1000 |
| Exposición del público en general hasta ocho horas continuas | 4,16 | 200 |

Tabla 14.1 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.

(...)»

De acuerdo con lo anterior y verificando la información aportada por AFINIA, no es posible identificar los valores obtenidos de las mediciones de los campos electromagnéticos que permitan validar la aceptabilidad de los resultados de la

medición, para las subestaciones ubicadas en los departamentos de Bolívar, Cesar y Córdoba, en concordancia con lo establecido en el anexo general del RETIE resolución 90708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes.

5.7.2.3. Gestión de mantenimiento

El numeral 10.6. “OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS,” del RETIE, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que:

«El propietario o tenedor de la instalación, será responsable de mantenerla en condiciones seguras, por lo tanto, debe garantizar que se cumplan las disposiciones del presente reglamento que le apliquen»

Asimismo, la Resolución CREG 080 de 2019 en su artículo 22, hace referencia a la gestión de riesgos financieros y operativos con la realización de la actividad de mantenimiento, indicando que:

*«(...) Los agentes mencionados en el artículo 2o de esta resolución deben gestionar diligentemente los riesgos financieros y operativos, **incluyendo la realización de mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos** (...), **negrillas fuera del texto.***

Actividades relacionadas con los activos de una organización, entre otras de mantenimiento y de riesgos, pueden ser dirigidas, coordinadas y controladas a través de esquemas de gestión de activos, para así obtener el mayor rendimiento de los mismos.

La Norma ISO 55001 utiliza un proceso estructurado, que conduce a la mejora continua y a la creación de valor, al gestionar los costos, desempeño y los riesgos

asociados con sus activos, especificando requisitos para establecer, implementar, mantener y mejorar el sistema de gestión de activos de una organización.

De acuerdo con lo anterior, en la norma ISO 55001, el mantenimiento y la confiabilidad cumplen un importante rol, ya que, dentro de lista de actividades asociadas con la gestión de activos, se encuentran conceptos como el monitoreo por condición, costo del ciclo de vida, ensayos no destructivos, etc.

5.7.2.3.1. Gestión de activos en la gestión de mantenimiento

En respuesta a la consulta realizada, respecto del aporte de la gestión de activos a la gestión de mantenimiento, la Empresa remitió a la SSPD, información relacionada a la ampliación y remodelación de subestaciones durante 2024, aplicable los siguientes activos.

Líneas STR: LN-640

Subestaciones: LA SALVACIÓN (Entrada en operación año 2024)

Adicional, para el 2024, AFINIA indica que se presentaron tres reemplazos de transformadores de potencia en la red AFINIA, sin embargo, estos no se consideran como remodelación o ampliación, de acuerdo con lo descrito en el párrafo del numeral f del artículo 34.4.2 del RETIE.

5.7.2.3.2. Accidentes de origen eléctrico

El numeral 9.5. "NOTIFICACION DE ACCIDENTES" del RETIE, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que las empresas prestadoras deben:

«(...) reportar cada tres meses al sistema único de información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las

estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción, siguiendo las condiciones establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD»

5.7.2.3.3. Procedimiento de la empresa ante ocurrencia de accidentes de origen eléctrico

A partir de la consulta realizada mediante visita de evaluación integral, la Empresa remitió a la SSPD el documento “ACCIDENTALIDAD DE ORIGEN ELÉCTRICO”. El cual contiene el listado de los accidentes ocurridos en 2024, para personal directo y contratistas, relacionando la siguiente información:

- ✓ Empresa - Actividad
- ✓ Fecha - hora del Evento
- ✓ Datos del afectado
- ✓ Descripción y clasificación del incidente / accidente
- ✓ Causas inmediatas
- ✓ Causas básicas
- ✓ Clasificación de la accidentalidad
- ✓ Días de incapacidad

Para el documento evidenciado, fueron registrados 15 eventos; en lo correspondiente a la información reportada en el SUI, se realizó una validación para la vigencia 2024 del formato TT5 “Información de Accidente de Origen Eléctrico”. En dicho reporte se encontraron inconsistencias en cuanto a que ninguno de los eventos reportados por AFINIA, se encontraron listados en el formato TT5; ante lo cual la empresa indica que el reporte se realiza desde el área jurídica una vez se haya legalizado la investigación de los mismos. Se explica el procedimiento, indicando que el reporte deberá realizarse

una vez la empresa tenga el conocimiento de la ocurrencia del accidente de origen eléctrico.

Se valida respuesta dada por la empresa, donde se indica que los 15 eventos fueron reportados al SUI en el formato TT5, como se muestra a continuación:

Figura 109. Reporte de accidentes

El día 15-04-2025 se reportaron al SUI 15 accidentes, comparto pantallazo del certificado del reporte TT5

| Fecha de Accidente | Ubicación | Sexo | Edad | Tipo de Lesión | Origen del Accidente | Causa del Accidente | Medidas Tomadas |
|--------------------|-----------|------|------|----------------|--------------------------------------|---------------------|--------------------------------------|
| 20/01/2024 | 2 | 2 | 60 | Electrolisis | Fallas a tierra | Contacto directo | Eliminación |
| 21/03/2024 | 1 | 2 | 52 | Muerte | Accidentes externos | Contacto directo | Eliminación |
| 17/12/2024 | 2 | 2 | 17 | Traumatismos | Violación de distancias de seguridad | Contacto directo | Otra |
| 18/12/2024 | 2 | 2 | 39 | Traumatismos | Otra | Contacto directo | Otra |
| 13/04/2024 | 2 | 2 | 38 | Otra | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 19/06/2024 | 2 | 2 | 47 | Otra | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 19/06/2024 | 2 | 2 | 38 | Quemaduras | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 6/04/2024 | 2 | 2 | 23 | Otra | Desatención de normas técnicas | Contacto directo | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 18/08/2024 | 3 | 2 | 27 | Traumatismos | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 8/07/2024 | 2 | 2 | 32 | Otra | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 2/05/2024 | 2 | 2 | 35 | Derivadas | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 23/02/2024 | 2 | 2 | 34 | Traumatismos | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 28/02/2024 | 2 | 2 | 59 | Quemaduras | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 18/10/2024 | 2 | 2 | 30 | Quemaduras | Desatención de normas técnicas | Contacto directo | Campañas de Divulgación y Prevención |
| 2/06/2024 | 2 | 2 | 34 | Muerte | Desatención de normas técnicas | Aros eléctricos | Campañas de Divulgación y Prevención |

Fuente: AFINIA

5.7.2.3.4. Cartilla de seguridad

El numeral 26.1. “*CARTILLA DE SEGURIDAD*” del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que:

«(...) *El operador de red debe producir y difundir una cartilla orientada a los usuarios residenciales, comerciales e industriales, en la cual se hará énfasis en las condiciones de seguridad y correcta utilización de la energía eléctrica, teniendo en cuenta mínimo las siguientes consideraciones:*

- a. Estar escrita de manera práctica, sencilla y concisa, en lo posible con ilustraciones al texto de referencia.*
- b. Estar dirigida al usuario final y al potencial, ser entregada el día en que se pone en servicio una instalación eléctrica. Igualmente, debe estar disponible y permitir ser consultada en puntos de atención al público.*
- c. Indicar los procedimientos a seguir para adquirir información e ilustración relativa al servicio de energía eléctrica, incluidos los procedimientos relativos a las solicitudes de ampliación del servicio, identificación y comunicación con la empresa prestadora del servicio.*
- d. Informar de una manera resaltada, cómo y dónde reportar emergencias que se presenten en el interior o en el exterior del domicilio.*
- e. Resumir las principales acciones de primeros auxilios en caso de contacto eléctrico.*
- f. Contener recomendaciones prácticas relacionadas con el manejo de los artefactos eléctricos. (...)»*

De acuerdo con lo observado en el documento: “*CARTILLA AFINIA*”, publicado en la página Web de la Empresa, en relación con el literal c, no se evidencia cumplimiento con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), al respecto, se observa que la Empresa no describe de manera detallada en su cartilla, aspectos como la ilustración de las etapas o pasos que se deben realizar en el procedimiento de conexión, indicando las características que deben tener el (los) documento (s) que se presenten ante la Empresa y en particular, señalar cada una de las disposiciones regulatorias que aplican en cada etapa.

5.7.2.4. Sistema de puesta a tierra

En relación a los mantenimientos de los sistemas de puesta a tierra, el RETIE en su capítulo 15 indica que:

«(...) Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento del RETIE. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento. (...)»

En ese sentido, se le solicitó a AFINIA que remitiera la información sobre los mantenimientos realizados en las subestaciones y redes de su propiedad, frente a lo cual, la Empresa remitió listado de las mediciones realizadas, junto con los informes respectivos para 100 circuitos, sin embargo, estos no contienen valores y la información es general, indicando únicamente si cumple o no cumple. Lo cual no es conforme a lo establecido en el RETIE en su artículo 15.4, donde se indica que:

«(...) Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 15.4.

| APLICACIÓN | VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA |
|---|--|
| Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda | 20 Ω |
| Subestaciones de alta y extra alta tensión | 1 Ω |
| Subestaciones de media tensión | 10 Ω |
| Protecciones contra rayos | 10 Ω |
| Punto neutro de acometida en baja tensión | 25 Ω |

| | |
|--|-------------|
| Redes para equipos electrónicos o sensibles | 10 Ω |
| Tabla 15.4 Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra | |

(...))»

Posteriormente, el prestador remite los informes actualizados, los cuales dan evidencia de las mediciones de los Sistemas de Puesta a Tierra, dejando registro fotográfico de las mismas.

5.7.2.5. Instalaciones provisionales

El numeral 28.1. “*INSTALACIONES PROVISIONALES*” del RETIE, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros aspectos, que:

«La Condición de provisionalidad se otorgará para periodos no mayores a seis meses (prorrogables según el criterio del OR o quien preste el servicio, previa solicitud del usuario).»

En relación a lo planteado, se solicitó al prestador las gestiones realizadas en lo correspondiente a las instalaciones provisionales para la vigencia 2023, frente a lo cual remitió listado de provisionales 2023, relacionando 90 instalaciones de estas características, con fecha de inicio y fecha de finalización.

Adicional a esto, el prestador describe el procedimiento de la siguiente manera:

«1. Solicitud y autorización: El usuario presenta su solicitud junto con la documentación requerida.

La Empresa evalúa la solicitud y si cumple los requisitos, emite la autorización para la conexión.

2. Conexión de la instalación provisional: Se lleva a cabo la conexión bajo supervisión técnica, garantizando el cumplimiento de la normatividad aplicable.

3. Seguimiento y control: El monitoreo de las conexiones provisionales se realiza desde el sistema, considerando la fecha estimada de finalización o desconexión. Para ello, se verifican los siguientes aspectos:

- Consumos promedios.*
- Avance de la obra.*

Si los resultados de esta verificación lo ameritan, se podrá generar una orden de servicio para una inspección en terreno y así comprobar que no existan modificaciones no autorizadas.

En caso de detectarse algún incumplimiento, se le notificará al usuario, otorgándole un plazo de 7 días hábiles para corregir las irregularidades.

El usuario debe informar cualquier modificación o ampliación de la instalación provisional, la cual debe ser autorizada previamente.

En caso de riesgo inminente, la EMPRESA podrá suspender el suministro de manera inmediata.

4. Cierre de la instalación provisional: El cierre puede solicitarlo el usuario mediante una solicitud de retiro, presentada con al menos 5 días hábiles de anticipación a la fecha deseada de desconexión. LA EMPRESA también podrá programar la desconexión conforme a la fecha establecida en la solicitud.

Una vez definida de la fecha de cierre, se genera la orden de servicio de desconexión, la cual se ejecuta en terreno.

Tras la finalización de las maniobras, se documentarán las acciones realizadas y se dejará constancia en el acta de finalización de la orden ejecutada.»

En relación con lo presentado, se encuentra que, para algunos casos, superaron el tiempo acordado en provisionalidad, frente a lo cual se recomienda verificar el estado de dichas obras, teniendo en cuenta que superaron el tiempo normativo, ante lo cual la empresa remite listado actualizado para 2023 y 2024, donde se evidencian casos activos a la fecha desde 2023.

De acuerdo con las evidencias aportadas por AFINIA, se verifica la información para las provisionales de obra, de acuerdo con lo establecido en el RETIE – Libro 3 – Título 28 - Artículo 3.28.2 Instalaciones Provisionales, identificando 7 proyectos del año 2023, los cuales fueron marcados como no solicitó prórroga y los comentarios dados por el prestador indican que la obra está en curso y aún no termina su construcción, de igual manera, existen proyectos para el 2024 que siguen activos, sin embargo, según lo informado por la empresa, estos proyectos si tienen la respectiva aprobación de prórroga.

5.7.3. Acceso a redes

En el tópico correspondiente a acceso a redes se procedió a realizar una revisión de la aplicación según lo establecido en las resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 075 de 2021 por parte de AFINIA.

5.7.3.1. Resolución CREG 174 de 2021

La resolución CREG 174 de 2021 regula las actividades de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE, menor o igual a 1 MW), Autogeneración a Gran Escala (AGGE, menor a 5 MW) y Generación Distribuida (GD) al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

5.7.3.1.1. Estándares Técnicos de Disponibilidad de la Red

El artículo 6 de la Resolución CREG 174 de 2021 establece los estándares técnicos de disponibilidad de la red a nivel de tensión 1 que deben cumplir los interesados para poder conectarse a la red, estableciendo tres parámetros que los OR deben tener disponible en su sistema de información.

El parámetro a) indica que la sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión.

Por otro lado, los literales b) y c) establecen un límite para la cantidad total de energía que pueden entregar todos los GD y AGPE conectados al mismo circuito o transformador de nivel de tensión 1. Este límite corresponde al 50% del promedio anual de la mínima demanda de energía registrada el año anterior, en una franja horaria determinada. Disposición de la cual, se ha entendido desde la DTGE, que su cálculo reviste grandes dificultades para los OR, ya que requeriría medición horaria histórica en cada transformador y circuito del SDL.

Al consultar a AFINIA respecto a dichos criterios, informaron que están dando cumplimiento al literal a) correspondiente a la suma de la potencia máxima declarada, argumentando que para la aplicación de los literales b) y c) la Empresa no dispone de

medición detallada en lo correspondiente a niveles de energía en cada uno de los transformadores en su sistema de distribución.

Frente a lo expuesto, desde la DTGE se les indicó que mediante Concepto 1038 de 2023 la CREG informo que bajo el entendimiento de que no es factible tener medición en todos los transformadores hora a hora como lo indican los literales b) y c), los operadores de red pueden desarrollar una metodología a partir del conocimiento de su sistema, y así poderle dar cumplimiento a dicho requerimiento.

Como resultado de lo expuesto, AFINIA indicó que si bien, no estaba dando cumplimiento a lo indicado en los literales b) y c), lo anterior no ha constituido un obstáculo para las solicitudes de conexión de interesados, resaltando el hecho de que, bajo estas circunstancias, ellos dan cumplimiento al parágrafo 2 del artículo 6 de la Resolución ibidem:

«PARÁGRAFO 2. Para el cumplimiento de lo dispuesto en los literales b) y c) del presente artículo se debe utilizar la información real más actualizada posible. En caso de no contar con información, el OR deberá aceptar las conexiones que se le soliciten, y no podrá trasladar ninguna responsabilidad ante contingencias presentadas por este hecho.»

Ahora bien, AFINIA en procura de mejorar en este aspecto, propuso un cronograma para definir la metodología de acuerdo a lo indicado por la CREG, de tal manera que puedan disponer de la información más actualizada posible de acuerdo a lo establecido en los literales b) y c) mencionados.

Adicionalmente, se indagó con el prestador en relación a los procedimientos que seguían en caso de que no se cumpliera el literal a) del artículo 6, frente a lo cual, AFINIA indicó que solicitaban la realización de estudio de conexión por parte del interesado, como se indica en el artículo 17 de la Resolución CREG 174 de 2021:

«(...)

En los casos en que se haya identificado que el circuito o transformador no cumple con los estándares establecidos en el artículo 6 de esta resolución, se deberá seguir el procedimiento en el cual se aplica estudio de conexión simplificado conforme el anexo 5 de la presente resolución para lograr la aprobación.»

5.7.3.1.2. Cartilla AGPE, AGGE y GD

Se realizó una revisión de la cartilla destinada a los interesados, donde se plasman los principales aspectos regulatorios asociados a los proyectos de autogeneración y generación distribuida, en relación a los cuales de manera general se presenta adecuadamente la información asociada a los procesos de conexión establecidos por la Resolución, solicitando desde la DTGE ajustes a errores menores y eliminación de información repetida, aspectos que fueron subsanados una vez finaliza la visita integral.

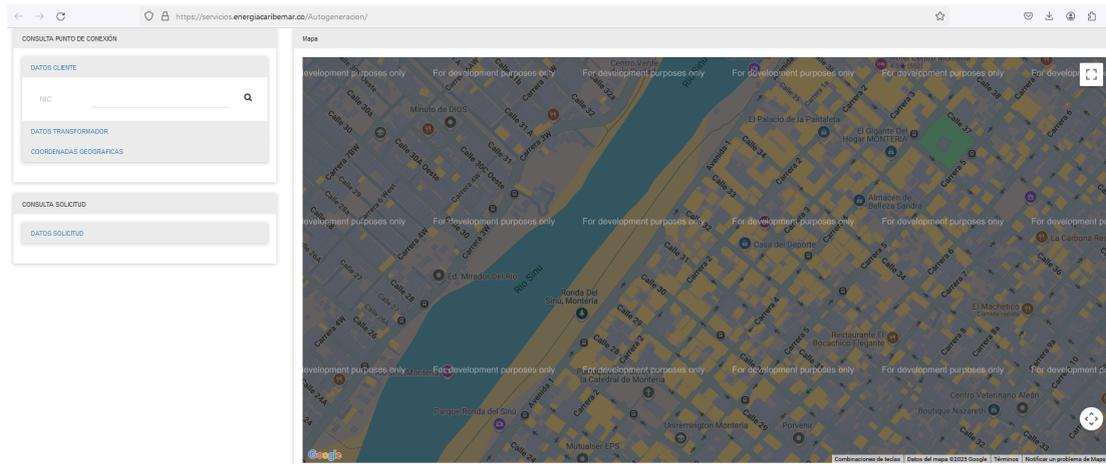
5.7.3.1.3. Sistema de información de disponibilidad de la red

El artículo 7 de la Resolución CREG 174 de 2021, indica que el sistema de información de disponibilidad de red debe permitir la consulta de todos los puntos de conexión donde potencialmente un interesado pudiera realizar una solicitud de conexión para un proyecto de autogeneración o generación distribuida, indicando que:

«(...) El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema.»

En referencia a lo anterior, se realizó una consulta de la plataforma que dispone AFINIA para la disponibilidad de la red plataforma que se presenta en la Figura .

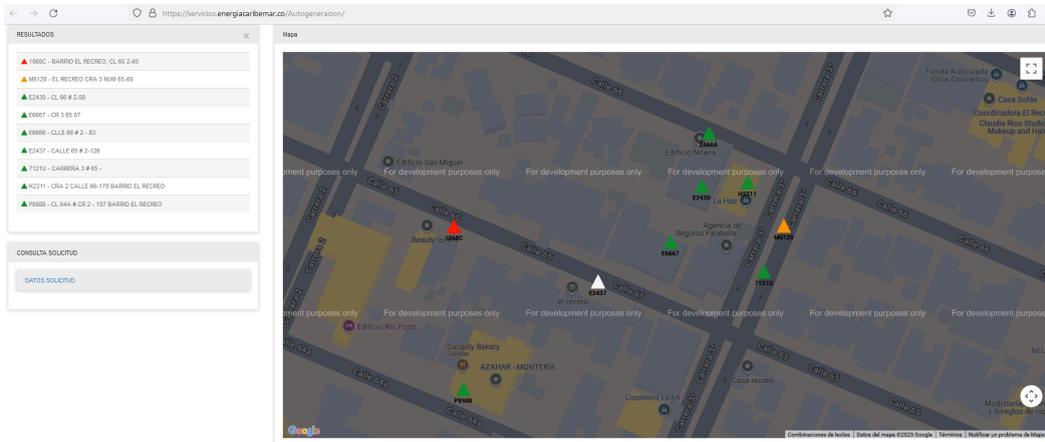
Figura 110. Sistema de georreferenciación de AFINIA



Fuente: AFINIA

En relación a lo presentado, se solicitó a AFINIA que indique el procedimiento que deben seguir los interesados para realizar una consulta de disponibilidad en la plataforma dispuesta por la Empresa, a lo cual indicaron que para obtener información de cualquier punto de conexión es necesario que el interesado ingrese alguno de los siguientes datos: Número de Identificación del Cliente (NIC), matrícula (ó código del transformador) o coordenadas geográficas. Luego de realizar dicha acción, se encontró que se resaltan únicamente los puntos de conexión cercanos a los datos ingresados en la página, como se puede observar en la Figura , pero no es posible observar la totalidad de los transformadores o circuitos del sistema del operador.

Figura 111. Consulta de disponibilidad de puntos de conexión AFINIA



Fuente: AFINIA

Lo descrito, si bien se entiende el trasfondo con que fue concebido, iría en contravía de lo estipulado en la Regulación, donde se establece que debe ser posible realizar una consulta de la totalidad de los puntos de conexión sin solicitar datos para ello. La información solicitada por AFINIA, de acuerdo a lo establecido en la regulación debe servir como apoyo a la consulta, de acuerdo a lo indicado en el artículo 7:

«El sistema de información georreferenciado deberá proporcionar una opción para que el usuario realice la búsqueda de una ubicación específica de forma ágil, para lo cual debe contar con una herramienta de búsqueda con base en la identificación de la cuenta, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario. El sistema deberá contener la información de todos los transformadores instalados en la red del OR respectivo.»

Frente a lo descrito, AFINIA manifestó que se encontraban en el desarrollo de una actualización de la plataforma destinada para la consulta tanto de la disponibilidad de la red como el sistema de información de trámite en línea, la cual incorporará los ajustes requeridos de acuerdo a lo establecido en la regulación, por tanto, será más dinámico y amigable con los usuarios. Así pues, la Empresa remitió el cronograma de

implementación de dicha plataforma, que serviría como soporte para realizar un seguimiento hasta su implementación final.

5.7.3.1.4. Sistema de información para el trámite en línea

Cada Operador de Red debe disponer de un sistema de información para el trámite en línea de acuerdo con lo estipulado en el artículo 8 de la Resolución CREG 174 de 2021, de tal forma que un interesado pueda realizar todos los trámites de conexión, recibir notificaciones, así como hacer requerimientos y conocer el estado de su trámite cuando lo requiera:

«El sistema de información para el trámite en línea debe contener, al menos, los pasos y procedimientos descritos en la presente resolución para la conexión de un potencial AGPE, AGGE o GD. Así mismo, el sistema para el trámite en línea debe disponer, para cada solicitud de conexión, un botón que permita visualizar toda la información cargada por el solicitante y cargada por el OR durante el proceso de la solicitud. También, se debe poder visualizar el paso en el que se encuentra el proceso, y las fechas de inicio y finalización de cada uno.»

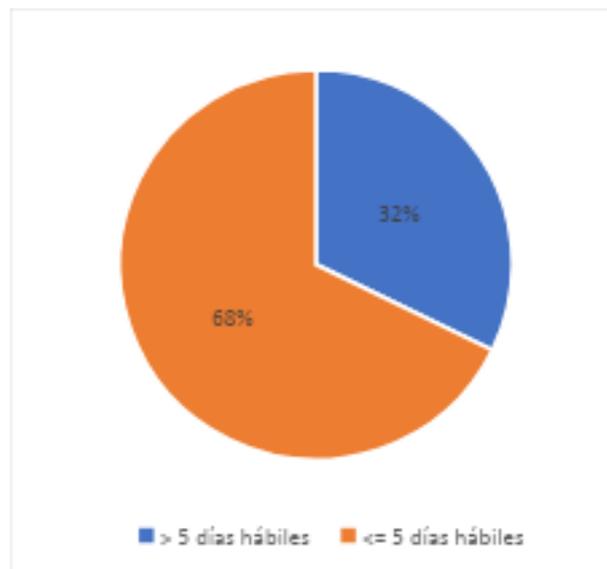
Al respecto, AFINIA indicó que aún no cuentan con la plataforma optimizada para poder realizar un seguimiento paso a paso de cada una de las etapas a lo largo de un proceso de conexión, incluyendo posibles desconexiones, reconexiones o retiros del sistema por voluntad, así como un botón de PQR, donde sea posible evidenciar las solicitudes de los usuarios con sus respectivas respuestas.

En ese sentido, la Empresa informó que los trámites mencionados actualmente se encuentran gestionados a partir de comunicaciones mediante correo electrónico, resaltando el hecho de que se encuentran en proceso de elaboración de una nueva plataforma como se mencionó en el numeral anterior.

5.7.3.1.5. Solicitudes de conexión AGPE, AGGE y GD

Las etapas y tiempos asociados a los procedimientos de conexión de proyectos de autogeneración y generación distribuida se presentan en el anexo 5 de la Resolución CREG 174 de 2021. En la Figura se presenta para el año 2024 el porcentaje de respuestas por debajo y por encima de 5 días que disponen los operadores de red para realizar la verificación de la información remitida por un operador como resultado de una solicitud de conexión.

Figura 112. Proyectos con tiempos de respuesta por encima de los 5 días durante la etapa de verificación de información

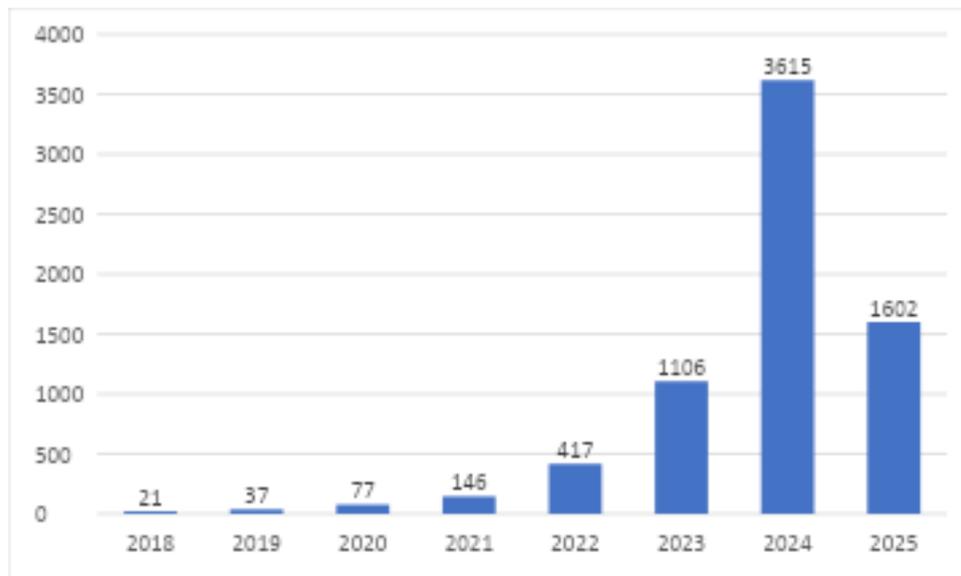


Fuente: AFINIA. Elaboración: DTGE

Se observa para el caso particular de AFINIA que el 32% de las solicitudes estuvieron por encima de los 5 días. Al respecto, AFINIA indica que ha tenido un crecimiento considerable de las solicitudes como se puede observar en la Figura , lo que ha implicado que el personal destinado para proyectos en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021, se haya triplicado desde la entrada en vigencia de la Resolución.

Adicionalmente, es relevante aclarar que dicha situación se debe a reprocesos por parte de los promotores al no remitir la información completa y/o adecuada conforme a la regulación, frente a lo cual AFINIA indicó que en aras de no reiniciar o cerrar procesos de solicitud, les solicita la información pendiente, incluso en más de una ocasión, alargando el cierre de dicha etapa.

**Figura 113. Cantidad de solicitudes FNCER a corte de primera semana de abril
2025**



Fuente: AFINIA. Elaboración: DTGE

Ante dicha dificultad, la Empresa manifestó que frente a estos crecimientos exponenciales es difícil tener un margen de maniobra con los tiempos tan ajustados exigidos en la regulación, manifestando que esta situación ha sido expuesta ante la CREG en visitas realizadas, para un potencial ajuste regulatorio.

Por último, es importante mencionar que durante la etapa documental la Empresa informó que rechazó el 27,4% de las solicitudes asociados a proyectos AGPE o AGGE, mientras que en lo correspondiente a proyectos de GD, dicho porcentaje es de

apenas el 3%. AFINIA indica que dicha situación se presenta en gran medida debido al desconocimiento de desarrolladores de proyectos, lo que se hace más evidente cuando los proyectos de GD son promovidos por firmas de ingeniería con conocimientos más consolidados que los desarrolladores de proyectos de autogeneración, al no corresponder a profesionales con el conocimiento adecuado de la Regulación.

Asimismo, entre las dificultades que se han podido evidenciar por parte de los promotores, algunas corresponden a errores en el número de identificación de los usuarios, no solicitud de las prórrogas en sus proyectos, desconocimiento de lo que es un estudio de conexión cuando superan el 50% de la capacidad del transformador, certificaciones no validas de la idoneidad de las personas que desarrollan proyectos de FNCER o realizar observaciones a las respuestas emitidas por la Empresa por fuera de los tiempos regulatorios.

En relación a las etapas de verificación técnica, si bien en la Regulación se establecen tiempos que los operadores deben cumplir, se presentan situaciones donde con el objetivo de darle viabilidad a los proyectos, se solicitan aclaraciones a los interesados, buscando minimizar el cierre de solicitudes por el no cumplimiento de la información requerida para avanzar en las etapas de los proyectos.

5.7.3.2. Resolución CREG 075 de 2021

Mediante la Resolución CREG 075 de 2021 se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN.

5.7.3.2.1. Conexiones de proyectos tipo 1

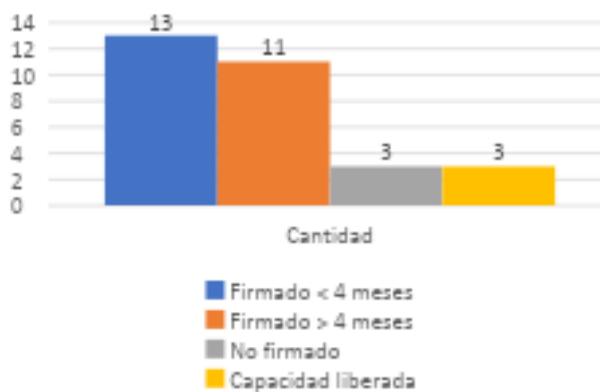
Los proyectos clase 1 están asociados a conexiones de usuarios finales al STN o STR y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los que se encuentran en el alcance de la Resolución CREG 174 de 2021.

Al respecto, en relación a la firma de los contratos de conexión establecido en el artículo 31, se indica que las partes tienen un plazo de cuatro meses para suscribirlo y en caso que se supere dicho plazo, el mismo artículo indica que:

«PARÁGRAFO 2. Si, transcurrido el plazo previsto para la firma del contrato de conexión, no se ha cumplido con este requisito, las partes deberán enviar sendos informes a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, donde se entreguen las razones justificadas por las cuales no se suscribió el contrato. Con la información recibida, la SSPD decidirá si hay lugar a iniciar una investigación a alguna de las partes de la negociación del contrato.»

En línea con lo anterior, se solicitó a AFINIA el estado de los proyectos en lo correspondiente a la firma del contrato de conexión, en relación a lo cual la Empresa remitió un listado de 30 proyectos, cuyo estado se resume en la Figura .

Figura 114. Estado de firma de contrato de conexión de proyectos



Fuente: AFINIA. Elaboración: DTGE

En relación a lo presentado, se puede observar que el 36,5% de los proyectos firmaron el contrato de conexión por encima de los 4 meses, respecto a lo cual la Empresa debió haber remitido informes donde se alerte sobre dicha situación a la SSPD, conforme se indica en el parágrafo 2 del artículo 31 previamente citado.

AFINIA remitió información de proyectos que habían superado los 4 meses, sin embargo, es importante aclarar que dichos comunicados fueron el resultado de requerimientos de la Superintendencia en el ejercicio de sus labores de inspección y vigilancia, lo que incluye solicitudes de aclaración como resultado de informes remitidos por promotores que estaban teniendo dificultades para la firma del contrato de conexión.

En este punto, es importante indicar que la Resolución CREG 075 de 2021 indica en el artículo 31 en relación a los 4 meses para suscribir el contrato de conexión que:

«ARTÍCULO 31. CONTRATO DE CONEXIÓN

(...)

Si transcurre el plazo anterior y subsisten diferencias entre las partes que no permitan llegar a un acuerdo para firmar el contrato de conexión, se deberá recurrir a un mecanismo de solución de diferencias, y las partes quedan obligadas a aceptar y cumplir con las conclusiones del mismo. En resolución aparte se definirán las características de este mecanismo, el encargado de dirimir las diferencias, el nuevo plazo para la firma del contrato, y cuál de las partes asumirá los costos incurridos. (...)»

En relación a lo cual, a la fecha de elaboración de este documento, el mecanismo de solución de diferencias aún no ha sido establecidos por la CREG.

Por otro lado, en relación a los proyectos que aún no han suscrito contrato de conexión, la empresa informo que las dificultades en relación a los proyectos Yagurarundi y Churuco son debidas a que los interesados solicitaban espacio dentro de las subestaciones Codazzi y Tolú Viejo a nivel de 110 kV, frente a lo cual, AFINIA les indicó que requerían reservar dicho espacio para una futura expansión de su sistema, brindando como opciones la posibilidad de que adquirieran predios vecinos a las subestaciones para la instalación de la infraestructura por parte de los interesados. Asimismo, el prestador indica que en caso de disponer de espacio para los activos del promotor que no afecten futuras expansiones de la Empresa, este es brindado al interesado en el marco de los conceptos UPME y contratos de conexión correspondientes.

Actualmente se encuentra vigente un acuerdo de entendimiento con los promotores para realizar visitas a las subestaciones con acompañamiento del área técnica y evaluar la viabilidad de los lotes contiguos para la instalación de los activos requeridos. Por otro lado, para el proyecto Paraíso, el promotor manifestó mediante su comunicación, que:

«El operador de red exige el pago por disponibilidad y arrendamiento del terreno desde la firma del contrato, sin importar que la FPO sea lejana.»

Al respecto, AFINIA indica que el cobro mencionado se realiza al momento de suscribir el contrato de conexión para reservarles la disponibilidad del terreno. La justificación de dicho cobro se basa en que, en proyectos anteriores, la Empresa ha hecho adecuaciones de infraestructura para que un proyecto se conecte, los cuales siguen sin ser reconocidos ni estar conectados, ya sea porque los proyectos se retrasan o porque los promotores terminan desistiendo de los proyectos.

Desde la SSPD es importante hacer la observación que, si bien AFINIA manifiesta que desde el momento en que se suscribe el contrato de conexión los promotores pueden comenzar a utilizar el terreno, una vez firmado el contrato de conexión, en caso de no tenerse los permisos requeridos por las autoridades ambientales, como la licencia ambiental, el promotor no podría comenzar a ejecutar las obras de construcción y se estaría realizando un cobro por un espacio que no se está utilizando. Teniendo en cuenta lo expuesto, desde la SSPD se realizará consulta a la CREG sobre el particular.

5.7.3.2.2. Conexiones de proyectos tipo 2

Los proyectos clase 2 corresponden a aquellos asociados a conexiones o modificación de las mismas al SDL.

AFINIA indicó que, en el desarrollo de los proyectos, al igual que los enmarcados en la Resolución CREG 174 de 2021, se presentan bucles en los procesos de solicitudes de conexión debido a que los promotores de los proyectos requieren varias aclaraciones a lo largo de las solicitudes, lo que afecta los tiempos de respuesta emitidas por la Empresa.

El artículo 43 de la Resolución CREG 075 de 2021 correspondiente a las solicitudes de factibilidad indica que:

«El responsable de la asignación tendrá un plazo máximo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de radicación de la solicitud de factibilidad del servicio, para comunicarle formalmente al interesado los resultados del estudio de dicha solicitud y las condiciones particulares requeridas para la conexión del proyecto, con independencia del nivel de tensión para el que se haya hecho.»

En relación a las solicitudes de conexión de los usuarios, AFINIA informó que en ocasiones se presentan muchas retroalimentaciones con los interesados, dado que registran de manera errónea o incompleta las solicitudes de conexión correspondiente al formato E1, lo que genera que el Prestador le de claridad al interesado de los puntos a corregir en su solicitud, con el fin de continuar con el trámite por parte del prestador y posteriormente suministrar la respectiva respuesta de aprobación o negación de la solicitud.

Asimismo, AFINIA informó que cuando la información está bien diligenciada por parte del interesado, se comienza con el trámite a la respuesta. Las retroalimentaciones descritas, también ocurren durante las etapas de revisión de los diseños, lo que genera la dilatación de los procesos en los proyectos desde las solicitudes hasta la energización final de los mismos.

Por otro lado, al consultar la cartilla que tiene disponible AFINIA con relación a solicitudes de conexión de proyectos clase 2, se indica a los interesados en la sección de Preguntas Frecuentes que:

«RTA: Se cuenta con 15 días hábiles para dar respuesta a una solicitud de conexión sencilla. Y para las solicitudes complejas inician con el proceso de factibilidad que tiene un tiempo de respuesta de 7 días.»

En relación a lo expuesto, el prestador indicó que los 15 días hábiles son para asegurar alternativas a las solicitudes de los usuarios, dado que existe la posibilidad de que los datos entregados por el interesado a la infraestructura eléctrica cercana al predio en el formato E1 no dispongan de capacidad en las redes o que el punto de conexión aprobado sea distante, lo que consecuentemente implicaría una inviabilidad técnica y/o económica. Por tanto, la Empresa indica que, con el fin de no negar inicialmente la solicitud del servicio dentro de los tiempos regulatorios, se deben

involucrar para generar la factibilidad varias áreas de la Empresa para una respuesta más precisa a los interesados, lo que genera ocasionalmente más tiempo para generar respuesta a la factibilidad, dado que los tiempos estarían en un marco de tiempo muy ajustado. Asimismo, AFINIA indicó que como grupo EPM pusieron en conocimiento de la CREG esta situación, sugiriendo una potencial mejora regulatoria.

Desde la DTGE se indicó que, si bien es entendible la situación planteada por el prestador, regulatoriamente se tienen definidos los tiempos regulatorios a los que los Operadores de Red deben dar cumplimiento.

5.7.4. Gestión del riesgo de desastres

El Plan de Gestión de Riesgo de Desastres del prestador AFINIA, denominado «Plan de Gestión de Riesgo de Desastres Caribemar de la Costa 2024», como filial del Grupo EPM, homologa la metodología del PGRD, a la metodología aplicada por dicho Grupo a la Gestión Integral de Riesgos (GIR), la cual es concebida para facilitar el logro del direccionamiento estratégico y la toma de decisiones, considerando la interacción entre los niveles de gestión Grupo, Negocios, Empresas, Procesos, Especializados, Proyectos y de estos a su vez con el entorno.

El Plan de Gestión de Riesgo de Desastres Caribemar de la Costa 2024, aplica a las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica, en el área de influencia de AFINIA, correspondiente los departamentos de Bolívar, Cesar, Córdoba, Sucre y 11 municipios del sur del Magdalena, a saber: Algarrobo, Ariguaní, El Banco, Guamal, Nueva Granada, Pijiño del Carmen, Sabanas de San Ángel, San Sebastián de Buenavista, San Zenón, Santa Ana y Santa Bárbara de Pinto, con sede principal en Cartagena de Indias.

El documento PGRD vigencia 2024, incorporó las políticas, lineamientos, organización y recursos para la gestión del riesgo de desastres, de las siguientes actividades, infraestructura o procesos:

- ✓ 36 subestaciones eléctricas en el departamento de Bolívar, 32 subestaciones en departamento de Cesar, 41 subestaciones en Córdoba, 11 subestaciones en Magdalena y 23 subestaciones en el departamento de Sucre.
- ✓ Oficinas comerciales: 18 en el departamento de Bolívar, 8 en Cesar, 21 en el departamento de Córdoba y 4 en el departamento de Sucre. Igualmente 23 oficinas móviles en los referidos departamentos.
- ✓ Dentro de los procesos, pueden verse expuestos ante una amenaza los siguientes: Proceso de Operaciones, Proceso de Mantenimiento, Planificación de la Red, Gestión de Bienes y Servicio, Gestión Ambiental y Social y Calidad del Suministro.

El documento del PGRD y anexos remitidos por AFINIA, fueron comparados con los lineamientos mínimos normativos, establecidos en el Decreto 2157 de 2017, respecto a los criterios para la formulación e implementación del Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP), en los procesos de «Conocimiento del Riesgo», «Reducción del Riesgo» y «Manejo del Desastre», los cuales se presentan a continuación.

5.7.4.1. *Proceso de conocimiento del riesgo*

En lo hace referencia al «proceso de conocimiento del riesgo», el prestador tomó como base la metodología de gestión integral de riesgos homologada por el grupo EPM, identificando amenazas internas y externas, según su origen así:

- ✓ Natural y Socio Natural (Deslizamientos y/ o movimiento en masa, Creciente e inundaciones, Caída de rayos sobre la infraestructura de las subestaciones con la capacidad de causar interrupción del suministro de energía eléctrica, incendios forestales de cobertura vegetal, explosión, incendio estructural, Derrame de aceites).
- ✓ Ambiental Biológico: Nidos o tránsito de aves, ingreso de animales terrestres.
- ✓ Antrópico: Errores operacionales, Fallas en el mantenimiento, Fallas en las condiciones físicas y estructurales de la SSEE.
- ✓ Riesgo Público: Alteración del orden público, Actos Malintencionados, Huelga, motín, asonada, conmoción civil, Agresión al personal propio y contratista, Hurto.
- ✓ Social: Manipulación ilegal de las redes / Conexiones ilícitas, Ataque a las líneas con objetos, Ejecución maliciosa sobre los ciber-activos y activos críticos de AFINIA. Población ubicada en el área de influencia de la infraestructura, Población ubicada en el área de influencia de la infraestructura, Invasión de servidumbres.
- ✓ Cibernético: Exploit: Software diseñado para aprovechar un fallo en un sistema informático, Fallas en el servicio de distribución de energía/ Fallas en el centro de Operaciones de Red COR y Suplantación de identidad digital

Para adelantar la valoración de riesgos AFINIA desarrolló la identificación, análisis y caracterización de los escenarios de riesgo con el objeto de estimar las potenciales pérdidas e insumo, para la determinación del nivel de intervención de riesgo y reducción o manejo de desastre, desarrollando los siguientes lineamientos y procesos:

- I. Identificación de riesgos o escenario del riesgo.

- II. Caracterización de los controles preventivos y correctivos.
- III. Identificación de amenazas internas y externas.
- IV. Escenarios posibles y previsibles.
- V. Áreas de afectación probables.
- VI. Identificación de elementos expuestos dentro del área identificada.
- VII. Consecuencias potenciales.
- VIII. Evaluación del riesgo mediante el cruce de la probabilidad ocurrencia de las amenazas identificadas y las consecuencias.

El documento del PGRD estableció la matriz de riesgos para 18 Subestaciones de Alta Tensión (SSEE AT) ubicadas en el departamento de Bolívar, 8 Subestaciones de alta Tensión ubicadas en el departamento de Córdoba, 6 Subestaciones de alta tensión en Sucre y 4 en la región Cesar – Magdalena.

Con base en lo indicado por el prestador, en lo que corresponde a la evaluación del riesgo de desastre, AFINIA indicó que las instalaciones con los índices de riesgo más altos se localizan en el departamento de Bolívar, principalmente la Subestación Chambacú y la Subestación Gambote.

Igualmente, indicó la prioridad en la intervención de las instalaciones de las Subestaciones Codazzi, Membrillal y Mompox.

5.7.4.2. Proceso de reducción del riesgo

Respecto de la temática asociada a la «reducción de riesgo» de desastres, el prestador estableció varios criterios de intervención, referidos a las acciones de intervención correctiva (estructural y no estructural), intervención prospectiva y protección financiera.

Consecuente con dicho lineamiento, las intervenciones correctivas estructurales están dirigidas a la ejecución de «mantenimientos» correctivos, preventivo y predictivo, así como la intervención correctiva por parte del equipo de distribución de energía, cuando se presenta un evento no programado o cuando se detecta una falla inminente que pueda poner en riesgo el equipo o su entorno.

De manera genérica, se indicó la ejecución de las siguientes actividades de mantenimiento en la vigencia 2024.

- ✓ Cambio y/o reparación total o parcial de los componentes del transformador y sus elementos asociados.
- ✓ Cambio de aislamientos.
- ✓ Corrección de fugas.
- ✓ Instalación de ventilación forzada.
- ✓ Cambio de cuchillas en mal estado.
- ✓ Mejora en filtraciones de agua, limpieza y secado de celda.

En las temáticas de intervención no estructural, indicó acciones como la ejecución de programas de formación interno y externo, así como en el desarrollo, conformación y documentación técnica de los protocolos de mantenimiento.

En la intervención prospectiva, el documento PGRD hace referencia de manera genérica a la ejecución de procesos de mantenimiento prospectivo, análisis de criticidad de fallas de elementos, programación semestral de mantenimientos de la red AT, e implementación de metodologías de salud de activos, especialmente para el análisis exhaustivo de los transformadores de potencia.

En desarrollo de la evaluación integral AFINIA, indicó las acciones particulares de intervención para la mitigación o reducción del riesgo en la siguiente infraestructura:

Para la subestación de Gambote, un avance por etapas en las siguientes actividades:

- ✓ Nuevo circuito Gambote 6 - Construcción de una bahía de línea para subestación reducida y un equipo de medida
- ✓ Reemplazo TR Gambote 66/34.5kV a 30MVA - Ampliación de transformación en la Subestación Gambote con el reemplazo del transformador T03-GBT de 12 MVA 66/34.5 kV por un nuevo transformador (OLTC) DE 30 MVA 66/34.5 kV
- ✓ Reposición de bahía de la LN-615
- ✓ Reposición de elementos de las bahías de 66kV y 34.5 kV
- ✓ MÑPA GBT PROTECCIÓN 87 B N4 IV: La implementación de los esquemas diferenciales de barra permite garantizar el despeje selectivo de fallas para la extensión de las barras de cada nivel de tensión en la subestación.

Para la subestación de Chambacú se desarrollan intervenciones orientadas a modernizar sus sistemas de control, protección y capacidad operativa, mediante la ejecución de las siguientes actividades:

- ✓ Actualización de Sistemas de Control y Telecontrol – RJTE CMB SCC TELECONTROL III
- ✓ Reposición y Actualización de Sistemas de Protección – Proyectos RIPR
- ✓ Ampliación CC a 40 kA – SE Chambacú 13.8 kV.

En lo que corresponde a «protección financiera» el prestador mantiene actualizadas las siguientes pólizas:

- ✓ Todo riesgo Subestaciones y Líneas.
- ✓ Responsabilidad civil extracontractual (Predios, operaciones, contratistas, entre otros).

- ✓ Manejo (Falsedad, estafa, pérdida de empleados, entre otros).
- ✓ Responsabilidad civil extracontractual oficinas (Gastos médicos, responsabilidad civil patronal, vehículos, bienes bajo cuidado).
- ✓ Todo riesgo daño material PYME (Edificios y contenidos oficinas).
- ✓ Vida grupo (muerte, incapacidad total y permanente, pago capital, auxilio ambulancia, enfermedades, auxilio funerario, entre otros).
- ✓ Vida grupo – deudores (deuda préstamos de vivienda por muerte trabajador).
- ✓ Hogar. (incendio, explosión, terremoto – vivienda).
- ✓ Pólizas automóviles empleados.
- ✓ Póliza de infidelidad y riesgos financieros.
- ✓ Directores y administradores 2DF CAPA (Gastos de defensa, patrimonio de directores y administradores).

5.7.4.3. Proceso de manejo del desastre

El prestador estableció varios criterios y actividades para ejecutar los procesos de atención y manejo del desastre, a saber:

- ✓ **Componente de preparación para la respuesta a emergencias.**

Comprende los aspectos relacionados con las capacitaciones a brigadistas, aprendices, trabajadores y contratistas, simulacros, equipamiento para emergencias, organigrama para la respuesta según Sistema de Comando de Incidentes - SCI, inventario de recursos, y apoyo de terceros.

- ✓ **Componente de ejecución para la respuesta a emergencias.**

Establece los niveles de la emergencia, alerta (temprana y niveles de activación), estructura de intervención y articulación de respuesta y protocolos de respuesta.

Dentro de estos protocolos, se incorporan los siguientes:

- Procedimiento operativo general para emergencias.
- Procedimiento para el manejo de eventos en el STN y STR.
- Procedimiento para la atención SDL.
- Procedimiento operativo normalizado en caso de vertimiento de aceites de transformadores.
- Procedimiento operativo normalizado en caso de Sismo.
- Procedimiento operativo normalizado emergencia médica.
- Procedimiento operativo normalizado incendio.
- Procedimiento operativo normalizado explosión.
- Procedimiento operativo normalizado mordedura / picadura de animales.
- Procedimiento operativo por electrocución.
- Procedimiento operativo por agresión cuadrilla.
- Procedimiento operativo por daño a instalaciones.
- Procedimiento operativo por bloqueo de vía.
- Procedimientos operativos por disturbios, manipulación no autorizada, atentado propio, retención de cuadrilla y agresión cuadrilla.

Si bien AFINIA establece el marco del PGRD como instrumento de conocimiento del riesgo, intervención del riesgo y manejo de emergencia para la empresa en general, solo priorizó la evaluación y valoración del riesgo para 36 subestaciones de alta tensión, las cuales el prestador las consideró como *«infraestructura crítica para la operación de la compañía»*, y en particular la *«Subestación Chambacú y la Subestación Gambote presentan un riesgo extremo en el funcionamiento de sus*

equipos, como los transformadores y las celdas, lo que requiere atención inmediata para mitigar posibles fallos».

No obstante, el prestador tiene a su cargo 161 Subestaciones, 142 Líneas, Centro de Control, Edificios Administrativos, Redes de Oficinas Comerciales, las cuales NO se incluyeron en el documento «Plan de Gestión de Riesgo de Desastres Caribemar de la Costa 2024», para cada una de sus instalaciones.

Al respecto, es preciso indicar que consecuente con lo establecido en el «*Parágrafo 3 del Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)*», del Decreto 2157 de 2017, la evaluación, valoración del riesgo y en general la formulación y adopción del PGRD, deberá adelantarse a cada una de las instalaciones que tengan distinta ubicación geográfica a la sede principal.

6. Aspectos comerciales

6.1. *Facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y energía reactiva*

En relación a este aspecto, se aborda el impacto que tuvo la empresa en su sistema comercial la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, y el procedimiento para participar en el control automático de tensión y así evitar el cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

6.2. *Facturación a usuarios AGPE*

CARIBEMAR (AFINIA) indicó que se ciñe a las disposiciones de la Resolución CREG 030 de 2018 así como a las que la modifiquen o complementen, además presentó la

evolución de los usuarios AGPE que han ingresado año a año empezando en el 2018 y finalizando con 637 usuarios AGPE para lo corrido de 2024. Así mismo, indica que no se presentaron ajustes con el cambio a la Resolución CREG 174 de 2021 por la aplicación de la liquidación de excedentes puesto que el entendimiento siempre fue el mismo.

El área de Proyectos de Conexión del Servicio cuenta con un procedimiento estructurado y específico para cada tipo de usuario AGPE. Este procedimiento comprende todas las etapas, desde la revisión inicial del proyecto, pasando por la intervención de las áreas de Planificación y Protecciones, la creación del expediente, la elaboración y entrega del Estudio de Conexión Simplificado, hasta la emisión de la carta de factibilidad. Este enfoque garantiza la trazabilidad del proceso y una correcta facturación de los excedentes desde la primera liquidación.

Una vez el proyecto de conexión ha completado todas sus fases, el usuario entra en la denominada «Hora Cero», momento a partir del cual el área de Provisión del Servicio continúa con la incorporación del usuario en el sistema comercial y su apertura en el módulo de lectura y facturación. Todos los usuarios AGPE son reasignados al ciclo 60, el cual abarca desde el primer hasta el último día de cada mes.

Actualmente, no existe un repositorio centralizado donde los usuarios puedan consultar directamente las matrices de importación y exportación. No obstante, estas matrices son enviadas de manera periódica a los correos electrónicos registrados por los usuarios, según el listado proporcionado por el área de Provisión del Servicio.

La empresa informó que se encuentra en desarrollo del «Portal Telemididos», una plataforma que permitirá a los usuarios consultar fácilmente las matrices de importación y exportación mediante el número NIC.

Finalmente, al momento de realizar la evaluación, se verificó que el Acuerdo Especial al Contrato de Condiciones Uniformes (CCU), establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021, fue debidamente actualizado, implementado y se encuentra publicado en la página web del prestador, específicamente en la sección «Autogeneradores y Generadores Distribuidos» del menú principal «Inicio».

Otro aspecto evaluado sobre los usuarios AGPE tiene que ver con la facturación de energía reactiva. De manera particular se consulta sobre la aplicación del Decreto 929 de 2023 el cual establece que, los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva. Lo anterior implica que, tal como lo aclaró el MME, a partir de la entrada en vigor del mencionado decreto, *i. e.*, el 7 de junio de 2023, cuando se publicó en el Diario Oficial n.º 52419, se debía aplicar dicha exoneración.

Así las cosas, de los usuarios AGPE que atiende la empresa se le solicitó remitir a la DTGE una muestra aleatoria de 50 facturas y de las respectivas matrices de consumo correspondientes a los consumos del mes de junio de 2023 para validar la aplicación de la exención tal como lo indica el mencionado Decreto. De la base de datos remitida por la empresa, en ninguna de las facturas se encuentran cobros relacionados por conceptos de energía reactiva, a pesar de que en las matrices sí se encuentran registros de energía reactiva tanto inductiva como capacitiva.

Sin embargo, de la información reportada por Afinia en atención a la Resolución n.º SSPD – 20212200012515 de 2021 «por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN» se analizó el reporte del estado de facturación de los usuarios AGPE reportados por la empresa y se encontraron algunas situaciones que, según lo reportado, no atienden las disposiciones del Decreto 929 de 2023.

Al respecto, del formato TC1 de la Resolución n.º SSPD – 20212200012515 de 2021 se tomaron aquellos usuarios reportados en el campo 24 como AGPE y, adicionalmente, reportados en el campo 27 «tipo de generación» con código «1», correspondiente a «Solar (Fotovoltaica)»; para esos usuarios, del formato TC2 de la misma resolución se tomaron los campos correspondientes a la facturación de energía reactiva, en particular, se analizó en campo 55 «Facturación Consumo Energía Reactiva (\$)», y se tomaron aquellos reportes donde el valor facturado por concepto de energía reactiva, para los periodos de junio a noviembre de 2024, fue diferente de cero (\$ 0). Producto de la revisión se obtuvo la información que se presenta en la **Tabla 102**.

Tabla 102. Relación de usuarios AGPE reportados con facturación de energía reactiva.

| Periodo | # usuarios AGPE |
|----------------|------------------------|
| 7 | 27 |
| 8 | 20 |
| 9 | 22 |
| 10 | 17 |
| 11 | 21 |

| Periodo | # usuarios AGPE |
|----------------|------------------------|
| 12 | 27 |

Fuente: Afinia – Elaboración DTGE.

En ese sentido, hasta tanto la empresa no aclare la situación particular de esos usuarios no puede establecerse un cumplimiento de las disposiciones regulatorias relacionadas a la facturación de energía reactiva para este tipo de usuarios. Adicionalmente, debe considerarse que, de acuerdo con las disposiciones de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 «*Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN*», la información que reportan los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica al SUI es una información entregada al Estado Colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001. En consecuencia, una vez cargada y certificada la información se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificada de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar. Será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la presente resolución en las fechas y con las características aplicables a cada formato de conformidad con lo indicado en la Circular Externa SSPD n.º. 0001 del 25 de enero de 2006. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la presente Resolución, la cual sólo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.

6.3. Facturación de Energía Reactiva

En complemento a lo expuesto previamente, se le consultó a la empresa por los usuarios facturados por concepto de energía reactiva, en particular por la aplicación de las reglas para el incremento del «Factor M» definido en la Resolución CREG 015 de 2018. Previo a la visita de inspección se solicitó a la empresa remitir una base de datos con la información de facturación por dicho concepto y ante las irregularidades halladas por la SSPD en la información del archivo remitido y una vez socializadas a la empresa, se le requirió a esta remitir las explicaciones para cada uno de los casos en los cuales se reportaron inconsistencias en la aplicación de las reglas. Al respecto, luego de la revisión del informe remitido por la empresa, se encontró que, por error en la parametrización del sistema comercial de Afinia, hubo 276 usuarios a los que se les facturó equivocadamente la energía reactiva. De estos 23 fueron facturados de tal manera que, en total, se les facturó de más un monto de \$ 45.781.958, en contraparte, a los 253 usuarios restantes, se les facturó equivocadamente en el sentido en el que dejó de cobrarse un total de \$ 358.029.215. Así, Así, en balance, **la empresa dejó de facturar \$315.327.296** desde enero de 2022 a marzo de 2025 por concepto de energía reactiva. Adicional a esto, debe tenerse en cuenta que la energía reactiva es sujeta del cobro de la contribución del 20% para aquellos usuarios a los que aplica dicho cobro, hecho que incrementaría el valor dejado de facturar reportado.

Finalmente, cabe mencionar que se le requirió a la empresa informar de las acciones que tomaría una vez se validara y se corrigiera la aplicación del factor M. Sin embargo, en la información remitida por la empresa no se encuentra ningún informe que dé cuenta de las acciones por parte de la empresa respecto de la facturación, ni de la evidencia de ajuste en la parametrización del sistema comercial de manera que se

apliquen en adelante las reglas de incremento de la variable M conforme a lo que establece la regulación vigente.

6.4. *Reglamento de Comercialización*

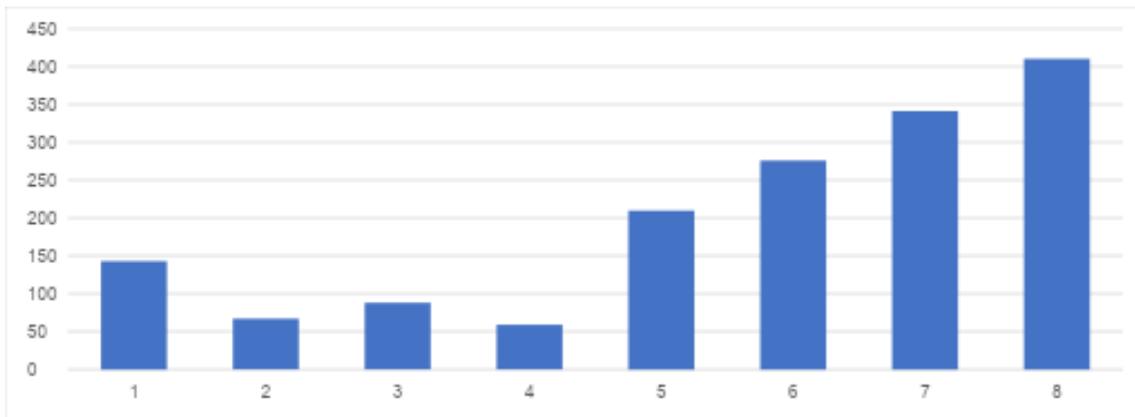
Un aspecto de interés respecto de las disposiciones de la Resolución CREG 156 de 2011(Reglamento de Comercialización) tiene que ver con lo establecido en el artículo 56 que establece que, en atención a la solicitud del Paz y Salvo para el cambio de comercializador, *«el comercializador que le presta el servicio deberá dar respuesta a la solicitud de paz y salvo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al día en que se hace la solicitud»*. Al respecto, y en atención a varias quejas en contra de Afinia por la atención a dichas solicitudes por fuera de los 5 días hábiles que establece la mencionada regulación, se hace una verificación del estado de cumplimiento de la empresa respecto de este artículo en particular.

Para los años 2023 y 2024, se le requirió a la empresa remitir la base de datos de las solicitudes de expedición de Paz y Salvo para el cambio de comercializador donde informara de las fechas de solicitudes y de respuesta, así como de quienes realizaban dicha solicitud.

De las 1594 solicitudes recibidas en los dos años, se encontró que 897 superan los 5 días de plazo que establece la regulación, *i. e.*, el 56,3% de las solicitudes.

En la Figura 9 se presenta un panorama de la evolución trimestral para los años 2023 y 2024 de las solicitudes allegadas a Afinia por parte de otros agentes para la expedición del Paz y Salvo para el cambio de comercializador.

Figura 115. Evolución de las solicitudes de expedición de Paz y Salvo para cambio de comercializador – Afinia

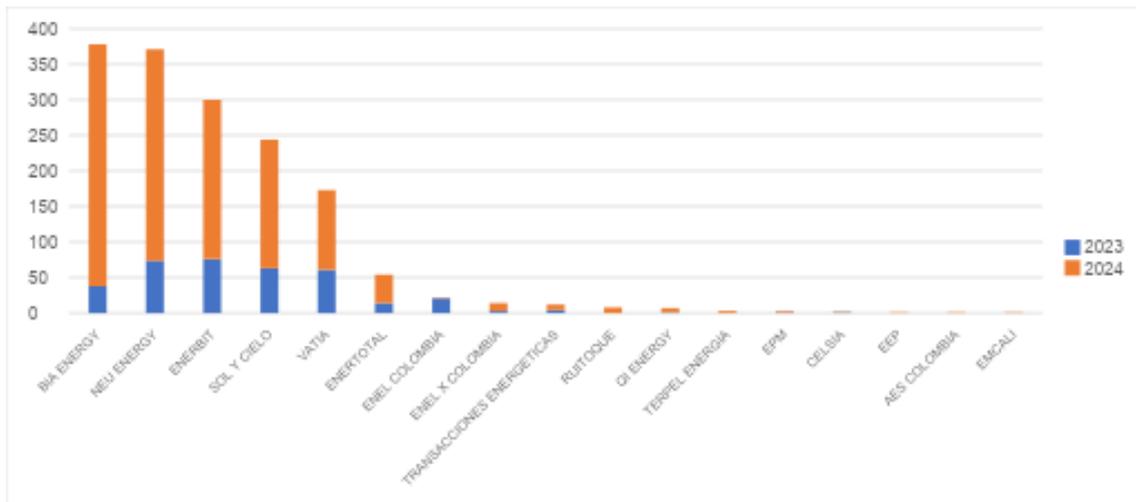


Fuente: Afinia – Elaboración DTGE.

Como se puede observar, hay un crecimiento significativo en las solicitudes de expedición de Paz y Salvo desde el primer trimestre de 2024 con una tendencia creciente a lo largo del año; mientras que en 2023 la empresa recibió 357 solicitudes, en 2024 le fueron realizadas 1237 solicitudes, lo que corresponde al 22,4% y 77,6% respectivamente.

Ahora bien, el total de las solicitudes recibidas por la empresa Afinia está distribuido en 17 empresas de la manera en que se presenta en la **Figura 116**

**Figura 116. Comercializadores que solicitaron expedición de Paz y Salvo a Afinia
2023-2024.**



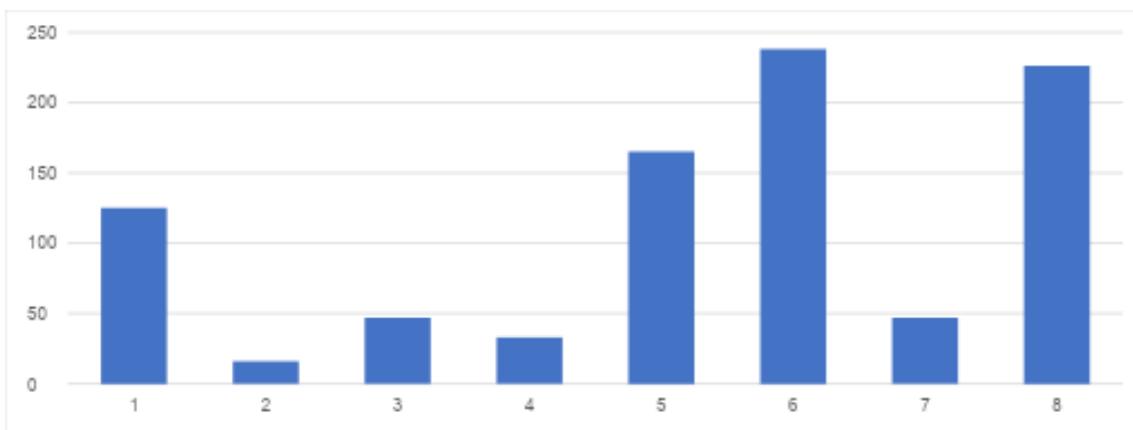
Fuente: Afinia – Elaboración DTGE.

Para el año 2023, se observa que el mayor número de solicitudes fue realizado por enerBit, seguido de Neu Energy, Sol & Cielo, Vatia y Bia Energy, quienes abarcan el 87,4% de las solicitudes para ese año. En el año 2024, nuevamente esas 5 empresas abarcan la mayoría de las solicitudes, representando el 93,3% del total, sin embargo, el crecimiento es significativamente alto en comparación con el año 2023, por ejemplo, Bia Energy multiplicó por 9 el número de solicitudes, Neu Energy las multiplicó por 4 y enerBit las triplicó.

Esta dinámica de solicitudes allegadas a la empresa Afinia se debe mantener sujeta a las disposiciones regulatorias citadas previamente en el sentido de que se deben atender dentro del plazo establecido, es decir, cinco días hábiles. Sin embargo, como ya se mencionó, Afinia respondió alrededor del 56,3% de las solicitudes recibidas durante los años 2023 y 2024, por fuera del tiempo permitido, con 221 para 2023 y 676 para 2024. Tomando en cuenta que, del total de las solicitudes recibidas, 357 fueron

en 2023 y 1237 fueron en 2024, los porcentajes de las solicitudes atendidas por fuera de los tiempos regulatorios para los años 2023 y 2024 corresponden al 61,9% y 54,6%, respectivamente. Eso implica que, a pesar de que en 2023 se recibió por parte de Afinia un número significativamente menor de solicitudes de expedición de Paz y Salvo para el cambio de comercializador, el porcentaje de solicitudes atendidas por fuera de los términos regulatorios fue superior al del año 2024, sin ser el de este último nada despreciable. La distribución de las solicitudes atendidas por fuera del tiempo que establece la regulación se muestra en la **Figura 117**.

Figura 117. Evolución de las respuestas a las solicitudes de expedición de Paz y Salvo para cambio de comercializador atendidas en más de 5 días – Afinia



Fuente: Afinia – Elaboración DTGE.

Finalmente, cabe agregarse que, el artículo 47 del Reglamento de Comercialización consagra:

ARTÍCULO 47. PROGRAMACIÓN DE VISITAS DE REVISIÓN CONJUNTA.

Para la realización de visitas que requieran la presencia del operador de red y

del comercializador, el agente interesado deberá solicitar la visita al otro agente, mediante comunicación escrita.

El agente cuya presencia sea solicitada deberá notificar la fecha y hora de la visita, por un medio expedito como correo electrónico o fax, en un plazo no mayor a dieciocho (18) horas contadas desde el recibo de la solicitud. *La visita deberá realizarse dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes al recibo de la solicitud, o en el plazo definido de común acuerdo entre los dos agentes (...)* (negrilla y subrayado fuera de texto).

Al respecto, en el espacio de evaluación sostenido con la empresa Afinia, se evidencia que las disposiciones establecidas en el citado artículo no son cumplidas. En particular, si bien la empresa suele atender a las solicitudes de visitas conjuntas, la empresa no tiene evidencia de atender a estas «*por un medio expedito como correo electrónico o fax, en un plazo no mayor a dieciocho (18) horas contadas desde el recibo de la solicitud*». Razón por la cual se le exhorta a la empresa a ajustar los procedimientos para atender estos aspectos evaluados en los términos y plazos establecidos.

6.5. Código de Medida

Como primera medida se relacionan las fronteras comerciales representadas por Afinia para la vigencia 2024, la distribución de estas se presenta en la **Tabla 103**.

**Tabla 103. Fronteras comerciales con reporte al ASIC representadas por AFINIA
2024, contenidas en el ASIC.**

| Representante de frontera | Frontera Comercialización tipo entre agentes y usuarios | Frontera Generación | Frontera Comercialización entre agentes | Frontera de distribución | Total |
|---------------------------|---|---------------------|---|--------------------------|-------|
| Afinia | 440 | 0 | 54 | 183 | 667 |

Fuente: XM – Elaboración DTGE.

La información reportada en la Tabla anterior corresponde a la información que reposa en XM en su función de ASIC. Cabe agregar que, previo a la visita evaluación a la empresa, se solicitó remitir una base de datos que contenga el listado de fronteras comerciales con reporte al ASIC para las cuales AFINIA ejerce como Representante de Frontera (RF), sin embargo, esta información difiere de la base de datos que maneja la DTGE obtenida del ASIC. Como diferencias relevantes se tiene que Afinia reporta 57 fronteras tipo Entre Agentes, mientras que en el ASIC para 2024 se tiene registro de 54. Por otro lado, Afinia reporta 413 fronteras tipo Entre Agentes y Usuarios, mientras que en la base de datos del ASIC se tiene registro de 440 de estas fronteras. Afinia no remite información de las fronteras de distribución.

Respecto de las disposiciones del Código de Medida sobre las cuales la empresa Afinia es «Representante de Frontera (RF)» se revisaron varios aspectos los cuales se irán desarrollando a lo largo de esta sección.

6.6. Fronteras de distribución

En primer lugar, como se mencionó previamente, se solicitó a la empresa previo a la visita de evaluación, una base de datos de las fronteras comerciales de las cuales es

RF. Sobre los aspectos revisados de los elementos de los sistemas de medición no se encontraron aspectos que llamaran la atención, sin embargo, lo que sí se recalca es el hecho de que en la base de datos remitida por Afina no se encontraba la relación de las «fronteras de distribución». Afina argumenta que dicha situación obedece a que, a criterio de la empresa, las «fronteras de distribución» no son «fronteras comerciales» y por tal razón no le reportaron de las fronteras de distribución a la SSPD.

Respecto de lo anterior, es importante dejar claridad sobre lo que establece la regulación en cuanto a las «fronteras comerciales». El artículo 2 de la Resolución CREG 038 de 2014 las define como sigue:

ARTÍCULO 2o. DEFINICIONES. Para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en la (sic) leyes 142 y 143 de 1994 y en resoluciones vigentes, las siguientes:

(...)

Frontera comercial: *Corresponde al punto de medición asociado al punto de conexión entre agentes o entre agentes y usuarios conectados a las redes del Sistema de Transmisión Nacional o a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local o entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR. Cada agente en el sistema puede tener una o más fronteras comerciales.*

(...)

Frontera de distribución: *Corresponde al punto de medición entre niveles de tensión de un mismo OR que permite establecer la energía transferida entre estos (negrilla y subrayado fuera de texto).*

Así las cosas, para claridad conceptual del caso, la Resolución CREG 038 de 2014 asocia a las Fronteras de Distribución a los puntos de medición de niveles de tensión de un mismo Operador de Red (OR), y, por su parte, la definición de Fronteras Comerciales, cobija a los puntos de medición entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR, en ese sentido, una frontera de distribución hace parte de lo que se define como una «Frontera Comercial».

Hecho el paréntesis anterior, y en atención a que la empresa no remitió información sobre las fronteras de distribución, se solicitó remitir sobre estas las hojas de vida completas de 162 fronteras para validar el cumplimiento respecto de los documentos que sobre estas se debe mantener y sobre las características de los elementos de los sistemas de medición.

De manera particular, se presenta un reporte del estado de los certificados de calibración de los transformadores de medida en atención a lo consagrado en el artículo 11 del Código de Medida, el cual consagra:

ARTÍCULO 11. CALIBRACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN. *Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben someterse a **calibración antes de su puesta en servicio.***

*La **calibración** debe realizarse en laboratorios acreditados por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC) con base en los requisitos*

contenidos en la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

(...)

*PARÁGRAFO 1o. Para el caso de los transformadores de tensión y corriente se aceptan los **certificados de calibración** suministrados por el fabricante siempre y cuando estos provengan de laboratorios que se encuentren acreditados de acuerdo con la norma NTC-ISO-IEC 17025 o la norma internacional equivalente o aquella que la modifique, adicione o sustituya, así como los requisitos legales aplicables (negrilla fuera de texto).*

(...)

El reporte de las fronteras con novedades se presenta en la **Tabla 104**.

Tabla 104. Reporte de las fronteras de distribución sin certificados de calibración.

| Nombre de la frontera | Certificados de calibración TC | Certificados de calibración TP | Observaciones |
|--------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---|
| S/E EL CARMEN T1 66 kV | Sí | No | No cuenta con ningún tipo de certificado para los TP. En el informe de la verificación inicial aparece como si estos tuvieran «Pruebas de Rutina» |
| S/E CHINU PLANTA T2 34.5 kV | No | No | Sin certificados de calibración para TC y TP. En el informe de verificación inicial se reporta la existencia de estos. |
| S/E GAMBOTE T1 66 kV | Sí | No | No cuenta con ningún tipo de certificado para los TP. |

| Nombre de la frontera | Certificados de calibración TC | Certificados de calibración TP | Observaciones |
|------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--|
| | | | En el informe de la verificación inicial aparece como si tuviera certificados. |
| S/E CODAZZI T2 110 kV | Sí | No | No cuenta con ningún tipo de certificado para los TP. En el informe de la verificación inicial aparece como si tuviera Pruebas de Rutina |
| S/E VALLEDUPAR T9 110 kV | Sí | No | No cuenta con ningún tipo de certificado para los TP. En el informe de la verificación inicial aparece como si tuviera Pruebas de Rutina |
| S/E VALLEDUPAR T3 34.5 kV | No | Sí | No cuenta con ningún tipo de certificado para los TC. En el informe de la verificación inicial aparece como si tuviera Pruebas de Rutina |
| STN LN735 110KV PLANETA RICA | Sí | No | No cuenta con ningún tipo de certificado para los TP. No se reportan en la verificación inicial y aun así aparece conforme. |

Fuente: Afinia. Elaboración DTGE.

En la Tabla 23 se reportan las fronteras que, según la información evidenciada en las hojas de vida de las fronteras de distribución, no cumplen con el citado artículo 11 del Código de Medida.

6.7. *Mantenimientos*

Adicionalmente, se requirió a la empresa remitir un informe que dé cuenta de los mantenimientos a los elementos del sistema de medición de las fronteras sobre las cuales Afinia es el RF, de conformidad con el artículo 28 del Código de Medida, el cual establece que:

ARTÍCULO 28. MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución, el mantenimiento de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC es responsabilidad del agente que representa la frontera comercial y del usuario (...) (negrilla fuera de texto)

Al respecto, de las 623 fronteras comerciales reportadas por la empresa en la base de datos, se reportaron **8 fronteras que no cumplen con el plan de mantenimientos** respecto de las calibraciones de los medidores, tanto el principal como el de respaldo, 4 de ellas correspondientes a fronteras entre agentes, dos de ellas a fronteras entre agentes y usuarios y las otras dos correspondientes a fronteras de distribución. La relación de fronteras se reporta en la **Tabla 105**.

Tabla 105. Reporte de fronteras que incumple con los mantenimientos.

| NOMBRE DE LA FRONTERA |
|-------------------------------------|
| S/E VALLEDUPAR T3 34.5 kV |
| S/E SIERRA FLOR T1 110 kV |
| SE BOSQUE TRAF0 04 A 220 kV |
| STN T1 500 kV LA LOMA |
| STN T2 500 kV LA LOMA |
| TRANSELCA VALLEDUPAR LN 748 |
| HOTEL ESTELAR INTERCONTINENTAL CALI |
| HOTEL ESTELAR VILLAVICENCIO |

Fuente: Afinia. Elaboración DTGE.

Lo anterior da cuenta de las acciones que, de manera inmediata, debe tomar la empresa para que el 100% de sus fronteras se encuentren al día en cumplimiento del citado artículo 28 del Código de Medida.

6.8. Sincronización de los relojes

El artículo 16 del Código de Medida establece el desfase máximo permitido de los relojes de los medidores respecto de la hora oficial para Colombia: para los tipos de punto de medición 1 y 2, el desfase máximo permitido es de 30 segundos y para los tipos de puntos de medición 3, 4 y 5, el desfase máximo permitido es de 60 segundos.

Así las cosas, en un primer ejercicio de evaluación, se le solicitó a la empresa realizar la interrogación a una muestra de fronteras para 1) verificar que hubiera comunicación con las fronteras y 2) verificar la hora de los relojes de los medidores. De la muestra, todas las fronteras respondieron a las llamadas, sin embargo, se notaron desfases importantes en la mayoría de los relojes de los medidores en comparación con la hora del computador.

Adicionalmente, se verificó en terreno, principalmente en algunas fronteras de distribución, el reloj de los medidores respecto de la hora oficial de Colombia, algunos ejemplos se muestran a continuación (Ver Figura 118 a Figura 121)

Figura 118. Medidor principal SE Tolú Viejo.



Fuente: DTGE.

Desfase 55 segundos.

Figura 119. Medidor principal SE María la Baja T1.



Fuente: DTGE.

Desfase 54 segundos.

Figura 120. Medidor principal SE Boston 110 kV T1.



Fuente: DTGE.

Desfase 1 minuto y 32 segundos.

Figura 121. Medidor de respaldo SE Boston 110 kV T1.



Fuente: DTGE.

Desfase 1 minuto y 33 segundos.

En el mismo sentido, y de manera general, se encuentran desfases significativos en los relojes de otras fronteras verificadas durante la visita de evaluación razón por la que se exhorta a la empresa a ejercer un control más estricto para dar cumplimiento a este aspecto.

6.9. *Artículo 19*

Finalmente, se busca evaluar el cumplimiento del artículo 19 del Código de Medida el cual establece:

ARTÍCULO 19. UBICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES. El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador (...).

Así las cosas, cabe aclarar que, mediante comunicación del 1 de abril de 2024, se requirió a Afinia para que remitiera la base de datos de los usuarios que cumplieran con la condición estar conectados a través de un transformador. Sin embargo, solo hasta el 10 de enero de 2025 se dio respuesta al requerimiento, peor aún, se evidencia que la información remitida no atiende con exactitud a los requerimientos hechos por la DTGE. Situación que se socializa con la empresa en la visita de evaluación para que se remita la información requerida en los términos dados por la DTGE.

Uno de los aspectos que se resaltó fue que la empresa no remitió la base de datos completa ya que únicamente remitió información sobre las fronteras comerciales con reporte al ASIC, hecho que excluye a los demás usuarios con la condición de estar conectados mediante un transformador exclusivo.

Cabe aclarar que la base de datos quedó con fecha de entrega posterior a la fecha de elaboración del presente informe por lo que no se puede cuantificar con certeza el cumplimiento del citado artículo 19.

Sin embargo, de la base de datos remitida el 10 de enero de 2025, se extrajo un total de 22 fronteras las cuales no cumplen con lo consagrado en el artículo 19 del Código de Medida, aunque se reitera que el impacto total podrá cuantificarse una vez se remita por parte de la empresa la base de datos completa.

6.10. Fallas y cancelaciones

Al respecto, en respuesta a la solicitud por parte de la DTGE sobre las fronteras canceladas durante el año 2024 por incumplimientos a la regulación, la empresa remite una base de datos con 10 fronteras, 5 de ellas correspondientes a fronteras tipo entre Agentes y Usuarios, 3 fronteras tipo Distribución y 2 fronteras tipo Entre Agentes. Sin embargo, esta información se contrasta con la base extraída de XM donde se cuenta con un total de 16 fronteras, 8 del mercado no regulado, 2 de alumbrado público sin equipo de medida, 3 fronteras tipo Distribución y 3 fronteras tipo Entre Agentes.

Par las fronteras comerciales tipo Entre Agentes y Usuarios, cabe recordar lo establecido en el párrafo 2 del artículo 11

Parágrafo 2. En caso de que proceda la cancelación del registro de una frontera de comercialización para agentes y usuarios por las causales previstas en el numeral 1 de este artículo, los usuarios pasarán a ser atendidos por el Prestador de Última Instancia. En este caso se cancelará la frontera comercial y en forma simultánea se registrará una nueva frontera comercial a nombre del

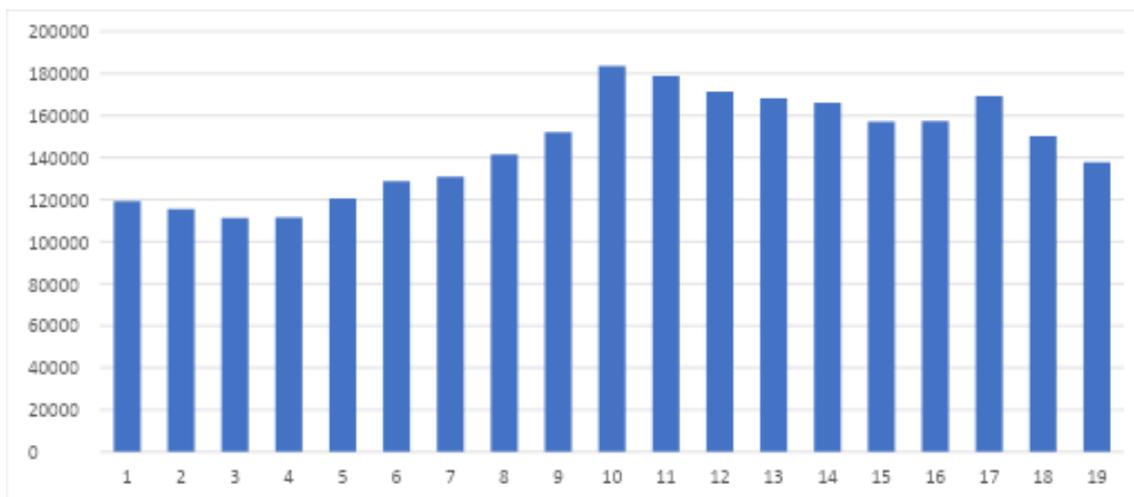
Prestador de Última Instancia, para lo cual se seguirá lo dispuesto en el artículo 13 de esta resolución.

Lo anterior da cuenta de las afectaciones que puede tener un usuario al cual se le cancela su frontera comercial por incumplimientos a la regulación toda vez que pasa a ser atendido en condiciones de mercado diferente lo que en últimas se traduce en una mayor tarifa final para dicho usuario.

6.11. Medición de Energía – Estimación del Consumo

Un hecho de alta preocupación tiene que ver con la estimación del consumo. Para los años 2023 y 2024, según la información reportada por parte de Afinia al SUI, se estimaron 1665139 facturas para el año 2023 y, 1105986 facturas entre enero y julio de 2024 (la empresa no tiene reportados los formatos de facturación en el SUI más allá del periodo reportado) distribuidas como se muestra en la **Figura 122**.

Figura 122. Evolución de las estimaciones del consumo por parte de Afinia.



Fuente: SUI. Elaboración DTGE.

Afinia cuenta con alrededor de 1600000 usuarios, así las cosas, en promedio la empresa estima casa mes el consumo de aproximadamente el 9% de usuarios. Esto, sin embargo, está en seguimiento de la SSPD para poder determinar el grado de cumplimiento o de incumplimiento a la medición real del consumo de los usuarios, para lo cual, una vez reportados y certificados en el SUI los formatos correspondientes a la caracterización y facturación de usuarios para los periodos pendientes de reporte, deberá la empresa justificar con los debidos soportes y en la ventana de tiempo que la SSPD lo estime, cada uno de los periodos que fueron sujetos de estimación por parte de la empresa para validar si las estimación se realizaron dentro las causales excepcionales que permite la ley.

6.12. Subsidios FOES y FSSRI

Según la información reportada en el SUI, en promedio para el 2024, CARIBEMAR., registró la atención de 1.633.241 usuarios pertenecientes a los mercados de comercialización CARIBEMAR fungiendo como comercializador incumbente.

Es pertinente indicar que el prestador atiende a los usuarios residenciales clasificados en los estratos: 1 (Residencial Bajo - Bajo), 2 (Residencial Bajo), 3 (Residencial –Medio - Bajo) 4 (medio), 5 (Medio – Alto) y 6 (Alto). En cuanto a los usuarios que ejercen actividades no residenciales atiende: Uso Industrial, Comercial y Oficial.

Teniendo en cuenta lo anterior, la *Tabla 106* muestra la siguiente información para las vigencias 2023 y 2024 con cierre en el mes de noviembre (teniendo en cuenta que para esta vigencia no ha reportado el mes de diciembre del formato TC1 Caracterización de Usuarios):

Tabla 106. Cantidad de usuarios al cierre de noviembre de 2023 y 2024 por Estrato/Sector/Mercado.

| Estrato/Us o | MERCADO CARIBEMAR | |
|-----------------|----------------------|------------------|
| | 2023 | 2024 |
| Estrato 1 | 923.773 | 959.533 |
| Estrato 2 | 376.845 | 381.914 |
| Estrato 3 | 123.674 | 126.370 |
| Estrato 4 | 38.506 | 39.645 |
| Estrato 5 | 18.292 | 19.036 |
| Estrato 6 | 16.563 | 16.712 |
| Industrial | 1.922 | 2.167 |
| Comercial | 79.672 | 82.003 |
| Oficial | 6.364 | 5.861 |
| Total | 1.585.611 | 1.633.241 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1 (19/05/2025) - ESP

Durante las vigencias 2023 y 2024, se ha registrado un aumento de 47.630 usuarios con corte a noviembre, pertenecientes a los estratos y usos que se muestran en la Tabla 25 equivalente a un incremento del 3%. Este crecimiento se observa principalmente en los estratos: 1, con un aumento total de 35.760 usuarios, seguido del estrato 5 con un incremento de 744 usuarios y del estrato 4, con un incremento de 1.139 usuarios.

En el uso no residencial, el mayor incremento se presenta en el sector “Industrial” con un incremento de 245 suscriptores equivalente a 13%, seguidos del sector “Comercial” que presenta un incremento de 2.331 suscriptores representado porcentualmente en 3%.

Cabe anotar que el sector “Oficial” presentó una variación negativa del -8% lo que equivale a 503 usuarios menos de este segmento para la vigencia 2024.

En lo que respecta a la mayor representatividad para los estratos residenciales, se puede establecer que el 58,8 % del total de usuarios residenciales pertenecen al estrato 1, seguido del estrato 2 y el estrato 3 con 23,4 % y 7,7 % respectivamente.

En cuanto a los usos no residenciales, la mayor representatividad de este segmento se encuentra en el uso comercial con el 5,0 % de usuarios pertenecientes a este uso.

De lo analizado anteriormente, se puede indicar que, de conformidad con la distribución de los usuarios atendidos por el prestador en los estratos socioeconómicos, para el mercado CARIBEMAR, en calidad de comercializador incumbente, se presenta un déficit en el balance del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI); dada la diferencia entre los recursos que se destinan a subsidiar el servicio público domiciliario de energía eléctrica a usuarios de bajos ingresos y las contribuciones que realizan usuarios de mayores ingresos para financiar esos subsidios. En otras palabras, se trata de una situación donde los ingresos generados por las contribuciones no son suficientes para cubrir los costos de los subsidios.

Por consiguiente, es un prestador deficitario que deberá gestionar mayores recursos de giros recibidos de otros prestadores no incumbentes o recursos de la nación con ocasión de lograr el equilibrio del fondo, considerando que la mayoría de los usuarios atendidos se encuentran en los estratos 1, 2 y 3, lo que se traduce en una mayor dependencia de recursos del fondo y una menor autogestión en aras de establecer el equilibrio para el pago de subsidios a partir de las contribuciones percibidas.

Así mismo, la empresa reporta para los meses de noviembre de 2023 y 2024, la siguiente información en la *Tabla 107* en cuanto a usuarios regulados y no regulados,

que incluye los usuarios de alumbrado público ubicados dentro de la tipología “Usuario No Regulado” como se muestra a continuación:

Tabla 107. Usuarios regulados y no regulados noviembre 2023-2024.

| Tipo Usuario | CARIBEMAR | |
|-----------------|----------------------------|----------------------------|
| | Usuarios noviembre 2023 | Usuarios noviembre 2024 |
| | Regulado | 1.323.130 |
| No Regulado | 542 | 337 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1-TC2 (19/05/2025)- ESP.

La información consolidada proviene del SUI de los formatos TC1. Inventario de Usuarios y TC2. Facturación de Usuarios. Al analizar el campo “Tipo Tarifa” para usuarios Regulados se presenta un incremento entre los años 2023 a 2024 del 13%; sin embargo, para los no Regulados se muestra un decrecimiento de -38%, para el 2024.

Lo anterior, si se considera el número de usuarios pertenecientes al estrato 1 y 3 no regulados, así como los usuarios de alumbrado público en la vigencia 2023, que correspondieron a 247, 88 y 76 respectivamente.

A continuación, en la *Tabla 108* se detallan los usuarios atendidos por estrato y en qué municipio se encuentran con cierre a noviembre 2024:

Tabla 108. Detalle de usuarios por municipio y estrato noviembre 2024.

| Municipio | Estra to 1 | Estra to 2 | Estra to 3 | Estra to 4 | Estra to 5 | Estra to 6 | Industri al | Comer cial | Ofici al | Total Gene ral |
|----------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|------------|----------|----------------|
| BOLIVAR | | | | | | | | | | |
| CARTAGENA DE INDIAS | 1172 2 | 3636 | 2102 | 1531 | 1830 | 2351 | 11217 | 4202 | 3258 | 41849 |
| ACHÍ | 3378 | 462 | 152 | 345 | 0 | 0 | 46 | 1710 | 1172 | 7265 |
| ALTOS DEL ROSARIO | 58 | 25 | 6 | 0 | 0 | 0 | 7 | 40 | 25 | 161 |
| ARENAL | 24 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 5 | 9 | 13 | 55 |
| ARJONA | 508 | 892 | 4554 | 4 | 0 | 0 | 910 | 649 | 977 | 8494 |
| ARROYOHO NDO | 427 | 11 | 42 | 0 | 0 | 0 | 146 | 238 | 147 | 1011 |
| BARRANCO DE LOBA | 14 | 14 | 47 | 0 | 0 | 0 | 4 | 19 | 61 | 159 |
| CALAMAR | 9 | 3 | 11 | 0 | 0 | 0 | 5 | 6 | 7 | 41 |
| CICUCO | 602 | 4260 | 1386 | 0 | 0 | 0 | 1863 | 490 | 3287 | 11888 |
| CÓRDOBA | 74 | 87 | 28 | 0 | 0 | 0 | 116 | 171 | 22 | 498 |
| CLEMENCIA | 1 | 1 | 2 | 1 | 0 | 0 | 4 | 1 | 1 | 11 |
| EL CARMEN DE BOLÍVAR | 1321 | 1742 | 991 | 51 | 0 | 0 | 235 | 9351 | 184 | 13875 |
| EL GUAMO | 47 | 1 | 4 | 0 | 0 | 0 | 5 | 35 | 83 | 175 |
| EL PEÑÓN | 7912 | 2754 | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 19718 | 258 | 30647 |
| HATILLO DE LOBA | 830 | 326 | 344 | 0 | 0 | 0 | 1 | 653 | 3218 | 5372 |
| MAGANGUÉ | 8277 | 1678 | 959 | 116 | 0 | 0 | 534 | 4523 | 1899 | 17986 |
| MANATÍ | 2 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 3 | 3 | 8 | 18 |
| MAHATES | 16 | 7 | 197 | 37 | 0 | 0 | 109644 | 6405 | 12 | 11631 8 |
| MARGARITA | 2959 | 903 | 309 | 0 | 0 | 0 | 1 | 369 | 773 | 5314 |
| MARÍA LA BAJA | 1009 | 6 | 366 | 14 | 0 | 0 | 769 | 3032 | 7 | 5203 |
| MONTECRIS TO | 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 20 | 4 | 30 |
| SANTA CRUZ DE MOMPOX | 3724 | 1898 | 187 | 0 | 0 | 0 | 24 | 4265 | 1517 | 11615 |
| MORALES | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 7 | 17 |
| NOROSÍ | 6 | 0 | 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 15 | 43 |
| PINILLOS | 343 | 765 | 787 | 0 | 0 | 0 | 5 | 12554 | 4055 | 18509 |
| RÉGIDOR | 54 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 20 | 101 | 24 | 203 |
| RÍO VIEJO | 19 | 1 | 11 | 0 | 0 | 0 | 1 | 16 | 22 | 70 |
| SAN CRISTÓBAL | 2 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 2 | 1 | 11 |
| SAN ESTANISLAO | 3406 | 1031 | 2187 | 2 | 0 | 0 | 2589 | 2 | 1215 | 10432 |
| SAN FERNANDO | 715 | 450 | 533 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1440 | 431 | 3569 |
| SAN JACINTO | 16 | 9 | 2 | 4 | 0 | 0 | 19 | 17 | 7 | 74 |

| Municipio | Estra to 1 | Estra to 2 | Estra to 3 | Estra to 4 | Estra to 5 | Estra to 6 | Industri al | Comer cial | Ofici al | Total Gene ral |
|--------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|------------|----------|----------------|
| SAN JACINTO DEL CAUCA | 14 | 8 | 3 | 0 | 0 | 0 | 2 | 5 | 3 | 35 |
| SAN JUAN NEPOMUCENO | 4871 | 3316 | 1183 | 9 | 0 | 0 | 761 | 3182 | 96 | 13418 |
| SAN MARTÍN DE LOBA | 34 | 24 | 14 | 0 | 0 | 0 | 14 | 94 | 65 | 245 |
| SAN PABLO | 15 | 7 | 6 | 0 | 0 | 0 | 3 | 4 | 8 | 43 |
| SANTA CATALINA | 3146 | 1728 | 503 | 201 | 0 | 0 | 96 | 3372 | 4208 | 13254 |
| SANTA ROSA | 75 | 11 | 1 | 109 | 0 | 0 | 16 | 21 | 8 | 241 |
| SANTA ROSA DEL SUR | 85 | 52 | 6 | 0 | 0 | 0 | 7 | 26 | 86 | 262 |
| SIMITÍ | 2406 | 250 | 214 | 0 | 0 | 0 | 216 | 3665 | 866 | 7617 |
| SOPLAVIENTO | 14 | 14 | 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 3 | 11 | 59 |
| TALAIGUA NUEVO | 72 | 31 | 21 | 0 | 0 | 0 | 4 | 933 | 4141 | 5202 |
| TIQUISIO | 663 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2685 | 47 | 3395 |
| TURBACO | 988 | 156 | 427 | 126 | 257 | 0 | 173 | 1217 | 319 | 3663 |
| TURBANÁ | 50 | 11 | 6 | 6 | 0 | 0 | 7 | 52 | 4 | 136 |
| VILLANUEVA | 9 | 12 | 5 | 1 | 0 | 0 | 10 | 7 | 6 | 50 |
| ZAMBRANO | 2 | 1 | 7 | 0 | 0 | 0 | 7 | 6 | 3 | 26 |
| CESAR | | | | | | | | | | |
| VALLEDUPAR | 6891 | 4611 | 165 | 679 | 58 | 40 | 1565 | 6265 | 6599 | 26873 |
| AGUSTÍN CODAZZI | 14 | 7 | 5 | 0 | 0 | 2 | 7 | 18 | 35 | 88 |
| ASTREA | 358 | 653 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1393 | 6339 | 5452 | 14195 |
| BECERRIL | 25 | 28 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 | 135 | 99 | 352 |
| BOSCONIA | 15 | 15 | 2 | 6 | 0 | 0 | 21 | 10 | 17 | 86 |
| CHIMICHAGUA | 2489 | 7843 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 4054 | 669 | 15065 |
| CHIRIGUANÁ | 762 | 7503 | 425 | 0 | 0 | 0 | 110 | 8428 | 470 | 17698 |
| CURUMANÍ | 1800 | 920 | 1 | 0 | 0 | 0 | 4 | 618 | 3404 | 6747 |
| EL COPEY | 624 | 3153 | 30 | 0 | 0 | 0 | 1294 | 477 | 841 | 6419 |
| EL PASO | 63 | 36 | 0 | 1 | 0 | 0 | 170 | 60 | 25 | 355 |
| LA GLORIA | 7 | 10 | 1 | 0 | 0 | 0 | 10 | 9 | 4 | 41 |
| LA JAGUA DE IBIRICO | 8526 4 | 539 | 183 | 0 | 0 | 0 | 3414 | 10415 | 749 | 10056 4 |
| MANAURE Balcón DEL CESAR | 17 | 2 | 127 | 14 | 0 | 0 | 0 | 36 | 7 | 203 |
| PAILITAS | 80 | 293 | 0 | 0 | 0 | 0 | 50 | 66 | 11 | 500 |
| PELAYA | 8 | 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 3 | 9 | 33 |

| Municipio | Estra to 1 | Estra to 2 | Estra to 3 | Estra to 4 | Estra to 5 | Estra to 6 | Industri al | Comer cial | Ofici al | Total Gene ral |
|---------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|------------|-----------|----------------|
| PUEBLO BELLO | 7 | 2 | 1 | 0 | 0 | 0 | 3 | 6 | 2 | 21 |
| LA PAZ | 3283 | 180 | 1109 | 61 | 0 | 0 | 75 | 1208 | 532 | 6448 |
| SAN DIEGO | 195 | 225 | 5 | 0 | 0 | 0 | 8 | 159 | 105 | 697 |
| TAMALAMEQ UE | 1992 | 530 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 | 457 | 228 | 3215 |
| CORDOBA | | | | | | | | | | |
| MONTERÍA | 1208 | 6527 | 1497 3 | 58 | 658 | 1174 | 794 | 10461 | 1642 | 37495 |
| AYAPEL | 6083 | 1497 | 2663 6 | 2 | 0 | 238 | 1530 | 1173 | 1100 | 38259 |
| BUENAVISTA | 313 | 1004 | 8633 | 632 | 49 | 81 | 393 | 6365 | 395 | 17865 |
| CANALETE | 139 | 327 | 0 | 0 | 0 | 0 | 10 | 134 | 32 | 642 |
| CERETÉ | 878 | 1070 | 3643 | 2 | 0 | 470 | 9046 | 3356 | 1949 4 | 37959 |
| CHIMÁ | 371 | 705 | 93 | 54 | 0 | 0 | 14 | 908 | 15 | 2160 |
| CHINÚ | 1295 | 1009 | 5 | 0 | 0 | 0 | 21 | 341 | 199 | 2870 |
| CIÉNAGA DE ORO | 2229 | 2811 | 168 | 392 | 0 | 0 | 13416 | 6034 | 2926 | 27976 |
| COTORRA | 491 | 123 | 68 | 0 | 0 | 0 | 95 | 324 | 233 | 1334 |
| LA APARTADA | 12 | 10 | 3 | 4 | 0 | 2 | 9 | 37 | 13 | 90 |
| LORICA | 809 | 3364 | 1899 | 12 | 0 | 0 | 81 | 30069 | 339 | 36573 |
| LOS CÓRDOBAS | 4493 | 2422 | 324 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5839 | 1988 | 15066 |
| MOMIL | 57 | 27 | 9 | 40 | 0 | 0 | 29 | 82 | 26 | 270 |
| MONTELÍBANO | 744 | 588 | 370 | 521 | 3 | 6 | 2 | 169 | 1876 | 4279 |
| MOÑITOS | 390 | 285 | 13 | 0 | 0 | 0 | 329 | 543 | 21 | 1581 |
| PLANETA RICA | 1830 | 672 | 1132 | 1349 9 | 1029 | 21 | 933 | 23233 | 2274 | 44623 |
| PUEBLO NUEVO | 1426 | 1308 | 1554 | 411 | 1791 3 | 209 | 2334 | 1217 | 1548 | 27920 |
| PUERTO ESCONDIDO | 584 | 167 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 324 | 109 | 1189 |
| PUERTO LIBERTADOR | 1844 | 3075 | 1280 | 4 | 0 | 2 | 336 | 6196 | 1230 | 13967 |
| PURÍSIMA DE LA CONCEPCIÓN | 61 | 51 | 7 | 0 | 0 | 0 | 58 | 23 | 52 | 252 |
| SAHAGÚN | 5837 | 2215 | 750 | 641 | 35 | 4 | 268 | 12804 | 1441 | 23995 |
| SAN ANDRÉS DE SOTAVENTO | 61 | 110 | 7 | 0 | 0 | 0 | 1 | 66 | 2 | 247 |
| SAN ANTERO | 3674 | 2806 | 5023 | 2 | 0 | 0 | 4715 | 536 | 1513 | 18269 |

| Municipio | Estra to 1 | Estra to 2 | Estra to 3 | Estra to 4 | Estra to 5 | Estra to 6 | Industral | Comercial | Oficial | Total General |
|-----------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-----------|-----------|---------|---------------|
| SAN BERNARDO DEL VIENTO | 72 | 65 | 11 | 4 | 1 | 0 | 19 | 47 | 5 | 224 |
| SAN CARLOS | 2965 | 1108 | 496 | 71 | 0 | 0 | 350 | 2035 | 304 | 7329 |
| SAN JOSÉ DE URÉ | 132 | 93 | 37 | 30 | 0 | 0 | 5 | 21 | 26 | 344 |
| SAN PELAYO | 2916 | 1086 | 412 | 0 | 0 | 0 | 1365 | 5283 | 1888 | 12950 |
| TIERRALTA | 4529 | 2298 | 1 | 0 | 0 | 0 | 8 | 890 | 141 | 7867 |
| TUCHÍN | 361 | 421 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 392 | 50 | 1224 |
| VALENCIA | 3909 | 19 | 2 | 1 | 0 | 0 | 1 | 31 | 38 | 4001 |
| LA GUAJIRA | | | | | | | | | | |
| LA JAGUA DEL PILAR | 7903 | 189 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1706 | 238 | 10036 |
| MAGDALENA | | | | | | | | | | |
| ALGARROBO | 329 | 1134 | 0 | 0 | 0 | 0 | 590 | 2839 | 1445 | 6337 |
| ARIGUANÍ | 46 | 9 | 6 | 0 | 0 | 0 | 2 | 29 | 14 | 106 |
| CHIVOLO | 7 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 8 |
| EL BANCO | 1587 | 550 | 82 | 1 | 0 | 0 | 386 | 1156 | 859 | 4621 |
| GUAMAL | 4204 | 4609 | 680 | 0 | 0 | 0 | 4 | 1382 | 653 | 11532 |
| NUEVA GRANADA | 20 | 186 | 2 | 0 | 0 | 0 | 23 | 18 | 57 | 306 |
| PIJIÑO DEL CARMEN | 8 | 2 | 3 | 0 | 0 | 0 | 11 | 12 | 5 | 41 |
| PLATO | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| SABANAS DE SAN ÁNGEL | 594 | 1530 | 45 | 0 | 0 | 0 | 106064 | 4199 | 3620 | 11605 2 |
| SAN SEBASTIÁN DE BUENAVISTA | 146 | 60 | 100 | 0 | 0 | 0 | 8 | 110 | 55 | 479 |
| SAN ZENÓN | 1364 | 685 | 2294 | 0 | 0 | 0 | 13 | 1054 | 5133 | 10543 |
| SANTA ANA | 13 | 10 | 7 | 0 | 0 | 0 | 13 | 23 | 31 | 97 |
| SANTA BÁRBARA DE PINTO | 7 | 2 | 6 | 0 | 0 | 0 | 1 | 8 | 3 | 27 |
| SUCRE | | | | | | | | | | |
| SINCELEJO | 1275 | 662 | 7 | 2 | 31 | 27 | 120 | 6674 | 171 | 8969 |
| BUENAVISTA | 4 | 3 | 5 | 0 | 0 | 0 | 6 | 5 | 2 | 25 |
| CAIMITO | 6857 | 1085 | 6603 | 0 | 0 | 2 | 503 | 716 | 4785 | 20551 |
| COLOSÓ | 7 | 12 | 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 73 |
| COROZAL | 1093 | 1132 | 92 | 1 | 1 | 0 | 58 | 3925 | 471 | 6773 |
| COVEÑAS | 15 | 38 | 2 | 4 | 0 | 0 | 13 | 11 | 11 | 94 |
| CHALÁN | 26 | 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 6 | 46 |
| EL ROBLE | 422 | 2115 | 1 | 0 | 0 | 0 | 199 | 674 | 6150 | 9561 |
| GALERAS | 946 | 457 | 0 | 0 | 0 | 0 | 183 | 704 | 50 | 2340 |

| Municipio | Estra to 1 | Estra to 2 | Estra to 3 | Estra to 4 | Estra to 5 | Estra to 6 | Industri al | Comer cial | Ofici al | Total Gene ral |
|-----------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|------------|----------|----------------|
| GUARANDA | 21 | 5 | 5 | 0 | 0 | 0 | 17 | 54 | 15 | 117 |
| LA UNIÓN | 2211 | 2643 | 4705 | 0 | 0 | 0 | 136 | 1039 | 1310 | 12044 |
| LOS PALMITOS | 152 | 38 | 0 | 0 | 0 | 0 | 46 | 203 | 73 | 512 |
| MAJAGUAL | 3847 | 1770 | 540 | 0 | 0 | 0 | 18 | 667 | 480 | 7322 |
| MORROA | 17 | 30 | 4 | 0 | 0 | 0 | 9 | 42 | 6 | 108 |
| OVEJAS | 2468 | 2623 9 | 167 | 0 | 0 | 0 | 609 | 9703 | 30 | 39216 |
| PALMITO | 127 | 157 | 0 | 0 | 0 | 0 | 150 | 88 | 86 | 608 |
| SAMPUÉS | 2501 | 6486 | 360 | 0 | 0 | 0 | 626 | 2826 | 1046 | 13845 |
| SAN BENITO ABAD | 182 | 216 | 6 | 0 | 0 | 0 | 2 | 254 | 37 | 697 |
| SAN JUAN DE BETULIA | 5972 8 | 9929 | 0 | 0 | 0 | 0 | 929 | 105 | 1 | 70692 |
| SAN MARCOS | 4718 | 4615 | 8455 8 | 0 | 0 | 0 | 1716 | 5732 | 1107 | 10244 6 |
| SAN ONOFRE | 2972 1 | 2189 | 1 | 1 | 0 | 0 | 1102 | 2285 | 6158 | 41457 |
| SAN PEDRO | 574 | 237 | 165 | 0 | 0 | 0 | 115 | 453 | 2536 | 4080 |
| SAN LUIS DE SINCÉ | 11 | 22 | 2 | 2 | 0 | 0 | 8 | 24 | 7 | 76 |
| SUCRE | 1411 | 14 | 1704 | 0 | 0 | 0 | 3 | 556 | 811 | 4499 |
| SANTIAGO DE TOLÚ | 244 | 2565 | 1621 | 2 | 0 | 0 | 1501 | 28411 | 11 | 34355 |
| SAN JOSÉ DE TOLUVIEJO | 357 | 709 | 2 | 0 | 0 | 0 | 72 | 1227 | 209 | 2576 |

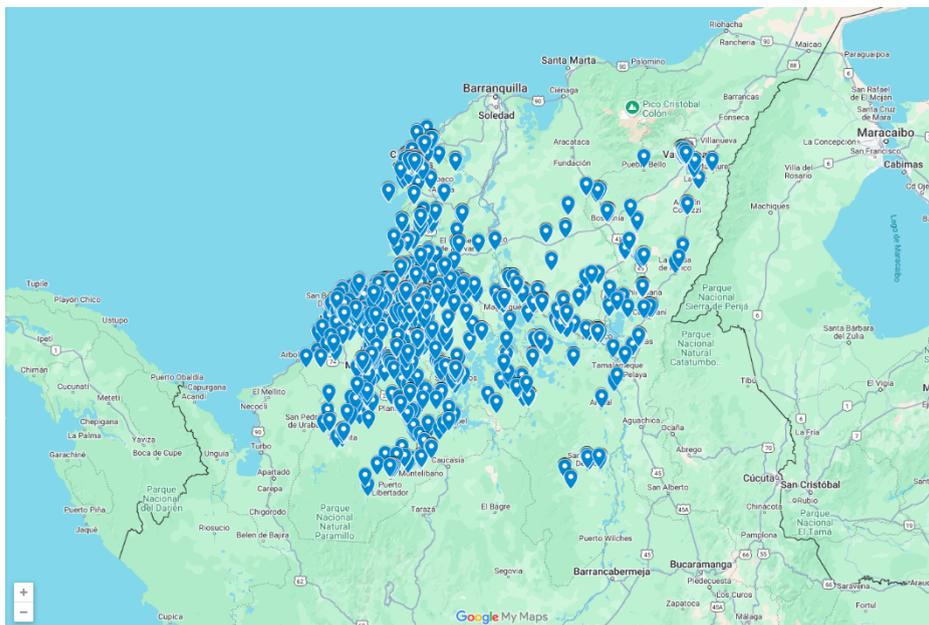
Fuente: Elaboración propia datos SUI (21/05/2025) – ESP

Como se puede observar en las tablas anteriores, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, representando el 49,58% del total atendido. Por otro lado, se observaron diferencias en el número de suscriptores en estratos residenciales y no residenciales sujetos a subsidio o contribución, conforme a la información recibida durante el desarrollo de la evaluación integral y la reportada en el SUI. Esta situación deberá ser revisada por el prestador, contrastando lo reportado en el formato **TC1**.

Inventario de usuarios.

A continuación, se muestra en la *Figura 123* la ubicación y distribución de los usuarios en los mercados atendidos por el prestador a nivel nacional en la vigencia 2024 conforme a lo reportado en SUI:

Figura 123. Área de Prestación atendida por CARIBEMAR., 2024



Fuente: Elaboración datos SUI – ESP <https://www.google.com/maps/>

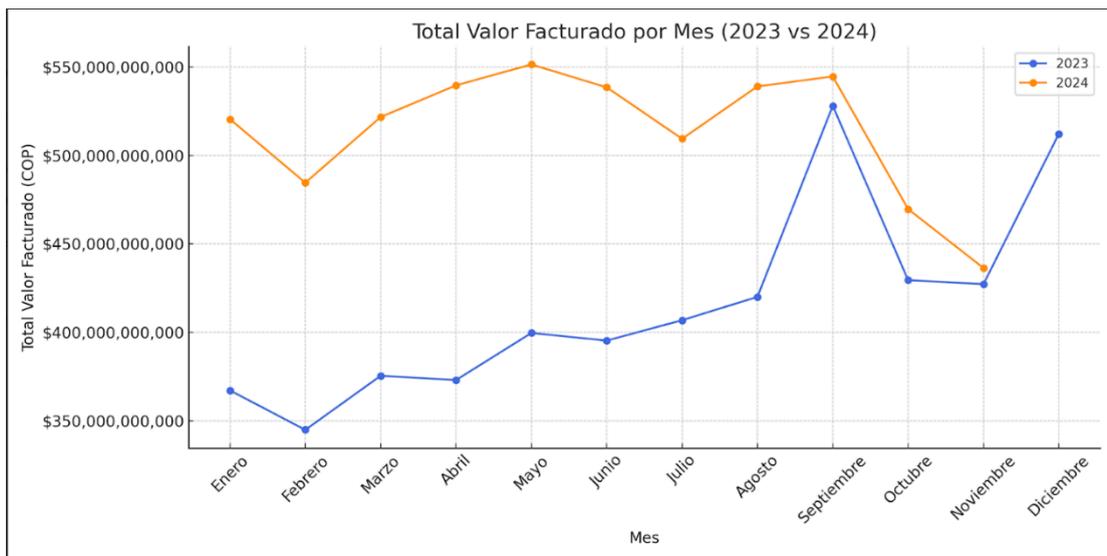
En la figura anterior se observa la ubicación de los municipios de forma gráfica donde CARIBEMAR., presta el servicio de energía eléctrica para los departamentos Bolívar, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena, Sucre, conforme con lo reportado por el prestador en el SUI.

Por otro lado, la facturación total de CARIBEMAR., para el año 2024 fue de \$ 5.691.021.609.400, lo cual significó un aumento en relación con el 2023 de \$ 816.686.465.911, sin embargo, valga advertir que el prestador al momento de la consulta de esta información extraída del formato TC2, no cuenta con el reporte de

este formato para el mes de diciembre de 2024, situación que conlleva a que el total facturado, corresponda a la información disponible en el SUI., dado lo anterior, se precisa un aumento porcentual presentado corresponde al 14.35% en la facturación total al comparar dichas vigencias.

El comportamiento de la facturación para las anualidades 2023 y 2024, se puede apreciar en la *Figura 124*:

Figura 124. Comparativo de facturación total CARIBEMAR., 2023-2024.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

El comportamiento en cuanto a la facturación presenta incremento constante en la anualidad 2023, principalmente en el mes de diciembre con un valor de facturación de \$ 512.247.170.092, presentando una variación positiva del 40% respecto al mes de enero de la mencionada vigencia.

Situación diferente se presenta para el 2024, si se considera el no reporte del mes de diciembre de dicha vigencia; sin embargo, al usar como mes de comparación y cierre

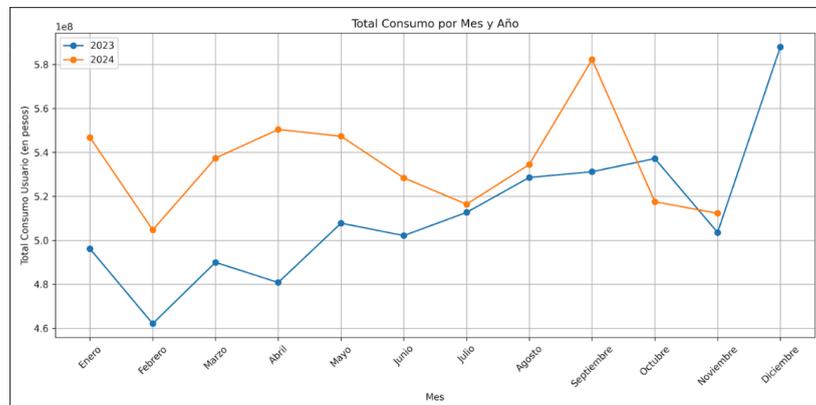
en noviembre, correspondiente a: \$ 471.372.251.616 lo que equivale a un decrecimiento cercano al -1% con relación al inicio de esta anualidad.

En cuanto a la comparación del consumo, como se observa en la *Figura 125*, un consumo estable para la vigencia 2023, siendo los meses con mayor consumo Agosto y octubre con valores de 550.426.578 kWh y 547.352.374 kWh respectivamente.

Respecto a la vigencia 2024, se registra un comportamiento más estable en comparación al 2023. El mes con mayor consumo se encuentra en diciembre, registrando un total de consumo de 588.005.356 kWh, seguido por el mes de junio con 582.253.970 kWh. Sin embargo, para esta vigencia se presenta fluctuaciones durante la anualidad.

Valga señalar que, no se cuenta con información del formato TC2 para el mes de diciembre de 2024, situación por la cual, solo se expone la información disponible en el SUI. No obstante lo anterior, el prestador deberá garantizar el reporte de la información faltante que afecta el análisis de la información oficial en la temática comercial.

Figura 125. Comparativo del consumo total kWh de CARIBEMAR, 2023 - 2024.

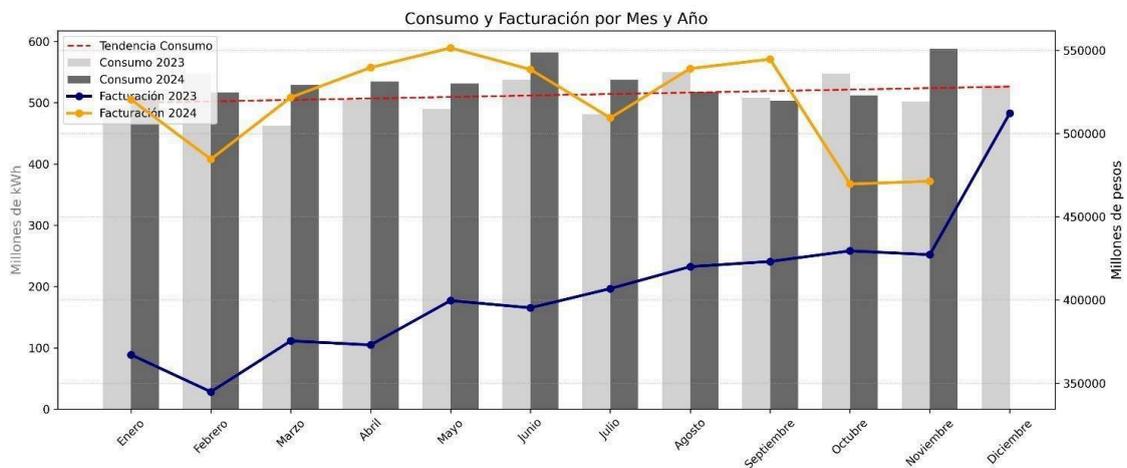


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Los comportamientos en consumos para las dos vigencias analizadas, no guardan estrecha relación directa con la variable “Valor Facturado”, situación por la cual se observan meses con mayores consumos con un valor facturado inferior inclusive a meses con una disminución en el total de consumos registrados.

De acuerdo a lo anterior, en la *Figura 126* sobre el consumo reportado respecto a la variable de “Valor Total Facturado” para la vigencia 2023, se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de diciembre, como se grafica en la convención “Lineal (CONSUMO)”.

Figura 126. Comparativo del consumo total kWh y total facturación de CARIBEMAR, 2023 - 2024.



Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP

6.12.1. Subsidios Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso -FSSRI.

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador CARIBEMAR, es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios

regulados y no regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 5 y 6, y en los sectores: comercial, industrial y oficial.

De la anterior clasificación, se encuentran suscriptores con beneficio de subsidios, así como usuarios sujetos de contribución. El prestador reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI) y contribuciones (FSSRI) correspondientes a las vigencias 2023 y 2024 de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

Resolución 20212200012515 del 26 de marzo de 2021. "Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN": TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria y S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

Para iniciar la revisión de la información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por el prestador en el marco de la presente integral, y la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, a la cual se le hace seguimiento, de acuerdo con las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a esta Superintendencia, y que fue extraída por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía del SUI.

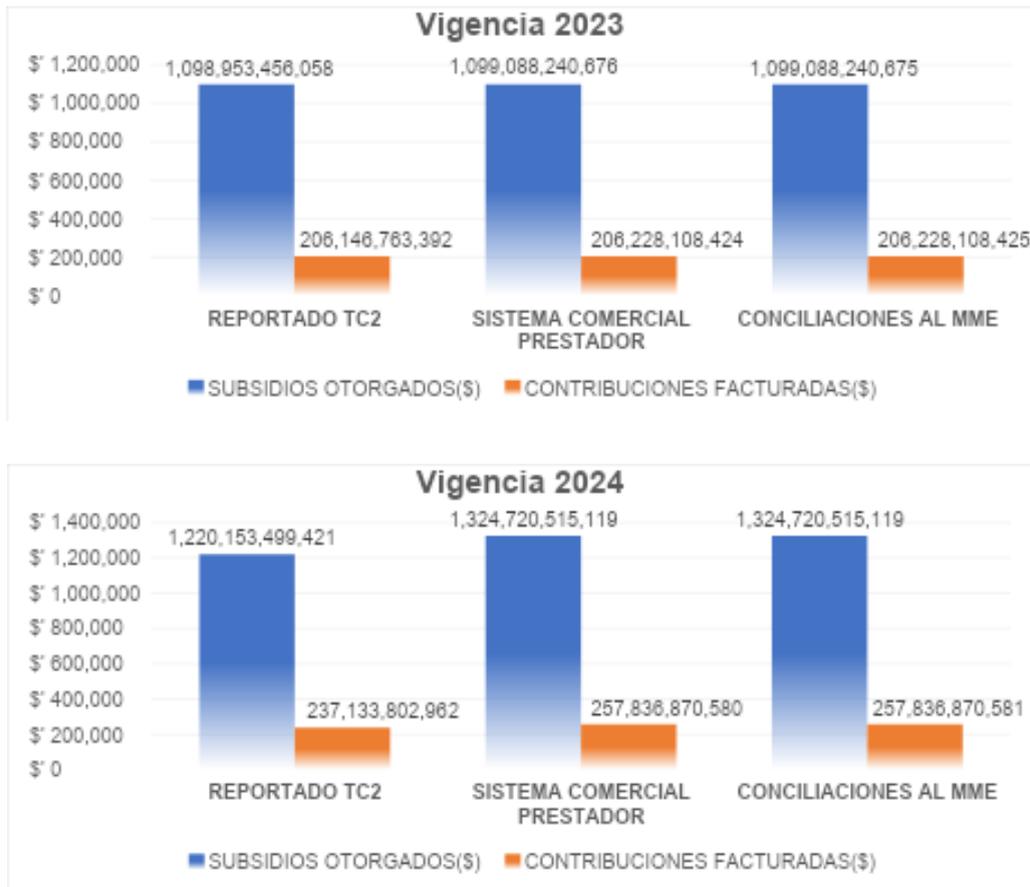
Para el desarrollo de este componente, se realizó verificación de la información para las vigencias 2023 y 2024, empleando la información proveniente de:

- La copia de las conciliaciones remitidas por el prestador, en el desarrollo de la presente evaluación integral.
- Información procedente del sistema comercial empleado por el prestador.
- Información reportada en el SUI a corte del 07 de abril de 2025.

Al realizar el contraste de la información, si bien en los valores mensuales de las variables de “Subsidios Otorgados” “Contribuciones Facturadas” y “Giros Recibidos”, mostraron concordancia con la información de las fuentes mencionadas anteriormente, se evidencian presuntas inconsistencias en los valores reportados por mercado en el Sistema Único de Información – SUI. Lo anterior plantea una asimetría de la información reportada en el SUI, respecto al sistema comercial empleado por el prestador titulado Sistema de Administración Comercial –OPEN SGC y en algunos casos a las conciliaciones remitidas al ministerio.

A continuación, en la *Figura 127*, se muestra la información de subsidios y contribuciones del prestador conforme a las tres fuentes de información mencionadas anteriormente.

Figura 127. Información de subsidios otorgados reportada por CARIBEMAR, en el SUI para las vigencias 2023 - 2024.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP (Sistema Comercial y Conciliaciones MME)

Tal como se observa en la *Figura 127*, el prestador presenta similitud en la información remitida conforme al sistema comercial empleado “Sistema de Administración Comercial –OPEN SGC” y las conciliaciones remitidas al Ministerio de Minas y Energía – Minenergía; sin embargo, al contrastar esta información con lo reportado en el SUI, se presenta variación en estas fuentes de información.

Sea pertinente indicar que, considerando la información recibida, sin notas técnicas, comentarios y/o explicaciones relacionados con la forma, modo y/o factores a

considerar respecto a la información aportada en el desarrollo de la presente evaluación integral. Considerando este hecho, se realizó la verificación con los cruces horizontal de múltiples variables conforme a la información recibida de forma estándar.

No obstante, según las aclaraciones brindadas por el prestador el 25 de abril del año en curso que aducían la necesidad de incorporar dentro del reporte de la SSPD para el análisis de las variables “Subsidios y Contribuciones”; y que de acuerdo a lo informado por el prestador en respuesta al requerimiento 101 del acta de visita del 8 al 11 de abril de 2025, los criterios técnicos tenidos en cuenta para determinar el valor de los subsidios y contribuciones corresponden a la información extraída de los formatos TC2 vs TC1 los cuales:

«(...) incluyen clientes de suministros que se comercializan en otros mercados. para cada periodo respectivamente.

Y para el cálculo del subsidio se realiza la siguiente operación en TC2: - Se suman los valores reportados en los campos 21 (Valor del Subsidio Usuario (\$)) del TC2 + Campo 22 (Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$)) + campo 65 (Valor de la Contribución o Subsidio recuperado (\$), SOLO LO RELACIONADO A SUBSIDIO). Considerando que las facturas Iniciales se suman con las reliquidaciones y se resta la información de las facturas Anuladas incluyendo los 3 tipos de anuladas relacionadas en el campo 5.

Para el cálculo de la contribución

Se suman los campos 26 (Valor de la Contribución (\$)) del TC2 + Campo 27 (Valor Refacturación de la Contribución (\$)) + campo 65 (Valor de la Contribución o Subsidio recuperado (\$), SOLO LO RELACIONADO A

CONTRIBUCIONES). Para determinar el valor se consideran las facturas Iniciales se suman con las reliquidaciones y se resta la información de las facturas Anuladas incluyendo los 3 tipos de anuladas relacionadas en el campo 5».

Dada la anterior aclaración, este informe incluye los ajustes de las métricas evaluadas por esta Dirección Técnica y por ende las diferencias y presuntas asimetrías de información proceden del reporte del prestador en el SUI y deberán ser subsanadas aclarando el origen de las mismas.

Ahora bien, durante el desarrollo de la evaluación integral, se dejó dentro de los compromisos revisar y sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación debido a las diferencias encontradas en los siguientes formatos:

- TC2. Facturación a Usuarios.
- S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES.
- S2. Giros Recibidos y Efectuados.

Pese al mencionado ajuste realizado en la extracción de la información del SUI, se mantienen algunas diferencias, de la información suministrada por el prestador inicialmente, al contrastarla con los demás formatos SUI, como se podrá apreciar en el presente desarrollo del capítulo de este informe.

A continuación, se presenta la información del SUI de la variable “Subsidios Otorgados” y “Contribuciones Facturadas” conforme a lo reportado por el prestador.

En la Tabla 28 se muestra información tomada del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: **5. Factura tipo: Facturación Inicial, 21. Valor Subsidio Usuario (\$), 22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$), Valor intereses mora sobre subsidios (\$), Valor Subsidio Recuperado (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

Tabla 109. Información de subsidios otorgados y contribuciones facturadas reportadas por CARIBEMAR., en el SUI para las vigencias 2023 - 2024.

| Periodo | Total Subsidio 2023 | Total Contribución 2023 | Total Subsidio 2024 | Total Contribución 2024 |
|----------------------|--|--|--|--|
| 1 | 83.404.477.901 | 16.034.636.552 | 114.322.115.883 | 21.666.634.857 |
| 2 | 82.800.201.846 | 14.235.601.523 | 110.100.229.534 | 20.435.064.617 |
| 3 | 86.844.276.452 | 15.223.837.670 | 116.304.744.626 | 22.179.889.858 |
| 4 | 86.163.219.237 | 15.248.060.737 | 118.409.069.751 | 22.518.916.810 |
| 5 | 90.093.033.843 | 16.154.167.567 | 117.158.432.339 | 21.670.063.058 |
| 6 | 89.302.233.586 | 16.740.439.043 | 121.436.871.141 | 21.467.083.841 |
| 7 | 91.571.211.627 | 17.117.342.838 | 112.016.330.334 | 21.645.981.790 |
| 8 | 92.905.653.456 | 19.901.598.820 | 119.399.727.252 | 22.630.172.103 |
| 9 | 93.221.617.298 | 19.111.508.565 | 99.323.623.728 | 24.622.166.273 |
| 10 | 93.711.409.899 | 17.916.711.798 | 94.132.245.266 | 19.211.966.887 |
| 11 | 97.024.406.684 | 17.807.352.834 | 97.550.109.567 | 19.085.862.868 |
| 12 | 111.911.714.229 | 20.655.505.445 | SIN REPORTE | SIN REPORTE |
| Total general | <u>1.098.953.456.05</u> 8 | <u>206.146.763.39</u> 2 | <u>1.220.153.499.42</u> 1 | <u>237.133.802.96</u> 2 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 - TC2 (19/05/2025)

Esta información de subsidios contempla el mercado de CARIBEMAR y los demás mercados que participan en subsidios otorgados y contribuciones facturadas; para el caso de subsidios otorgados se presentan los mercados CARIBEMAR con del 99,79% y el restante hace parte del mercado BOGOTA-CUNDINAMARCA (CREG 199/16) con solo el 0,21% de representatividad.

En cuanto a las contribuciones facturadas, se presentan los mercados de: CHOCÓ, BOYACÁ, ARAUCA, SANTANDER, NORTE DE SANTANDER, CALDAS, PEREIRA, QUINDIO, CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA, TULUA, CARTAGO, TOLIMA, HUILA, CAUCA, NARIÑO, META, CARIBE SOL, CELSIA-VALLE DEL CAUCA, CASANARE, ANTIOQUIA (CREG 078/07) con un porcentaje de representatividad inferior a 1,7%, frente al 94,59% de CARIBEMAR para el 2023.

Caso similar se presenta en la vigencia 2024, con subsidios otorgados del \$1.217.888.412.492 representando el 99.81% de los subsidios otorgados por parte de CARIBEMAR; respecto a la contribución facturada corresponde a \$227.937.133.577 los valores facturados por el mencionado mercado, que frente a los otros mercados tiene una representatividad del 96.12%.

Valga considerar que en el formato TC2 los valores de contribuciones facturadas consideradas en el ejercicio de validación corresponden a los campos **5. Factura tipo: Facturación Inicial, 26. Valor de la Contribución (\$), 27. Valor Refacturación de la Contribución (\$) Valor de la Contribución recuperado (\$) y 30. Valor intereses mora sobre contribuciones (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

De la anterior información presentada para Subsidios Otorgados y Contribuciones Facturadas, se consolidó la información y a continuación, se presenta los datos en una matriz de análisis horizontal de variables contenidos en la *Tabla 110* de la siguiente forma:

Tabla 110. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP 2024.

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| ENE RO | 157 | - | - | 7.392.03 3 | 7.392.03 3 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | 21.368.2 24 | 21.368.2 25 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 5.419.49 3 | 5.419.49 3 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 95.893.9 42 | 95.893.9 47 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | 28.724.6 40 | 28.724.6 42 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 19.749.4 59 | 19.749.4 60 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 5.466.52 9 | 5.466.52 9 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | 12.458.9 61 | 12.458.9 62 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 99.712.7 55 | 99.712.7 57 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 8.156.75 2 | 8.156.75 3 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | 35.975.1 29 | - | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 26.500.2 60 | 26.500.2 62 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----------------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 172 | - | - | 7.549.77 2 | 7.549.77 2 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | 9.660.60 1 | 9.660.60 1 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | 11.831.9 33 | 11.831.9 34 | - | - | - | - |
| | 176 | 208.20 2.635 | 208.20 2.636 | 272.854. 954 | 272.854. 959 | - | - | - | - |
| | 443 | 114.113 .913.24 8 | 114.115 .711.86 5 | 20.780.9 63.694 | 20.781.5 44.417 | 168.016. 107 | - | 1.052.96 6.250 | - |
| | 444 | | 2.230.2 27 | 174.746. 181 | 174.746. 189 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | 5.002.52 1 | 40.977.6 53 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | 5.381.27 9 | 5.381.28 0 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | 31.825.7 45 | 31.825.7 45 | - | - | - | - |
| | | | 114.322 .115.88 3 | 114.326 .144.72 8 | 21.666.6 34.857 | 21.667.2 15.613 | 168.016. 107 | 168.016. 141 | 1.052.96 6.250 |
| FEB RER O | 157 | - | - | 7.072.33 4 | 7.072.33 4 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | 19.309.7 74 | 19.309.7 74 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 5.103.99 2 | 5.103.99 2 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 90.708.5 15 | 90.708.5 15 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 161 | - | - | 26.838.7 95 | 26.838.7 95 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 18.375.8 15 | 18.375.8 15 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 5.355.15 4 | 5.355.15 4 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | 11.965.0 44 | 11.965.0 44 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 95.666.3 28 | 95.666.3 28 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 7.873.23 1 | 7.873.23 1 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | 36.241.0 70 | 36.241.0 70 | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 25.339.4 84 | 25.339.4 84 | - | - | - | - |
| | 172 | - | - | 7.336.74 7 | 7.336.74 7 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | 9.039.63 9 | 9.039.63 9 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | 10.708.9 46 | 10.708.9 46 | - | - | - | - |
| | 176 | 206.83 0.813 | 206.83 0.814 | 259.980. 022 | 259.980. 022 | - | - | - | - |
| | 443 | 109.89 3.398.7 21 | 109.89 4.623.8 86 | 19.595.3 79.932 | 19.595.3 79.932 | 241.258. 192 | - | 1.107.50 6.495 | - |
| | 444 | - | 2.096.0 65 | 163.433. 373 | 163.433. 373 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-------------------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 561 | - | - | 4.387.16 4 | 4.387.16 4 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | 5.100.85 5 | 5.100.85 5 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | 29.848.4 03 | 29.848.4 03 | - | - | - | - |
| | - | 110.100 .229.53 4 | 110.103 .550.76 5 | 20.435.0 64.617 | 20.435.0 64.617 | 241.258. 192 | 241.258. 237 | 1.107.50 6.495 | 1107506 492 |
| MA RZO | 157 | - | - | 6.574.84 3 | 6.574.84 3 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | 17.785.0 04 | 17.785.0 05 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 4.998.24 8 | 4.998.24 9 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 85.203.2 24 | 85.203.2 28 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | 24.898.1 24 | 24.898.1 25 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 16.995.0 94 | 16.995.0 95 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 5.056.22 3 | 5.056.22 4 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | 10.713.2 26 | 10.713.2 27 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 91.682.0 19 | 91.682.0 20 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 7.551.77 8 | 7.551.77 9 | - | - | - | - |

| MES | MERCADO | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|--------------|---------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|
| | | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) |
| | 169 | - | - | 34.243.938 | - | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 23.776.203 | 23.776.204 | - | - | - | - |
| | 172 | - | - | 7.127.085 | 7.127.085 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | 8.727.999 | 8.727.999 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | 10.938.159 | 10.938.159 | - | - | - | - |
| | 176 | 184.752.166 | 184.752.168 | 241.820.097 | 241.820.101 | - | - | - | - |
| | 443 | 116.119.992.460 | 116.123.126.460 | 21.388.914.208 | 21.389.679.151 | 259.825.913 | - | 2.159.237.648 | - |
| | 444 | - | 3.205.612 | 156.548.904 | 156.548.911 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | 3.825.281 | 38.069.223 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | 4.776.303 | 4.776.304 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | 27.733.898 | 27.733.899 | - | - | - | - |
| | - | 116.304.744.626 | 16.311.084.240 | 22.179.889.858 | 22.180.654.831 | 259.825.913 | 259.825.949 | 2.159.237.648 | 2159237751 |
| | - | 340.727.090.043 | 340.740.779.733 | 64.281.589.332 | 64.282.935.061 | 669.100.212 | 669.100.327 | 4.319.710.393 | 4319710523 |
| ABRIL | 157 | - | - | 6.791.627 | 6.791.627 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 158 | - | - | 19.069.0 28 | 19.069.0 30 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 5.389.35 1 | 5.389.35 1 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 90.771.4 28 | 90.771.4 32 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | 26.804.9 27 | 26.804.9 30 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 17.959.7 07 | 17.959.7 08 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 5.412.88 6 | 5.412.88 7 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | 11.860.9 67 | 11.860.9 68 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 97.644.5 69 | 97.644.5 70 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 7.935.96 5 | 7.935.96 6 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | 35.447.2 38 | - | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 25.553.3 82 | 25.553.3 84 | - | - | - | - |
| | 172 | - | - | 7.653.26 9 | 7.653.27 0 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | 9.155.53 8 | 9.155.53 9 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | 11.933.1 04 | 11.933.1 04 | - | - | - | - |

| MES | MERCADO | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|------|---------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--|--|--|--|
| | | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) |
| | 176 | 195.76 0.507 | 195.76 0.508 | 262.277. 322 | 262.277. 327 | - | - | - | - |
| | 443 | 118.213 .309.24 4 | 118.215 .227.81 0 | 21.672.7 70.524 | 21.673.4 79.905 | 231.908. 287 | - | 1.430.71 4.212 | - |
| | 444 | | 3.298.1 26 | 165.701. 125 | 165.701. 133 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | 4.069.08 0 | 39.516.3 21 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | 4.934.54 5 | 4.934.54 5 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | 29.781.2 28 | 29.781.2 29 | - | - | - | - |
| | - | 118.409 .069.75 1 | 118.414 .286.44 4 | 22.518.9 16.810 | 22.519.6 26.226 | 231.908. 287 | 231.908. 326 | 1.430.71 4.212 | 1430714 081 |
| MAYO | 157 | - | - | 7.317.08 3 | 7.317.08 4 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | 19.584.5 94 | 19.584.5 96 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 5.797.44 8 | 5.797.44 9 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 94.983.6 26 | 94.983.6 30 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | 28.198.0 71 | 28.198.0 73 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 18.126.0 04 | 18.126.0 05 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 5.442.20 9 | 5.442.20 9 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 164 | - | - | 12.142.539 | 12.142.540 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 98.681.071 | 98.681.072 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 7.927.241 | 7.927.242 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | 35.071.457 | - | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 26.590.801 | 26.590.803 | - | - | - | - |
| | 172 | - | - | 7.551.818 | 7.551.819 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | 9.441.520 | 9.441.520 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | 11.924.834 | 11.924.835 | - | - | - | - |
| | 176 | 217.906.845 | 219.070.056 | 275.862.390 | 275.862.397 | - | - | - | - |
| | 443 | 116.940.525.494 | 116.935.770.124 | 20.798.948.497 | 20.796.765.302 | 158.634.700 | - | 1.358.505.365 | - |
| | 444 | - | 2.829.442 | 166.592.469 | 166.592.478 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | 4.272.428 | 39.343.888 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | 4.806.075 | 4.806.075 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | 30.800.883 | 30.800.884 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | - | 117.158 .432.33 9 | 117.157 .669.62 2 | 21.670.0 63.058 | 21.667.8 79.901 | 158.634. 700 | 158.634. 722 | 1.358.50 5.365 | 1358505 409 |
| JUN IO | 157 | - | - | 7.042.09 6 | 7.042.09 7 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | 19.311.4 96 | 19.311.4 97 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 5.388.57 4 | 5.388.57 4 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 92.728.2 44 | 92.728.2 50 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | 27.158.9 00 | 27.158.9 02 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 16.449.1 42 | 16.449.1 43 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 5.408.82 4 | 5.408.82 4 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | 12.054.8 30 | 12.054.8 31 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 98.879.6 05 | 98.879.6 06 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 7.743.06 6 | 7.743.06 6 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | 34.412.5 39 | - | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 25.147.9 11 | 25.147.9 13 | - | - | - | - |
| 172 | - | - | 7.401.21 5 | 7.401.21 6 | - | - | - | - | |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 173 | | - | 9.290.47 0 | 9.290.47 1 | - | - | - | - |
| | 175 | | - | 11.506.1 93 | 11.506.1 94 | - | - | - | - |
| | 176 | 200.89 9.080 | 200.89 9.082 | 266.451. 193 | 266.451. 200 | - | - | - | - |
| | 443 | 121.23 5.972.0 61 | 121.23 8.323.7 24 | 20.615.8 51.267 | 20.610.7 67.989 | 577.980. 300 | - | 1.375.71 2.048 | - |
| | 444 | | 3.396.5 59 | 165.482. 909 | 165.482. 917 | - | - | - | - |
| | 561 | | - | 3.877.34 9 | 38.289.8 90 | - | - | - | - |
| | 703 | | - | 5.091.17 5 | 5.091.17 5 | - | - | - | - |
| | 704 | | - | 30.406.8 43 | 30.406.8 44 | - | - | - | - |
| | | 121.43 6.871.1 41 | 121.44 2.619.3 65 | 21.467.0 83.841 | 21.462.0 00.599 | 577.980. 300 | 577.980. 286 | 1.375.71 2.048 | 1375712 139 |
| - | - | 357.00 4.373.2 31 | 357.01 4.575.4 31 | 65.656.0 63.709 | 65.649.5 06.726 | 968.523. 287 | 968.523. 334 | 4.164.93 1.625 | 4164931 629 |
| JULI O | 157 | | - | 6.887.61 5 | 6.887.61 5 | - | - | - | - |
| | 158 | | - | 18.692.5 73 | 18.692.5 74 | - | - | - | - |
| | 159 | | - | 5.131.29 3 | 5.131.29 4 | - | - | - | - |
| | 160 | | - | 88.946.8 52 | 88.946.8 57 | - | - | - | - |

| MES | MERCADO | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----|---------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--|--|--|--|
| | | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) |
| | 161 | | - | 25.489.632 | 25.489.634 | - | - | - | - |
| | 162 | | - | 15.970.337 | 15.970.338 | - | - | - | - |
| | 163 | | - | 5.199.675 | 5.199.676 | - | - | - | - |
| | 164 | | - | 11.773.032 | 11.773.032 | - | - | - | - |
| | 165 | | - | 96.220.280 | 96.220.282 | - | - | - | - |
| | 166 | | - | 7.488.671 | 7.488.671 | - | - | - | - |
| | 169 | | - | 33.007.821 | - | - | - | - | - |
| | 170 | | - | 23.974.987 | 23.974.990 | - | - | - | - |
| | 172 | | - | 7.155.809 | 7.155.810 | - | - | - | - |
| | 173 | | - | 9.133.153 | 9.133.154 | - | - | - | - |
| | 175 | | - | 11.626.011 | 11.626.011 | - | - | - | - |
| | 176 | 200.697.043 | 200.697.044 | 256.272.978 | 272.575.674 | - | - | - | - |
| | 443 | 111.815.633.291 | 111.798.019.458 | 20.829.507.538 | 20.830.327.607 | 228.432.727 | - | 1.584.664.752 | - |
| | 444 | | 3.135.625 | 155.535.297 | 155.535.305 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-------------------------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 561 | | - | 3.435.41 7 | 36.443.2 42 | - | - | - | - |
| | 703 | | - | 4.990.79 0 | 4.990.79 1 | - | - | - | - |
| | 704 | | - | 29.542.0 29 | 29.542.0 30 | - | - | - | - |
| | - | 12.016. 330.33 4 | 112.001 .852.12 7 | 21.645.9 81.790 | 21.663.1 04.587 | 228.432. 727 | 228.432. 750 | 1.584.66 4.752 | 1584664 832 |
| AG OST O | 157 | | - | 6.943.23 1 | 6.943.23 2 | - | - | - | - |
| | 158 | | - | 19.397.6 93 | 19.397.6 94 | - | - | - | - |
| | 159 | | - | 4.967.23 9 | 4.967.24 0 | - | - | - | - |
| | 160 | | - | 92.934.2 82 | 92.934.2 86 | - | - | - | - |
| | 161 | | - | 26.969.7 80 | 26.969.7 81 | - | - | - | - |
| | 162 | | - | 16.675.2 76 | 16.675.2 78 | - | - | - | - |
| | 163 | | - | 5.608.20 0 | 5.608.20 0 | - | - | - | - |
| | 164 | | - | 12.572.8 02 | 12.572.8 03 | - | - | - | - |
| | 165 | | - | 101.500. 919 | 101.500. 920 | - | - | - | - |
| | 166 | | - | 7.845.08 4 | 7.845.08 4 | - | - | - | - |

| MES | MERCADO | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|------------|---------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--|--|--|--|
| | | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) |
| | 169 | | - | 35.966.208 | - | - | - | - | - |
| | 170 | | - | 25.710.529 | 25.710.530 | - | - | - | - |
| | 172 | | - | 7.601.935 | 7.601.936 | - | - | - | - |
| | 173 | | - | 9.481.312 | 9.481.313 | - | - | - | - |
| | 175 | | - | 11.914.635 | 11.914.635 | - | - | - | - |
| | 176 | 212.934.830 | 212.934.830 | 270.076.152 | 270.076.159 | - | - | - | - |
| | 443 | 119.186.792.422 | 119.189.170.687 | 21.760.681.294 | 21.762.160.609 | 277.224.745 | - | 1.691.088.881 | - |
| | 444 | | 3.347.995 | 172.846.069 | 172.846.076 | - | - | - | - |
| | 561 | | - | 3.788.014 | 39.754.225 | - | - | - | - |
| | 703 | | - | 5.336.803 | 5.336.804 | - | - | - | - |
| | 704 | | - | 31.354.646 | 31.354.646 | - | - | - | - |
| | - | 119.399.727.252 | 119.405.453.512 | 22.630.172.103 | 22.631.651.451 | 277.224.745 | 277.224.763 | 1.691.088.881 | 1691088949 |
| SEPTIEMBRE | 157 | | - | 6.411.926 | 6.411.926 | - | - | - | - |
| | 158 | | - | 18.035.056 | 18.035.057 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 159 | | - | 4.620.39 6 | 4.620.39 7 | - | - | - | - |
| | 160 | | - | 89.101.5 21 | 89.101.5 24 | - | - | - | - |
| | 161 | | - | 25.423.9 60 | 25.423.9 62 | - | - | - | - |
| | 162 | | - | 15.869.8 21 | 15.869.8 23 | - | - | - | - |
| | 163 | | - | 5.403.67 0 | 5.403.67 0 | - | - | - | - |
| | 164 | | - | 12.168.6 71 | 12.168.6 72 | - | - | - | - |
| | 165 | | - | 94.037.4 22 | 94.037.4 22 | - | - | - | - |
| | 166 | | - | 7.360.85 1 | 7.360.85 1 | - | - | - | - |
| | 169 | | - | 33.756.8 99 | - | - | - | - | - |
| | 170 | | - | 23.894.8 63 | 23.894.8 64 | - | - | - | - |
| | 172 | | - | 7.371.38 8 | 7.371.38 8 | - | - | - | - |
| | 173 | | - | 8.907.49 2 | 8.907.49 2 | - | - | - | - |
| | 175 | | - | 10.784.6 36 | 10.784.6 36 | - | - | - | - |
| | 176 | 214.83 2.631 | 214.83 2.633 | 255.968. 688 | 255.968. 691 | - | - | - | - |

| MES | MERCADO | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|---------|---------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|---|---|---|---|
| | | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) |
| | 443 | 99.108.791.097 | 99.114.715.412 | 23.805.721.418 | 23.806.621.212 | 250.429.802 | - | 1.587.628.763 | - |
| | 444 | | - | 158.949.186 | 158.949.194 | - | - | - | - |
| | 561 | | - | 3.331.468 | 37.088.371 | - | - | - | - |
| | 703 | | - | 5.222.022 | 5.222.022 | - | - | - | - |
| | 704 | | - | 29.824.919 | 29.824.920 | - | - | - | - |
| | - | 99.323.623.728 | 99.329.548.045 | 24.622.166.273 | 24.623.066.094 | 250.429.802 | 250.429.823 | 1.587.628.763 | 1587628802 |
| | | 330.739.681.314 | 330.739.681.314 | 330.736.853.684 | 68.898.320.166 | 68.917.822.132 | 756.087.274 | 756.087.336 | 4.863.382.396 |
| OCTUBRE | 157 | - | - | 5.984.904 | 5.984.905 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | 15.858.122 | 15.858.123 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 4.694.379 | 4.694.379 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 83.394.809 | 83.394.812 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | 24.240.502 | 24.240.504 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 14.320.783 | 14.320.784 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 4.741.536 | 4.741.536 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----|---------------------|---|---|--|--|--|---|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 164 | - | - | 10.997.2 33 | 10.997.2 33 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 93.197.9 70 | 93.197.9 73 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 7.167.05 2 | 7.167.05 2 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | 32.681.8 23 | - | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 22.982.1 67 | 22.982.1 69 | - | - | - | - |
| | 172 | - | - | 6.954.37 2 | 6.954.37 2 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | 8.480.20 3 | 8.480.20 5 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | 9.514.83 9 | 9.514.84 0 | - | - | - | - |
| | 176 | 213.93 7.219 | 213.93 7.220 | 250.220. 427 | 250.220. 433 | - | - | - | - |
| | 443 | 93.918. 308.04 7 | 93.929. 062.96 0 | 18.428.7 61.012 | 18.429.8 71.650 | 342.780. 926 | - | 1.716.35 8.938 | - |
| | 444 | - | - | 151.845. 269 | 151.845. 278 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | 3.184.70 1 | 35.866.5 26 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | 4.567.98 0 | 4.567.98 1 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | 28.176.8 04 | 28.176.8 05 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-------------------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | - | 94.132. 245.26 6 | 94.143. 000.18 0 | 19.211.9 66.887 | 19.213.0 77.560 | 342.780. 926 | 342.780. 950 | 1.716.35 8.938 | 1716358 985 |
| NOV IEM BRE | 157 | - | - | 6.663.83 2 | 6.663.83 3 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | 16.193.8 57 | 16.193.8 58 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | 4.767.09 1 | 4.767.09 2 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | 86.806.2 94 | 86.806.2 98 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | 25.369.2 52 | 25.369.2 55 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | 12.563.3 75 | 12.563.3 77 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | 6.255.67 5 | 6.255.67 6 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | 10.996.2 54 | 10.996.2 54 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | 95.425.2 83 | 95.425.2 84 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | 7.480.09 2 | 7.480.09 2 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | 32.266.7 93 | - | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | 23.836.8 22 | 23.836.8 24 | - | - | - | - |
| 172 | - | - | 7.099.43 3 | 7.099.43 4 | - | - | - | - | |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|---------------|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 173 | - | - | 9.100.49 7 | 9.100.49 8 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | 9.536.70 7 | 9.536.70 8 | - | - | - | - |
| | 176 | 208.33 3.160 | 208.33 3.161 | 272.999. 440 | 272.999. 446 | - | - | - | - |
| | 443 | 97.341. 776.40 7 | 97.364. 109.29 5 | 18.259.6 34.193 | 18.261.5 48.444 | 520.790. 030 | - | 1.885.07 1.023 | - |
| | 444 | - | - | 161.663. 094 | 161.663. 101 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | 3.472.31 9 | 35.739.1 15 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | 4.503.94 1 | 4.503.94 2 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | 29.228.6 24 | 29.228.6 25 | - | - | - | - |
| | - | 97.550. 109.56 7 | 97.572. 442.45 6 | 19.085.8 62.868 | 19.087.7 77.156 | 520.790. 030 | 520.790. 049 | 1.885.07 1.023 | 1.885.07 1.182 |
| DICI EMBRE | 157 | | - | | 6.123.81 3 | - | - | - | - |
| | 158 | | - | | 15.307.2 56 | - | - | - | - |
| | 159 | SIN REPOR TE | - | SIN REPOR TE | 4.722.39 6 | - | - | - | - |
| | 160 | | - | | 81.619.8 71 | - | - | - | - |
| | 161 | | - | | 23.493.9 16 | - | - | - | - |

| MES | ME RC AD O | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|-----|---------------------|---|---|--|--|--|--|--|--|
| | | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | SUBSI DIOS OTOR GADO S (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES FACTUR ADAS (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES RECAU D DESPUE S DE CONCILI ADO SU NO RECAU DO (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) | CONTRI BUCION ES NO RECAU DADAS DESPUE S DE 6 MESES (\$) |
| | 162 | | - | | 11.926.522 | - | - | - | - |
| | 163 | | - | | 4.938.675 | - | - | - | - |
| | 164 | | - | | 10.304.603 | - | - | - | - |
| | 165 | | - | | 91.426.920 | - | - | - | - |
| | 166 | | - | | 4.526.305 | - | - | - | - |
| | 169 | | - | | - | - | - | - | - |
| | 170 | | - | | 22.488.591 | - | - | - | - |
| | 172 | | - | | 6.742.954 | - | - | - | - |
| | 173 | | - | | 8.536.436 | - | - | - | - |
| | 175 | | - | | 9.148.819 | - | - | - | - |
| | 176 | | 199.338.641 | | 246.099.872 | - | - | - | - |
| | 443 | | 104.313.524.998 | | 19.925.649.352 | 461.100.145 | - | 1.666.977.881 | - |
| | 444 | | - | | 147.869.510 | - | - | - | - |
| | 561 | | - | | 31.421.431 | - | - | - | - |
| | 703 | | - | | 4.366.840 | - | - | - | - |

| MES | MERCADO | TC2/F2 | S1 | TC2/F2 F3 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|--------------|---------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--|--|---|---|
| | | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) |
| | 704 | | - | | 28.094.276 | - | - | - | - |
| | - | - | 104.51 2.863.639 | - | 20.684.808.358 | 461.100.145 | 461.100.187 | 1.666.977.881 | 1.666.977.973 |
| TOTAL | | 191.68 2.354.833 | 296.22 8.306.275 | 38.297.8 29.755 | 58.985.6 63.074 | 1.324.67 1.101 | 1.324.67 1.186 | 5.268.40 7.842 | 5.268.40 8.140 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2/S1/S10. (20/05/2025)

Tabla 111. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes analizados de Giros recibidos & Giros realizados contrastando la información comercial de la ESP

2024.

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|-------|---------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS (\$) |
| ENERO | 157 | - | - | - | 7.392.033 |
| | 158 | - | - | - | 21.368.225 |
| | 159 | - | - | - | 5.419.493 |
| | 160 | - | - | - | 95.893.947 |
| | 161 | - | - | - | 28.724.642 |
| | 162 | - | - | - | 19.749.460 |
| | 163 | - | - | - | 5.466.529 |
| | 164 | - | - | - | 12.458.962 |
| | 165 | - | - | - | 99.712.757 |
| | 166 | - | - | - | 8.156.753 |
| | 169 | - | - | - | 35.975.132 |
| | 170 | - | - | - | 26.500.262 |
| | 172 | - | - | - | 7.549.772 |
| | 173 | - | - | - | 9.660.601 |
| 175 | - | - | - | 11.831.934 | |

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|---------|------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|--------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS | GIROS RECIBIDOS | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS |
| | 176 | - | - | - | 64.652.324 |
| | 443 | 53.217.340.206 | 53.217.340.206 | 677.468.561 | - |
| | 444 | - | - | - | 174.746.188 |
| | 561 | - | - | - | 5.002.521 |
| | 703 | - | - | - | 5.381.280 |
| | 704 | - | - | - | 31.825.745 |
| | | 53.217.340.206 | 53.217.340.206 | 677.468.561 | 677.468.560 |
| FEBRERO | 157 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | - | - |
| | 172 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | - | - |
| | 175 | - | - | - | - |
| | 176 | - | - | - | - |
| | 443 | 176.491.129.815 | 176.491.129.815 | - | - |
| | 444 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | - | - |
| 703 | - | - | - | - | |
| 704 | - | - | - | - | |
| | 176.491.129.815 | 176.491.129.815 | - | - | |
| MARZO | 157 | - | - | - | 14.107.187 |
| | 158 | - | - | - | 19.309.775 |
| | 159 | - | - | - | 5.103.993 |
| | 160 | - | - | - | 90.708.519 |
| | 161 | - | - | - | 26.838.796 |
| | 162 | - | - | - | 18.375.816 |
| | 163 | - | - | - | 5.355.154 |
| | 164 | - | - | - | 11.965.045 |
| | 165 | - | - | - | 95.666.329 |

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|-------|----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS | GIROS RECIBIDOS | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS |
| | 166 | - | - | - | 7.873.231 |
| | 169 | - | - | - | 36.241.073 |
| | 170 | - | - | - | 25.339.486 |
| | 172 | - | - | - | 7.336.748 |
| | 173 | - | - | - | 9.039.639 |
| | 175 | - | - | - | 10.708.946 |
| | 176 | - | - | - | 53.149.213 |
| | 443 | 186.254.494.6 23 | 186.254.494.6 23 | 639.888.751 | - |
| | 444 | - | - | - | 163.433.379 |
| | 561 | - | - | - | 4.387.164 |
| | 703 | - | - | - | 5.100.855 |
| | 704 | - | - | - | 29.848.403 |
| | - | 186.254.494.6 23 | 186.254.494.6 23 | 639.888.751 | 639.888.751 |
| | - | 415.962.964.6 44 | 415.962.964.6 44 | 1.317.357.31 2 | 1.317.357.31 1 |
| ABRIL | 157 | - | - | - | 13.366.470 |
| | 158 | - | - | - | 36.854.035 |
| | 159 | - | - | - | 10.387.600 |
| | 160 | - | - | - | 175.974.660 |
| | 161 | - | - | - | 51.703.055 |
| | 162 | - | - | - | 34.954.803 |
| | 163 | - | - | - | 10.469.111 |
| | 164 | - | - | - | 22.574.195 |
| | 165 | - | - | - | 189.326.590 |
| | 166 | - | - | - | 15.487.745 |
| | 169 | - | - | - | 69.691.181 |
| | 170 | - | - | - | 49.329.588 |
| | 172 | - | - | - | 14.780.355 |
| | 173 | - | - | - | 17.883.538 |
| | 175 | - | - | - | 22.871.263 |
| | 176 | - | - | - | 123.584.754 |
| | 443 | 75.229.529.55 1 | 75.229.529.55 1 | 1.256.609.32 3 | - |
| | 444 | - | - | - | 322.250.044 |
| | 561 | - | - | - | 7.894.362 |
| 703 | - | - | - | 9.710.849 | |
| 704 | - | - | - | 57.515.128 | |
| - | 75.229.529.55 1 | 75.229.529.55 1 | 1.256.609.32 3 | 1.256.609.32 6 | |
| MAYO | 157 | - | - | - | 7.291.312 |

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|-------|---------|----------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS | GIROS RECIBIDOS | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS |
| | 158 | - | - | - | 19.517.091 |
| | 159 | - | - | - | 5.778.190 |
| | 160 | - | - | - | 94.644.611 |
| | 161 | - | - | - | 28.094.907 |
| | 162 | - | - | - | 18.065.486 |
| | 163 | - | - | - | 5.423.576 |
| | 164 | - | - | - | 12.102.022 |
| | 165 | - | - | - | 98.338.230 |
| | 166 | - | - | - | 7.899.230 |
| | 169 | - | - | - | 34.966.312 |
| | 170 | - | - | - | 26.496.019 |
| | 172 | - | - | - | 7.530.426 |
| | 173 | - | - | - | 9.408.604 |
| | 175 | - | - | - | 11.884.855 |
| | 176 | - | - | - | 55.873.470 |
| | 443 | 8.423.894.727 | 8.423.894.727 | 649.055.547 | |
| | 444 | - | - | - | 165.996.556 |
| | 561 | - | - | - | 4.257.113 |
| | 703 | - | - | - | 4.788.859 |
| | 704 | - | - | - | 30.698.678 |
| | | 8.423.894.727 | 8.423.894.727 | 649.055.547 | 649.055.547 |
| JUNIO | 157 | - | - | - | 7.042.097 |
| | 158 | - | - | - | 19.311.497 |
| | 159 | - | - | - | 5.388.574 |
| | 160 | - | - | - | 92.728.250 |
| | 161 | - | - | - | 27.158.902 |
| | 162 | - | - | - | 16.449.143 |
| | 163 | - | - | - | 5.408.824 |
| | 164 | - | - | - | 12.054.831 |
| | 165 | - | - | - | 98.879.606 |
| | 166 | - | - | - | 7.743.066 |
| | 169 | - | - | - | 34.412.541 |
| | 170 | - | - | - | 25.147.913 |
| | 172 | - | - | - | 7.401.216 |
| | 173 | - | - | - | 9.290.471 |
| | 175 | - | - | - | 11.506.194 |
| | 176 | - | - | - | 65.552.118 |
| | 443 | 142.364.274.279 | 142.362.382.860 | 650.333.529 | |
| | 444 | - | - | - | 165.482.917 |
| 561 | - | - | - | 3.877.350 | |
| 703 | - | - | - | 5.091.175 | |

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|--------|---------|----------------------|----------------------|-----------------------|---------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS | GIROS RECIBIDOS | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS |
| | 704 | - | - | - | 30.406.844 |
| | | 142.364.274.2 | 142.362.382.8 | 650.333.529 | 650.333.529 |
| | | 79 | 60 | 650.333.529 | 650.333.529 |
| - | - | 226.017.698.5 | 226.015.807.1 | 2.555.998.39 | 2.555.998.40 |
| | | 57 | 38 | 9 | 2 |
| JULIO | 157 | - | - | - | 6.887.615 |
| | 158 | - | - | - | 18.692.574 |
| | 159 | - | - | - | 5.131.294 |
| | 160 | - | - | - | 88.946.857 |
| | 161 | - | - | - | 25.489.634 |
| | 162 | - | - | - | 15.970.338 |
| | 163 | - | - | - | 5.199.676 |
| | 164 | - | - | - | 11.773.032 |
| | 165 | - | - | - | 96.220.282 |
| | 166 | - | - | - | 7.488.671 |
| | 169 | - | - | - | 33.007.824 |
| | 170 | - | - | - | 23.974.990 |
| | 172 | - | - | - | 7.155.810 |
| | 173 | - | - | - | 9.133.154 |
| | 175 | - | - | - | 11.626.011 |
| | 176 | - | - | - | 71.878.629 |
| | 443 | 3.527.068.251 | 3.527.068.251 | 632.079.934 | - |
| | 444 | - | - | - | 155.535.305 |
| | 561 | - | - | - | 3.435.418 |
| | 703 | - | - | - | 4.990.791 |
| 704 | - | - | - | 29.542.030 | |
| | | 3.527.068.251 | 3.527.068.251 | 632.079.934 | 632.079.935 |
| AGOSTO | 157 | - | - | - | - |
| | 158 | - | - | - | - |
| | 159 | - | - | - | - |
| | 160 | - | - | - | - |
| | 161 | - | - | - | - |
| | 162 | - | - | - | - |
| | 163 | - | - | - | - |
| | 164 | - | - | - | - |
| | 165 | - | - | - | - |
| | 166 | - | - | - | - |
| | 169 | - | - | - | - |
| | 170 | - | - | - | - |
| | 172 | - | - | - | - |
| | 173 | - | - | - | - |
| 175 | - | - | - | - | |

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|------------|---------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS | GIROS RECIBIDOS | GIROS EFECTUADOS | GIROS EFECTUADOS |
| | 176 | - | - | - | - |
| | 443 | 12.448.117.378 | 12.448.117.378 | - | - |
| | 444 | - | - | - | - |
| | 561 | - | - | - | - |
| | 703 | - | - | - | - |
| | 704 | - | - | - | - |
| | - | 12.448.117.378 | 12.448.117.378 | - | - |
| SEPTIEMBRE | 157 | - | - | - | 6.969.004 |
| | 158 | - | - | - | 19.317.455 |
| | 159 | - | - | - | 4.985.954 |
| | 160 | - | - | - | 93.249.210 |
| | 161 | - | - | - | 26.942.072 |
| | 162 | - | - | - | 16.728.400 |
| | 163 | - | - | - | 5.626.833 |
| | 164 | - | - | - | 12.613.321 |
| | 165 | - | - | - | 101.837.874 |
| | 166 | - | - | - | 7.873.096 |
| | 169 | - | - | - | 35.456.499 |
| | 170 | - | - | - | 25.713.168 |
| | 172 | - | - | - | 7.616.976 |
| | 173 | - | - | - | 9.467.154 |
| | 175 | - | - | - | 11.954.615 |
| | 176 | - | - | - | 57.966.269 |
| | 443 | 7.773.748.175 | 7.773.748.175 | 656.900.120 | |
| | 444 | - | - | - | 172.258.743 |
| | 561 | - | - | - | 3.788.015 |
| | 703 | - | - | - | 5.354.020 |
| 704 | - | - | - | 31.181.443 | |
| | - | 7.773.748.175 | 7.773.748.175 | 656.900.120 | 656.900.121 |
| | | 23.748.933.804 | 23.748.933.804 | 1.288.980.054 | 1.288.980.056 |
| OCTUBRE | 157 | - | - | - | 6.411.926 |
| | 158 | - | - | - | 18.035.057 |
| | 159 | - | - | - | 4.620.397 |
| | 160 | - | - | - | 89.101.524 |
| | 161 | - | - | - | 25.423.962 |
| | 162 | - | - | - | 15.869.823 |
| | 163 | - | - | - | 5.403.670 |
| | 164 | - | - | - | 12.168.672 |
| | 165 | - | - | - | 94.037.422 |

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|-----------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|--------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS | GIROS RECIBIDOS | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS |
| | 166 | - | - | - | 7.360.851 |
| | 169 | - | - | - | 33.756.903 |
| | 170 | - | - | - | 23.894.864 |
| | 172 | - | - | - | 7.371.388 |
| | 173 | - | - | - | 8.907.492 |
| | 175 | - | - | - | 10.784.636 |
| | 176 | - | - | - | 41.136.059 |
| | 443 | 4.301.138.691 | 4.301.138.691 | 601.612.250 | |
| | 444 | - | - | - | 158.949.194 |
| | 561 | - | - | - | 3.331.468 |
| | 703 | - | - | - | 5.222.022 |
| | 704 | - | - | - | 29.824.920 |
| | - | 4.301.138.691 | 4.301.138.691 | 601.612.250 | 601.612.250 |
| NOVIEMBRE | 157 | - | - | - | 5.984.905 |
| | 158 | - | - | - | 15.858.123 |
| | 159 | - | - | - | 4.694.379 |
| | 160 | - | - | - | 83.394.812 |
| | 161 | - | - | - | 24.240.504 |
| | 162 | - | - | - | 14.320.784 |
| | 163 | - | - | - | 4.741.536 |
| | 164 | - | - | - | 10.997.233 |
| | 165 | - | - | - | 93.197.973 |
| | 166 | - | - | - | 7.167.052 |
| | 169 | - | - | - | 32.681.825 |
| | 170 | - | - | - | 22.982.169 |
| | 172 | - | - | - | 6.954.372 |
| | 173 | - | - | - | 8.480.205 |
| | 175 | - | - | - | 9.514.840 |
| | 176 | - | - | - | 36.283.213 |
| | 443 | 4.588.796.501 | 4.588.796.501 | 569.268.690 | - |
| | 444 | - | - | - | 151.845.278 |
| 561 | - | - | - | 3.184.701 | |
| 703 | - | - | - | 4.567.981 | |
| 704 | - | - | - | 28.176.805 | |
| - | 4.588.796.501 | 4.588.796.501 | 569.268.690 | 569.268.690 | |
| DICIEMBRE | 157 | - | - | - | 12.787.646 |
| | 158 | - | - | - | 31.501.114 |
| | 159 | - | - | - | 9.489.488 |
| | 160 | - | - | - | 168.426.169 |
| | 161 | - | - | - | 48.863.171 |
| | 162 | - | - | - | 24.489.898 |
| | 163 | - | - | - | 11.194.351 |

| MES | MERCADO | S1 | S2 | S1 | S2 |
|--------------|---------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|
| | | GIROS RECIBIDOS | GIROS RECIBIDOS | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS |
| | 164 | - | - | - | 21.300.857 |
| | 165 | - | - | - | 186.852.204 |
| | 166 | - | - | - | 12.006.397 |
| | 169 | - | - | - | 60.477.391 |
| | 170 | - | - | - | 46.325.415 |
| | 172 | - | - | - | 13.842.388 |
| | 173 | - | - | - | 17.636.934 |
| | 175 | - | - | - | 18.685.527 |
| | 176 | - | - | - | 111.427.516 |
| | 443 | 5.780.111.518 | 5.780.111.518 | 1.177.715.914 | - |
| | 444 | - | - | - | 309.532.610 |
| | 561 | - | - | - | 6.683.154 |
| | 703 | - | - | - | 8.870.782 |
| | 704 | - | - | - | 57.322.901 |
| | - | 5.780.111.518 | 5.780.111.518 | 1.177.715.914 | 1.177.715.913 |
| TOTAL | | 14.670.046.710 | 14.670.046.710 | 2.348.596.854 | 2.348.596.853 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato S1/S2. (20/05/2025)

De las Tabla 29 y Tabla 30, se presentan los datos lineales multivariados analizados, esto corresponde a las variables de “Subsidios”, “Contribuciones”, “Contribuciones recaudo después de conciliado su no recaudo (\$)”, “Contribuciones no recaudadas después de 6 meses (\$)”, “Giros recibidos” y “Giros realizados”, en la vigencia 2024.

Como se puede apreciar en las tablas, al contrastar las mencionadas variables por mercado, se identifican asimetrías de información reportados en los formatos TC2, S1 y S2.

Aunque, en algunos casos las diferencias se presentan con un menor valor, al analizarlos por mercado, como se muestra en las mencionadas tablas, se encuentra que el prestador presuntamente incorporó información sin considerar el mercado al que corresponde el valor reportado (Ver cifras de color naranja, reflejan las diferencias

de información); es así que, se encuentran mercados para el caso de la variable “Contribuciones Facturadas” que no coinciden los valores reportados del TC2 vs S1; así mismo, se encuentra que en las variables “Giros Recibidos” y “Giros Efectuados” presentan diferencias en valores o entre los mercados reportados.

Teniendo en cuenta lo anterior, se requiere ajustar los formatos que presentan inconsistencias en la información, bien sea de interpretación de los lineamientos del reporte al SUI o porque los valores no coinciden entre los formatos de una determinada variable, por consiguiente, el prestador deberá proceder con la reversión de los formatos los cuales se consolidan en la *Tabla 112*, que deberán ser objeto de reversión, como se detalla a continuación:

Tabla 112. Consolidado de los formatos y variables que presentan diferencias entre los valores reportados en el SUI por mercados para las vigencias 2024.

| MES/AÑO | TC2/S1 | TC2/S1 | S1/S2 | S1/S2 |
|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|-----------------------|
| | SUBSIDIOS | CONTRIBUCIONES | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS EFECTUADOS (\$) |
| ENERO 2024 | X | X | | |
| FEBRERO 2024 | X | | X | X |
| MARZO 2024 | X | X | X | X |
| ABRIL 2024 | X | X | X | X |
| MAYO 2024 | X | X | X | X |
| JUNIO 2024 | X | X | X | X |
| JULIO 2024 | X | X | X | X |
| AGOSTO 2024 | X | X | X | X |
| SEPTIEMBRE 2024 | | X | X | X |
| OCTUBRE 2024 | | X | X | X |
| NOVIEMBRE 2024 | | X | X | X |
| DICIEMBRE 2024 | SIN REPORTE TC2 | SIN REPORTE TC2 | X | X |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato S1/S2. (21/05/2025)

De conformidad con la anterior tabla, es preciso que el prestador en los compromisos Nos. 101, 102 y 103 del Acta No. 1 suscrita del 08 al 11 de abril, considere dentro de los formatos a reversar, los que se detallan en la Tabla 31.

Estas observaciones y ajustes se hacen extensivas a la vigencia 2023, donde también se presentan las mismas inconsistencias.

De otra parte, al revisar las variables de “Giros Recibidos” y “Giros Efectuados”, se evidencia que, aunque el valor totalizado corresponde a las cifras en la mayoría de los casos reportadas en las conciliaciones al MME, al contrastar en el presente análisis los formatos S1 y S2, se observan asimetrías de información que obedecen principalmente a los valores asignados a los mercados que no corresponden, estas inconsistencias fluctúan entre las anualidades verificadas.

En este sentido, aclarando que la información reportada en el SUI es oficial, y debe ser coherente entre los formatos comprendidos en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 y, por tanto, estos no deben presentar diferencias entre valores y mercados sin importar las cantidades, como es el caso antes expuesto, se requiere que el prestador adopte las medidas de control pertinentes tendientes a garantizar la calidad de la información reportada a los entes de control.

Posteriormente, se procedió a analizar la información aportada por el prestador proveniente de su sistema comercial, la cual se presenta agrupada por trimestres y comparada con la información remitida al Ministerio en calidad de conciliaciones para finalmente ser cruzada con la información del SUI, como se muestra en las *Tabla 113* y *Tabla 114*:

Tabla 113. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes consolidada por trimestre de la ESP 2024.

| 2024 PERIODO | TC2 | S1 | TC2 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 | S1 | S2 | S1 | S2 |
|-----------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--|--|--|--|----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS EFECTUADOS (\$) |
| T1 | \$ 340.727.090.043 | \$ 340.740.779.733 | \$ 64.281.589.332 | \$ 64.282.935.061 | \$ 669.100.212 | \$ 669.100.327 | \$ 4.319.710.393 | \$ 4.319.710.523 | \$ 415.962.964.644 | \$ 415.962.964.644 | \$ 1.317.357.312 | \$ 1.317.357.312 |
| T2 | \$ 357.004.373.231 | \$ 357.014.575.431 | \$ 65.656.063.709 | \$ 65.649.506.726 | \$ 968.523.287 | \$ 968.523.334 | \$ 4.164.931.625 | \$ 4.164.931.629 | \$ 226.017.698.557 | \$ 226.015.807.138 | \$ 2.555.998.399 | \$ 2.555.998.402 |
| T3 | \$ 330.739.681.314 | \$ 330.736.853.684 | \$ 68.898.320.166 | \$ 68.917.822.132 | \$ 756.087.274 | \$ 756.087.336 | \$ 4.863.382.396 | \$ 4.863.382.583 | \$ 23.748.933.804 | \$ 23.748.933.804 | \$ 1.288.980.054 | \$ 1.288.980.056 |
| T4 | \$ 191.682.354.833 | \$ 296.228.306.275 | \$ 38.297.829.755 | \$ 58.985.663.074 | \$ 1.324.671.101 | \$ 1.324.671.186 | \$ 5.268.407.842 | \$ 5.268.408.140 | \$ 14.670.046.710 | \$ 14.670.046.710 | \$ 2.348.596.854 | \$ 2.348.596.853 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2, S1, S10, S2. (21/05/2025)

Tabla 114. Información aportada por el prestador para la vigencia 2024.

| INFORMACIÓN REMITIDA POR EL PRESTADOR EN DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN INTEGRAL | | | | | | | | | |
|---|-----|-----|-----|--------------------------|--------------------------------|--|--|----------------------|-----------------------|
| PERIODO 2022 | | | | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO O SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS EFECTUADOS (\$) |
| T 1 | T 2 | T 3 | T 4 | | | | | | |
| X | | | | \$ 340.740.779.734 | \$ 64.283.878.653 | \$ 669.100.212 | \$ 4.319.710.392 | \$ 415.962.964.644 | \$ 1.317.357.312 |
| | X | | | \$ 357.014.575.428 | \$ 65.649.506.723 | \$ 968.523.288 | \$ 4.164.931.624 | \$ 226.017.698.557 | \$ 2.555.998.399 |
| | | X | | \$ 330.736.853.683 | \$ 68.917.822.130 | \$ 756.087.273 | \$ 4.863.382.395 | \$ 23.748.933.804 | \$ 1.288.980.054 |
| | | | X | \$ 296.228.306.274 | \$ 58.985.663.074 | \$ 1.324.671.101 | \$ 5.268.407.842 | \$ 14.670.046.710 | \$ 2.348.596.854 |

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 34, que corresponden a montos que en algunos meses son más significativos en comparación con otros meses de las mismas anualidades; de igual forma, pese a que se realizó el ajuste de la consulta realizada a las variables de “Subsidios Otorgados y Contribuciones Facturadas” se presentan diferencias para los cuatro trimestres, considerando también, que en el momento de realizar las mesas de trabajo con el prestador, no se había reportado la totalidad de los formatos TC2 para la

vigencia 2024; no obstante, al ejecutar nuevamente la consulta, se encontró que había reportado dicho formato hasta el mes de noviembre de 2024, por consiguiente, la cifra presentada de diferencia para el cuarto trimestre, se afecta por falta de este reporte de información.

De igual forma, para el 2024 en el formato S1, se evidencia diferencias en las variables: Contribuciones Facturadas a razón de -\$ 943.592 para el primer trimestre y en la Giros Recibidos -\$ 1.891.419 para el segundo trimestre.

Valga aclarar que, los compromisos establecidos en el transcurso de la presente evaluación integral que involucran procesos de reversión de información en el SUI, solo se entenderán cumplidos hasta tanto se realice efectivo el reporte de información corregida en el SUI.

Tabla 115. Consolidado de las diferencias presentadas por formato frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2024.

| PERIODO 2022 | | | | TC2 | S1 | TC2 | S1 | S1 | S10 | S1 | S10 |
|--------------|-----|-----|-----|--------------------------|--------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--|--------|--|--------|
| T 1 | T 2 | T 3 | T 4 | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | SUBSIDIOS OTORGADOS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | |
| X | | | | -\$ 13.689.691 | -\$ 1 | -\$ 2.289.321 | -\$ 943.592 | \$ 0 | \$ 115 | \$ 1 | \$ 131 |
| | X | | | -\$ 10.202.197 | \$ 3 | \$ 6.556.986 | \$ 3 | -\$ 1 | \$ 46 | \$ 1 | \$ 5 |
| | | X | | \$ 2.827.631 | \$ 1 | -\$ 19.501.964 | \$ 2 | \$ 1 | \$ 63 | \$ 1 | \$ 188 |
| | | | X | -\$ 104.545.951.441 | \$ 1 | -\$ 20.687.833.319 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 85 | \$ 0 | \$ 298 |

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

De igual forma, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la *Tabla 116*:

Tabla 116. Consolidado de las diferencias presentadas por formato relacionada con los giros recibidos y efectuados SUI frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2024.

| PERIODO 2022 | | | | S1 | S2 | S1 | S2 |
|--------------|----|----|----|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| T1 | T2 | T3 | T4 | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS RECIBIDOS (\$) | GIROS EFECTUADOS (\$) | GIROS RECIBIDOS (\$) |
| X | | | | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | -\$ 1 |
| | X | | | \$ 0 | -\$ 1.891.419 | \$ 0 | \$ 3 |
| | | X | | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | \$ 2 |
| | | | X | \$ 0 | \$ 0 | \$ 0 | -\$ 1 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Es de aclarar que, este ejercicio comparativo tuvo alcance para la vigencia 2023, donde en reunión presencial con el prestador se ilustró sobre las diferencias de la información en cada una de las variables analizadas, evidenciando igualmente, las diferencias en la información para la mencionada vigencia.

Sobre este aspecto, se concluye que el prestador presenta diferencias en la información del sistema comercial para las variables que se relacionan con subsidios otorgados, contribuciones facturadas y, giros recibidos, situación que tendrá que ser evaluada por el prestador, puesto que la información no es concordante y consistente con lo reportado a este ente de vigilancia a través del SUI en los casos puntuales antes expuestos.

Es preciso aclarar que, en la revisión a detalle, es decir, por mensualidades, variables y formatos, se identificaron asimetrías de información que en algunos casos no se visualizan cuando se agrupan por trimestre, no obstante, fueron cubiertas en la técnica de auditoría empleada, es así que los compromisos surtidos de esta verificación se encuentran con el grado de detalle conforme a lo identificado.

6.12.2. Análisis de suscriptores sujetos a subsidios o contribución.

En el ejercicio de la evaluación integral, se analizó el número de suscriptores beneficiarios de subsidios por pertenecer a los estratos residenciales 1, 2 y 3 y los suscriptores y usos objeto de contribución.

Para el caso que nos ocupa, se tomó como fuente de información la contenida en el formato TC1 -TC2 sobre el número de suscriptores y la información aportada por el prestador en el marco de la evaluación integral proveniente de su sistema comercial "OPEN SGC".

Las diferencias presentadas de suscriptores en las vigencias 2023 y 2024 se muestran a continuación en la Tabla 117 y Tabla 118:

Tabla 117. Diferencias presentadas para la vigencia 2023 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1 -TC2.

| Estrato/ mes | AÑO 2023 | | | | | | | | | | | |
|------------------|-----------|-----------|-----------|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Estrato 1 | 5.97 8 | 2.91 3 | 3.57 9 | 43.78 0 | 5.19 8 | 4.92 2 | 3.88 3 | 3.63 8 | 3.43 2 | 5.68 2 | 8.60 8 | 3.49 2 |
| Estrato 2 | 1.26 0 | 1.06 4 | 1.52 2 | 20.59 6 | 3.37 5 | 2.06 4 | 1.45 6 | 2.03 3 | 1.71 5 | 2.02 3 | 2.74 9 | 1.61 1 |
| Estrato 3 | 343 | 393 | 683 | 9.344 | 1.08 0 | 793 | 1.01 0 | 1.06 0 | 624 | 813 | 803 | 399 |
| Estrato 5 | 16 | 109 | 104 | 1.003 | 133 | 101 | 186 | 178 | 184 | 201 | 390 | 304 |
| Estrato 6 | 50 | 57 | 84 | 841 | 212 | 175 | 166 | 43 | 9 | 76 | 40 | 37 |

| Estrato/ mes | AÑO 2023 | | | | | | | | | | | |
|-----------------|----------|-----|-----|--------|-------|-----|-----|-----|-----|-------|-------|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Comercial | 502 | 652 | 904 | 13.289 | 1.117 | 620 | 640 | 607 | 657 | 1.062 | 1.403 | 637 |
| Industrial | 32 | 36 | 38 | 302 | 71 | 52 | 51 | 54 | 30 | 64 | 59 | 35 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – TC2 (21/05/2025) – ESP

Tabla 118. Diferencias presentadas para la vigencia 2024 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1- TC2.

| Estrato/ mes | AÑO 2024 | | | | | | | | | | | |
|-----------------|----------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Estrato 1 | 8.402 | 23.410 | 6.290 | 8.718 | 7.679 | 5.916 | 9.089 | 9.328 | 8.402 | 9.274 | 8.009 | SIN REPO RTE |
| Estrato 2 | 2.386 | 2.680 | 1.690 | 2.384 | 2.366 | 2.092 | 2.027 | 1.710 | 1.678 | 1.762 | 1.727 | SIN REPO RTE |
| Estrato 3 | 651 | 243 | 486 | 735 | 931 | 870 | 1.133 | 1.488 | 671 | 701 | 824 | SIN REPO RTE |
| Estrato 5 | 116 | 163 | 52 | 31 | 233 | 208 | 43 | 88 | 28 | 46 | 55 | SIN REPO RTE |
| Estrato 6 | 215 | 103 | 55 | 52 | -144 | -24 | 53 | 68 | 14 | 48 | 32 | SIN REPO RTE |
| Comercial | 1.074 | 2.664 | 979 | 962 | 845 | 645 | 921 | 979 | 459 | 784 | 879 | SIN REPO RTE |
| Industrial | -89 | -46 | -28 | -65 | -84 | -73 | -74 | -101 | -107 | -87 | -75 | SIN REPO RTE |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1-TC2 (21/05/2025) - ESP

De conformidad con las tablas anteriores, se concluye que las diferencias presentadas parten de la información remitida por el prestador conforme a su sistema comercial y la contratación de cara a lo reportado en el SUI; en este sentido, las diferencias positivas indican que el prestador reportó un menor número de usuarios en el SUI en

comparación con el número de usuarios allegados como producto de la presente evaluación integral.

Por el contrario, las diferencias negativas indican que el SUI registró un mayor número de usuarios que los allegados por el prestador.

Evidenciando que todos los meses de las anualidades 2023 y 2024, presentan diferencias positivas o negativas en los estratos residenciales y usos no residenciales, es así que las diferencias negativas, es decir mayor número de suscriptores reportados en el SUI se presentan en todos los estratos y uso no residenciales en el 2023 y para el 2024 se exceptúa el uso “Industrial”.

De los usos residenciales y no residenciales, por el mayor número de suscriptores, se identifican mayores diferencias en el estrato 1, seguido del estrato 2, y respecto a uso no residencial se presentan diferencias significativas para el sector “Comercial”.

Dadas las diferencias presentadas, descritas anteriormente, se requiere que el prestador sustente los motivos por los cuales se presenta esta situación y proceda con el respectivo trámite a lugar, a fin de solicitar la reversión de la información para su posterior reporte.

6.12.3. Análisis de suscriptores beneficiarios del descuento y/o exención tributaria

Se procedió a verificar la información allegada con lo reportado en el SUI, y empleando un ejercicio de revisión directamente en el sistema comercial del prestador, obteniendo los siguientes resultados:

Se encontró cerca de 64 usuarios para las vigencias 2023, 2024 y lo corrido de 2025 que presuntamente se están exonerando del pago de la contribución, sin que la actividad principal reportada corresponda a las excepciones que normativamente se encuentran vigentes teniendo en cuenta la actividad económica principal relacionada; sin embargo, de conformidad con la información reportada en el formato S6. “Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria” vs el formato TC2. “Facturación a Usuarios”, se encuentra que por su actividad económica estos suscriptores deberían contribuir por consiguiente se relaciona los resultados del reporte y su cálculo de los recursos que presuntamente se dejaron de percibir en las mencionadas vigencias como se ilustra en la *Tabla 119* y *Tabla 120*:

Tabla 119. Resultado de la contratación de la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 - TC2 para 2023-2024-2025.

| ACTIVIDADES ECONÓMICAS | CALCULO DE CONTRIBUCIÓN APROXIMADA |
|--|---|
| Actividades de administración de fondos | \$7.875.322 |
| Actividades de otras asociaciones n.c.p. | \$760.625.309 |
| Actividades de seguridad privada | \$ 863.780 |
| Actividades inmobiliarias realizadas a cambio de una retribución o por contrata | \$7.016.401.070 |
| Actividades inmobiliarias realizadas con bienes propios o arrendados | \$ 2.835.828 |
| Comercio al por mayor de productos farmacéuticos, medicinales, cosméticos y de tocador | \$30.355.402 |
| Comercio al por menor de combustible para automotores | \$ 1.285.541 |
| Comercio al por menor de prendas de vestir y sus accesorios (incluye artículos de piel) en establecimientos especializados | \$11.310.861 |
| Evacuación y tratamiento de aguas residuales | \$ 280.222.872 |
| Expendio a la mesa de comidas preparadas | \$ 37.820.453 |
| Fideicomisos, fondos y entidades financieras similares | \$2.205.789.751 |
| Suministro de vapor y aire acondicionado | \$1.794.351.937 |
| Total general | \$12.149.738.126 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato S6 - TC2 (21/05/2025) - ESP

| | | |
|--|--|---|
|  Superservicios | INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA |  SIGME |
|--|--|---|

Tabla 120. No. De usuarios que presentan presuntamente actividades principales no exentas S6 - TC2 para 2023-2024-2025.

| Año | No. De Suscriptores | Observaciones |
|------|---------------------|---|
| 2023 | 24 | Actividades económicas principales que no se encuentran presuntamente exentas y fueron exonerados del pago de contribución. |
| 2024 | 37 | Actividades económicas principales que no se encuentran presuntamente exentas y fueron exonerados del pago de contribución. |
| 2025 | 3 | Actividades económicas principales que no se encuentran presuntamente exentas y fueron exonerados del pago de contribución. |
| 2023 | 18 | Usuarios reportados en el S6 que no corresponden con la naturaleza de reporte de dicho formato de acuerdo a su actividad económica principal. |
| 2024 | 23 | Usuarios reportados en el S6 que no corresponden con la naturaleza de reporte de dicho formato de acuerdo a su actividad económica principal. |
| 2025 | 2 | Usuarios reportados en el S6 que no corresponden con la naturaleza de reporte de dicho formato de acuerdo con su actividad económica principal. |

Fuente: Elaboración propia datos SUI (21/05/2025) - ESP

Para la obtención de los datos presentados, se tuvo en cuenta la información de los NIU no repetidos de las bases extraídas del SUI para la vigencia 2023, siendo extensiva para la vigencia 2024 y 2025.

Para el caso de la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, se encuentra que, para las vigencias 2023, 2024 y 2025, presentan presuntas inconsistencias sobre actividades económicas reportadas que no son acreedoras de exención tributaria como se detalla por año en la Tabla 39; también

en esta tabla se detalla el número de registros que fueron reportados en el formato S6 sin embargo, al cruzar la información con el formato TC2, se encontró que a esos usuarios no se les estaba reconociendo exención tributaria, dado que la actividad económica principal reportada no corresponde a normatividad alguna que haga extensivo este reconocimiento, por ende, se trata de un presunto error en el reporte del formato S6, con relación al TC2.

Adicionalmente, se realizó ejercicio práctico en el software comercial y la interacción con las vistas disponibles sobre la aplicación de la exención y el seguimiento del cumplimiento de la documentación requerida conforme a lo establecido normativamente de conformidad con su actividad económica.

Posteriormente, teniendo en cuenta que, en la respuesta al requerimiento inicial, no se recibió base de datos consolidada y la misma no incluyo notas técnicas que permitieran su análisis, se realizó mediante el compromiso No. 104 del Acta No. 1 del 8 al 11 de abril, bajo el cual, el prestador remitió la base de datos consolidada para las anualidades 2023 a 2025, la cual, se procedió a analizar de conformidad con lo reportado en el SUI, observando que, se presentan usuarios reportados en el SUI con condición especial “Distrito de Riego” que en la línea temporal de las vigencia 2023 a 2025, fluctúa su valoración en cuanto a condición especial, puesto que en algunas mensualidades se reporta un mismo usuario sin condición especial asignada y para otras mensualidades se reconoce como “Distrito de Riego”.

Esta misma conducta, se observa en usuarios que en una misma anualidad pueden tener tres tipos de calificativos en la variable de condición especial, como son:

- Especial educativo, que luego se califica sin ninguna condición especial y posteriormente, se califica como contribuyente exento en un mismo año.
- Usuarios considerados como “Especial Asistencial” y en el mismo año pasan a considerarse “Contribuyente exento”.
- Usuarios considerados como “Especial Asistencial”, luego, ninguna condición especial y al siguiente mes, “Contribuyente exento”.

Las anteriores observaciones, solo hacen parte de los casos más reiterativos encontrados en las vigencias 2023, 2024 y lo reportado de 2025, sin embargo, adjunto a este informe se encuentra el detalle de los usuarios con presuntas asimetrías de información que requieren ser aclaradas.

Por lo que, se requiere al prestador para que informe sobre los mecanismos de control que establecerá, con la finalidad de evitar que estas situaciones se presenten a futuro, toda vez que, es pertinente la coherencia entre formatos; en caso de identificar usuarios que pueden cumplir con dos condiciones especiales al mismo tiempo, deberá primar la condición especial de “Contribuyente exento” de tratarse de un usuario con exención tributaria.

6.12.4. Distritos de Riego.

Respecto a la revisión realizada sobre la identificación de usuarios en condición especial de distrito de riego, se encontró que se presentan diferencias entre la información allegada por el prestador y lo reportado en el SUI a través del formato **TC1. Inventario de Usuarios**, dado que al realizar la verificación de NIU de los beneficiarios por condición de distrito de riego, se encuentra que el prestador suministró a este despacho un listado de (10) usuarios que ostentan la condición de

Distrito de Riego a quienes, por solicitud de esta Dirección Técnica, señalaron en respuesta al compromiso 100 de la mencionada Acta No. 1., la fecha de dicha condición.

De la anterior revisión, se encontró que para las vigencias 2023 y 2024:

- No se reportaron como condición especial "Distrito de Riego" a (4) suscriptores, a pesar que, dentro de la información oficial, remitida como parte de la presente evaluación, el prestador manifiesta que estos prestadores iniciaron dicha novedad de conformidad con su sistema comercial "OPEN SGC" el 13/05/2022.

- A su turno, se evidencia un suscriptor que se encuentra para el 2023 reportado bajo la condición especial "Distrito de Riego" a pesar de la anotación que remite el prestador sobre dicho usuario, señalando que:

«Se realizó la verificación de la actividad económica desarrollada por el cliente, según lo consignado en el código CIIU. Como resultado, se constató que dicha actividad se encuentra dentro de las que gozan del beneficio de exención del cobro de la contribución. No obstante, el usuario no cumple con los requisitos necesarios para ser considerado como beneficiario del régimen especial de distrito de riego.

En consecuencia, el caso se encuentra en proceso de validación para su respectivo ajuste y tratamiento, conforme a la normativa vigente».

Adicionalmente, se requiere revisar la estratificación atribuida a dichos suscriptores que registran en su totalidad con estrato no residencial uso "Comercial".

Ante estas diferencias presentadas, se requiere pronunciamiento por parte del prestador aclarando la presunta asimetría en la información reportada en el SUI y

proceda con la reversión a lugar de los periodos afectados. (Adjunto a este informe se encuentra el detalle de los usuarios afectados).

6.12.5. Participación en la estratificación.

Se requirió allegar la información relacionada con la participación del prestador en los Comités de Estratificación y Concurso Económico de los municipios en donde presta el servicio de energía; de lo anterior con la finalidad de verificar el funcionamiento de los comités y la participación del prestador en la aplicación de la estratificación.

Lo anterior, considerando que de conformidad con lo reportado en el formato FC3. Concurso Económico para las vigencias 2023 y 2024, se reportó solo algunos municipios que no corresponden a la totalidad de los atendidos a quienes, en algunos casos se reportó como motivo de no pago de la liquidación de aportes al concurso económico: *“Incumplimiento del Procedimiento por parte de la Alcaldía”* como se muestra en la *Tabla 121*:

Tabla 121. Información reportada en el formato FC3. Concurso Económico para las vigencias 2023 - 2024.

| AÑO | ID | DANE | DEPTO | MPIO | ACCIÓN | V/R APORTE | FECHA |
|------------|-----------|-------------|--------------|---------------------|---|-------------------|--------------|
| 2023 | 48305 | 13001 | BOLÍVAR | CARTAGENA DE INDIAS | Existió aporte | 82516667 | 8/14/2023 |
| 2023 | 48305 | 13836 | BOLÍVAR | TURBACO | Existió aporte | 4832922 | 9/25/2023 |
| 2023 | 48305 | 13836 | BOLÍVAR | TURBACO | Incumplimiento del Procedimiento por parte de la Alcaldía | - | - |
| 2023 | 48305 | 23182 | CÓRDOBA | CHINU | Existió aporte | | |
| 2023 | 48305 | 70001 | SUCRE | SINCELEJO | Existió aporte | 52798269 | 5/23/2023 |
| 2023 | 48305 | 70001 | SUCRE | SINCELEJO | Existió aporte | 52798269 | 9/12/2023 |
| 2023 | 48305 | 70400 | SUCRE | LA UNION | Existió aporte | | |

| AÑO | ID | DANE | DEPTO | MPIO | ACCIÓN | V/R APORTE | FECHA |
|------|-------|-------|---------|---------------------|---|------------|------------|
| 2023 | 48305 | 13836 | BOLÍVAR | TURBACO | | 4832922 | 9/25/2023 |
| 2023 | 48305 | 13836 | BOLÍVAR | TURBACO | Incumplimiento del Procedimiento por parte de la Alcaldía | - | - |
| 2023 | 48305 | 23182 | CÓRDOBA | CHINU | Existió aporte | 66092084 | 2/14/2024 |
| 2023 | 48305 | 70001 | SUCRE | SINCELEJO | Existió aporte | 52798269 | 9/12/2023 |
| 2023 | 48305 | 70221 | SUCRE | COVENAS | Existió aporte | 9473333 | 2/7/2024 |
| 2023 | 48305 | 70400 | SUCRE | LA UNION | Existió aporte | | |
| 2024 | 48305 | 13836 | BOLÍVAR | TURBACO | Incumplimiento del Procedimiento por parte de la Alcaldía | - | - |
| 2024 | 48305 | 70400 | SUCRE | LA UNION | Existió aporte | 96402513 | 6/26/2024 |
| 2024 | 48305 | 13001 | BOLÍVAR | CARTAGENA DE INDIAS | Existió aporte | 152251600 | 10/15/2024 |
| 2024 | 48305 | 20001 | CESAR | VALLEDUPAR | Existió aporte | 14059765 | 10/18/2024 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI (10/05/2025) - ESP

En respuesta a este requerimiento señalado en el Acta No. 1 bajo el número 108, el prestador, adjunta comunicados y algunas actas con relación a citaciones y convocatorias a participar en los comités relacionados con los departamentos de:

- Bolívar en los municipios de:
 - Arjona
 - San Jacinto
 - Santa Catalina
 - Turbaco
- Cesar en los municipios de:
 - Becerril
 - La Jagua de Ibirico
 - Valledupar
- Córdoba en el municipio de:

- La Unión
- Sucre en los municipios de:
 - Corozal
 - Coveñas
 - Sincé

Evidenciando que en efecto el prestador ha sido convocado o ha solicitado participación en los municipios antes relacionados; sin embargo, solo equivale al 8% de los 134 municipios que atiende, por ende, se requiere que allegue las gestiones realizadas por el prestador en aras de garantizar la correcta aplicación de la estratificación sobre los usuarios atendidos, y por ello, su participación en los comités de estratificación.

De otra parte, en cuanto a la información sobre los aportes monetarios realizados con función del concurso económico solicitados, se requiere que aclare el motivo por el cual el formato FC3. Concurso Económico para las vigencias 2023 y 2024, fue reportado con observación al municipio de Turbaco como se muestra en la Tabla 40 y aclare los motivos por los cuales no registra el municipio de Chinú dentro de lo reportado en el SUI, cuando de conformidad con la información allegada el valor del aporte para 2024 corresponde a \$ 44.915.417 cancelados en dos cuotas de \$ 22.457.709.

Finalmente, sobre el cumplimiento del compromiso 108, se acoge la información allegada; sin embargo, quedamos a la espera de recibir las actas de los comités pendientes de envío, las acciones realizadas para la participación de los comités de estratificación de los demás municipios atendidos y el ajuste del reporte realizado al SUI, de conformidad con las observaciones antes mencionadas.

6.13. Subsidios Fondo de Energía Social - FOES.

Por otro lado, en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 6 del Decreto 111 de 2012, y con el fin de verificar la aplicación del beneficio del fondo de Energía Social - FOES en la facturación de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales (BS, ARMD y ZDG), se realizó un análisis de la información que reportó la empresa en el marco de la integral, y lo que se encuentra reportado en los diferentes formatos del SUI para la información relacionada a FOES y las áreas especiales. Inicialmente es importante resaltar que la empresa presta servicio en Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD), Zonas de Difícil Gestión (ZDG) y en Barrios Subnormales (BS).

Así mismo, los recursos que se le asignaron en 2023, 2024 y lo corrido de 2025 al prestador se encuentran en las siguientes resoluciones:

Tabla 122. Resoluciones de aplicación FOES 2023 - 2024

| Resolución MME | Fecha | Mes Consumo | FOES aprobado en \$/kWh |
|----------------|------------|-------------|-------------------------|
| Res. 00196 | 3/03/2023 | Cons Oct-22 | \$ 85,46 |
| Res. 00275 | 30/03/2023 | Cons Nov-22 | \$ 87,88 |
| Res. 00341 | 20/04/2023 | Cons Dic-22 | \$ 92,00 |
| Res. 00481 | 31/05/2023 | Cons Ene-23 | \$ 92,00 |
| Res. 00593 | 26/06/2023 | Cons Feb-23 | \$ 92,00 |
| Res. 00745 | 31/07/2023 | Cons Mar-23 | \$ 92,00 |
| Res. 00935 | 4/09/2023 | Cons Abr-23 | \$ 92,00 |
| Res. 01059 | 29/09/2023 | Cons May-23 | \$ 92,00 |
| Res. 01304 | 2/11/2023 | Cons Jun-23 | \$ 37,00 |
| Res. 01493 | 27/11/2023 | Cons Jul-23 | \$ 37,00 |
| Res. 01568 | 11/12/2023 | Cons Ago-23 | \$ 37,00 |
| Res. 01573 | 11/12/2023 | Cons Sep-23 | \$ 37,00 |
| Res. 01717 | 26/12/2023 | Cons Oct-23 | \$ 13,08 |

| Resolución MME | Fecha | Mes Consumo | FOES aprobado en \$/kWh |
|----------------|------------|-----------------------|-------------------------|
| Res. 00170 | 23/02/2024 | Cons Nov-23 | \$ 74,24 |
| Res. 00197 | 7/03/2024 | Cons jul-23 y Sep. 23 | \$ 37,00 |
| Res. 00390 | 3/05/2024 | Cons Dic-23 | \$ 71,90 |
| Res. 00476 | 27/05/2024 | Cons Ene-24 | \$ 73,00 |
| Res. 00684 | 8/07/2024 | Cons Feb - 24 | \$ 77,00 |
| Res. 00774 | 29/07/2024 | Cons Mar - 24 | \$ 76,00 |
| Res. 01037 | 12/09/2024 | Cons abril - 24 | \$ 76,00 |
| Res. 01069 | 17/09/2024 | Cons May - 24 | \$ 78,00 |
| Res. 01235 | 16/10/2024 | Cons Jun - 24 | \$ 92,00 |
| Res. 01593 | 21/11/2024 | Cons Jul - 24 | \$ 92,00 |
| Res. 01841 | 18/12/2024 | Cons Agos - 24 | \$ 92,00 |
| Res. 01943 | 31/12/2024 | Cons Sep. - 24 | \$ 92,00 |
| Res. 01949 | 31/12/2024 | Cons Oct - 24 | \$ 92,00 |
| Res. 00237 | 07/03/2025 | Cons Nov - 24 | \$ 92,00 |
| Res. 00444 | 11/04/2025 | Cons Dic - 24 | \$ 92,00 |
| Res. 00606 | 15/05/2025 | Cons Ene - 25 | \$ 92,00 |

Fuente: Elaboración propia a partir de lo publicado por el MME a corte del 28/05/2025

De lo anterior, se concluye que no se presentan giros pendientes para las anualidades 2023 y 2024 por concepto de FOES.

Valga señalar que, el prestador en respuesta al requerimiento inicial de información relacionado con la presente evaluación integral, manifestó sobre el cálculo del Consumo Distribuido Comunitario (CDC) para la aplicación del Fondo de Energía Social (FOES), que no utiliza el cálculo del CDD para la aplicación del FOES, añadiendo que:

«(...) Tanto para la solicitud como para la aplicación del FOES, se toma como base el cálculo del consumo individual, determinado por la diferencia de lecturas o mediante cualquiera de los métodos habilitados por la normativa

vigente (promedios, aforos, entre otros). Este cálculo se realiza hasta el consumo básico de subsistencia, o hasta su concurrencia, cuando este sea inferior al mencionado umbral.

Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. actualmente cuenta con el procedimiento PE.05303.TR Solicitud y aplicación de los recursos del Fondo de Energía Social (FOES), el cual se utiliza específicamente para la implementación del beneficio FOES en usuarios ubicados en áreas especiales, tales como ARMD, ZDG y barrios subnormales eléctricamente, de los estratos 1 y 2. Este beneficio se refleja en la facturación correspondiente».

Adicionalmente, se validó la tenencia y aplicación de procedimiento para la solicitud y aplicación de los recursos provenientes del FOES, no obstante, de conformidad con los diferentes aspectos que se tratan en este capítulo, se requiere que incorpore a dicho procedimiento los puntos de control que garanticen la disminución de la presunta asimetría en la información que a continuación se presenta.

En consecuencia, conforme a la información recibida, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 1.488.655.322 kWh en 2023, esta información varía respecto a lo reportado en el SUI, si se considera la información de consumos de los macromedidores en la cual se reportó un total de 315.007.409 kWh; de otra parte, se considera la información de la facturación adelantada a estas áreas especiales, que corresponde para la mencionada vigencia a \$ 1.793.805.502 kWh; siendo los meses con mayores diferencias enero y diciembre como se muestra en la *Tabla 123*.

Tabla 123. Consumos FOES aportados por el prestador vs los reportados en el SUI
(TC2 – TC1) en el 2023

| MES | PRESTADOR | SUI | DIFERENCIA |
|--------------|----------------------|----------------------|-------------------------|
| 1 | 123.312.492 | 156.751.389 | - 33.438.897 |
| 2 | 112.612.697 | 134.480.199 | - 21.867.502 |
| 3 | 120.199.474 | 144.167.974 | - 23.968.500 |
| 4 | 111.996.887 | 136.302.698 | - 24.305.811 |
| 5 | 124.717.901 | 148.454.015 | - 23.736.114 |
| 6 | 112.642.132 | 138.487.035 | - 25.844.903 |
| 7 | 125.086.616 | 148.845.282 | - 23.758.666 |
| 8 | 129.772.755 | 155.004.845 | - 25.232.090 |
| 9 | 130.074.900 | 155.968.070 | - 25.893.170 |
| 10 | 133.720.402 | 158.301.953 | - 24.581.551 |
| 11 | 120.923.001 | 145.587.042 | - 24.664.041 |
| 12 | 143.596.221 | 171.455.000 | - 27.858.779 |
| TOTAL | 1.488.655.322 | 1.793.805.502 | - 305.150.180 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI (10/05/2025) - ESP

Para el 2024, de conformidad con la información aportada, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 1.480.933.256 kWh frente a lo reportado en el SUI correspondiente a 1.618.339.913 kWh, considerando que, para el mes de diciembre de 2024, no se ha efectuado el respectivo reporte del formato TC2, no obstante, es mayor el valor reportado en el SUI que la información suministrada por el prestador

Situación de debe revisarse, toda vez que, son amplias las diferencias reportadas como se muestra en la Tabla 124:

Tabla 124. Consumos FOES aportados por el prestador vs los reportados en el SUI
(TC2 – TC1) en el 2024

| MES | PRESTADOR | SUI | DIFERENCIA |
|--------------|---------------|---------------|--------------|
| 1 | 133.304.312 | 156.751.389 | -23.447.077 |
| 2 | 120.620.865 | 143.224.576 | -22.603.711 |
| 3 | 131.202.237 | 153.165.608 | -21.963.371 |
| 4 | 128.077.897 | 150.193.916 | -22.116.019 |
| 5 | 126.521.244 | 140.277.079 | -13.755.835 |
| 6 | 125.779.636 | 143.202.720 | -17.423.084 |
| 7 | 124.715.754 | 142.749.486 | -18.033.732 |
| 8 | 125.703.771 | 149.425.458 | -23.721.687 |
| 9 | 124.704.804 | 163.532.188 | -38.827.384 |
| 10 | 122.178.823 | 136.805.003 | -14.626.180 |
| 11 | 123.507.935 | 139.012.490 | -15.504.555 |
| 12 | 123.345.295 | SIN REPORTE | 123.345.295 |
| TOTAL | 1.183.067.645 | 1.618.339.913 | -435.272.268 |

Fuente: Elaboración propia datos SUI (10/05/2025) - ESP

En esta tabla, se evidencia que el mes con mayores diferencias corresponde a septiembre, seguido de enero, respecto a lo reportado en el SUI.

Dadas las variaciones presentadas se requiere que el prestador proceda a sustentar los motivos por los cuales se presentan dichas variaciones y proceda con la reversión respectiva.

Por otro lado, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, es la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía.

Figura 128. Comparación aplicación FOES 2023-2024 información remitida por CARIBEMAR y la reportada en el formato S1 – SUI.



Fuente: Elaboración propia datos formato S1 SUI - ESP

En lo que respecta al FOES aplicado se tomó como referencia el reporte del formato S1, lo remitido por el prestador y la información de las conciliaciones del MME, encontrando variaciones entre las fuentes de información, siendo mayor los valores de FOES aplicado de la información suministrada por el prestador que la reportada en el SUI a través de formato S1.

Las diferencias encontradas se pueden clasificar en tres grandes grupos, la primera corresponde a valores con mayor representatividad, principalmente en octubre del 2024 con una diferencia de \$ 7.066.985.552 en la primera aplicación y en la segunda por valor de \$ 6.724.993.000, seguido de diciembre de 2023 con una diferencia de -\$ 5.146.950.538

El segundo grupo corresponde a valores que se encuentran \$ 3.488.235.643 para el mes de enero de 2024 primer aplicación, \$ 3.486.112.546 segunda aplicación, \$ 3.404.571.687

Segunda aplicación para el mes de diciembre de 2023, y \$ 1.376.700.180 para abril de 2023.

Posteriormente, se encuentra el tercer grupo que corresponde a valores desde \$ 350.827.171 en diciembre de 2023, septiembre del 2024 con \$ 85.345.576, enero del 2023 con \$ 69.552.465, julio de 2024 con \$ 42.731.830 y octubre 2024 tercera aplicación con \$ 4.850.046.

De lo anterior, se formuló la observación N°105 en el Acta No 1 de la presente evaluación integral, en la que se le solicitó al prestador revisar y sustentar o reversar según corresponda, sobre las diferencias en la información de devoluciones FOES (Diferencias entre el FOES aplicado y lo reportado en el formato S1 2023 – 2024).

A lo que el prestador manifestó en respuesta a dicha observación que:

«En cuanto a las diferencias presentadas en el Campo FOES, se solicita reversar los valores reportados en los periodos abril 2023 ya que la información reportada no corresponde con la aplicación real del beneficio, respecto a las diferencias presentadas en diciembre 2023 por valor de 350.827.171, esta se origina porque en ese periodo se reportó en el S1 un valor de FOES aplicado el cual tiene en cuenta devoluciones que se efectuaron al MME y que corresponden a valores no aplicados en la facturación de los usuarios después de 6 meses, los cuales no se mostraron en el S1 de octubre 2023 y diciembre 2023, por lo cual procederemos a corregir la información para estos periodos. En ese sentido se presentarán diferencias en octubre y diciembre de 2023 por valor de 256.043.519 y 94.783.652 respectivamente.

En adición a este punto se enviará nuevamente la información consignada en el soporte que da respuesta al punto 4.2.2 “Valor FOES aplicado 2023 – 2024 a las áreas especiales que atiende”. Se adicionará una columna mostrando los valores devueltos al MME. Esta información será compartida a la SSPD el 9 de mayo».

No obstante, dentro de su escrito solo se hace alusión a algunas diferencias antes descritas y este despacho no recibió archivo que detalle los valores devueltos a Min Energía como producto de los valores no aplicados en la facturación, por consiguiente, se mantiene el requerimiento inicial. Asimismo, deberá cursar la reversión a la que hace mención en su contestación.

A su turno, al verificar el valor de facturación FOES se presentaron diferencias respecto a la información allegada por el prestador y la reportada en el SUI como se muestra en la *Tabla 125*:

Tabla 125. Diferencia facturación total FOES 2023 - 2024 reportadas en el formato TC2 SUI y la información aportada por el prestador

| INFORMACIÓN DE ESP | | REPORTE EN EL SUI | | DIFERENCIAS |
|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| Mes Facturación | Total Valor FOES | VALOR_FOES | VALOR_REFACTURADO | |
| 202401 | \$ 6.876.223.932 | \$ 6.934.888.474 | \$ - | -\$ 58.664.542 |
| 202402 | \$ 3.884.114.424 | \$ 3.919.565.843 | \$ - | -\$ 35.451.419 |
| 202403 | \$ 3.326.858.685 | \$ 3.416.864.754 | -\$ 4.882.523 | -\$ 85.123.546 |
| 202404 | \$ 3.695.522.336 | \$ 3.727.506.895 | \$ - | -\$ 31.984.559 |
| 202405 | \$ 113.584.222 | \$ 476.692.054 | \$ - | -\$ 363.107.832 |
| 202406 | \$ 6.058.580.363 | \$ 6.139.729.975 | \$ - | -\$ 81.149.612 |
| 202407 | \$ 7.360.876.770 | \$ 7.389.748.846 | \$ - | -\$ 28.872.076 |
| 202408 | \$ 467.467.165 | \$ 501.062.207 | \$ - | -\$ 33.595.042 |
| 202409 | \$ 1.554.830.393 | \$ 1.606.958.975 | \$ - | -\$ 52.128.582 |
| 202410 | \$ 12.710.194.803 | \$ 12.764.947.066 | \$ - | -\$ 54.752.263 |
| 202411 | \$ 10.852.995.471 | \$ 10.897.948.461 | \$ - | -\$ 44.952.990 |

| INFORMACIÓN DE ESP | | REPORTE EN EL SUI | | DIFERENCIAS |
|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|------------------|
| Mes Facturación | Total Valor FOES | VALOR_FOES | VALOR_REFACTURADO | |
| 202412 | \$ 1.399.998.779 | SIN REPORTE | SIN REPORTE | \$ 1.399.998.779 |
| 202301 | \$ 4.172.507.160 | \$ 4.198.454.168 | \$ - | -\$ 25.947.008 |
| 202302 | \$ 3.484.331.535 | \$ 3.529.778.744 | \$ - | -\$ 45.447.209 |
| 202303 | \$ 393.429.068 | \$ 445.048.930 | \$ - | -\$ 51.619.862 |
| 202304 | \$ 3.575.072.816 | \$ 3.627.226.189 | \$ - | -\$ 52.153.373 |
| 202305 | \$ 5.236.636.122 | \$ 5.278.077.455 | \$ - | -\$ 41.441.333 |
| 202306 | \$ 13.931.253.945 | \$ 13.969.694.313 | \$ - | -\$ 38.440.368 |
| 202307 | \$ 6.959.953.096 | \$ 6.985.191.601 | \$ - | -\$ 25.238.505 |
| 202308 | \$ 9.551.687.247 | \$ 9.582.182.492 | \$ - | -\$ 30.495.245 |
| 202309 | \$ 7.640.828.731 | \$ 7.675.260.831 | \$ - | -\$ 34.432.100 |
| 202310 | \$ 7.887.306.187 | \$ 7.966.086.315 | \$ - | -\$ 78.780.128 |
| 202311 | \$ 8.838.783.187 | \$ 8.906.546.948 | \$ - | -\$ 67.763.761 |
| 202312 | \$ 4.770.734.744 | \$ 4.845.670.243 | \$ - | -\$ 74.935.499 |

Fuente: Elaboración propia datos formato TC2 SUI - ESP

De las diferencias presentadas se destaca en 2024 los meses de mayo de 2024 con -\$363.107.832 y marzo con -\$85.123.546.

Vale aclarar que el mes de diciembre de 2024 no se ha reportado a la fecha, lo que dificulta la verificación de varias temáticas de los fondos.

Respecto a las facturas emitidas se observan mayores diferencias en los meses de abril, mayo, agosto y septiembre de 2024, en donde no coincide el número aportado por el prestador respecto a lo reportado en el SUI, toda vez, que para estos meses no se cuenta con facturas emitidas, situación que requiere sustentación respecto a

eventos que pudieran conllevar a un valor superior en la información reportada en el SUI y lo aportado por el prestador como se ilustra en la *Tabla 126*.

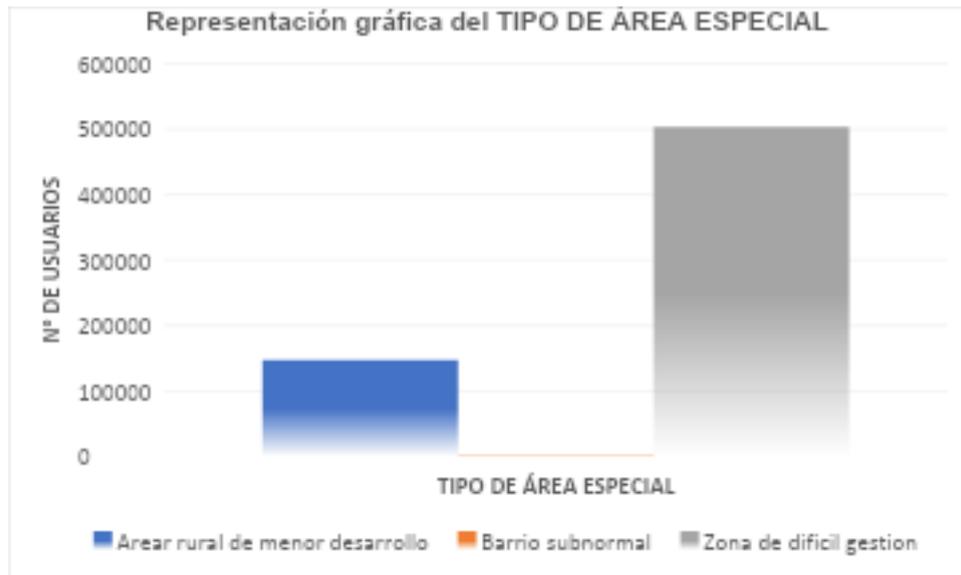
Tabla 126. Diferencia del No. De facturas emitidas FOES 2024 reportadas en el formato S9 SUI y la información aportada por el prestador

| INFORMACIÓN SUI | | | | INFO | DIFERENCI |
|-----------------|---------------|-------------------|-----------------------------|--------|-----------|
| CAR_CARG_A | CAR_CARG_PERI | IDENTIFICADOR_EMP | FACTUR | ESP | |
| NO | ODO | RESA | AS | AS | AS |
| 2024 | 1 | 48305 | 587428 | 683391 | -95963 |
| 2024 | 2 | 48305 | 577241 | 668092 | -90851 |
| 2024 | 3 | 48305 | 564819 | 418844 | 145975 |
| 2024 | 4 | 48305 | 0 | 383500 | -383500 |
| 2024 | 5 | 48305 | 0 | 17006 | -17006 |
| 2024 | 6 | 48305 | 577203 | 577369 | -166 |
| 2024 | 7 | 48305 | 577992 | 675213 | -97221 |
| 2024 | 8 | 48305 | 0 | 54278 | -54278 |
| 2024 | 9 | 48305 | 0 | 127493 | -127493 |
| 2024 | 10 | 48305 | 575326 | 652366 | -77040 |
| 2024 | 11 | 48305 | 563265 | 624785 | -61520 |
| 2024 | 12 | 48305 | SIN REPORT E | 137794 | 137794 |

Fuente: Elaboración propia datos formato SUI - ESP

De otra parte, de conformidad con la información reportada en el SUI, el prestador atiende los tres tipos de áreas especiales definidos para FOES, teniendo mayor

impacto en las zonas de difícil acceso de conformidad con el número de usuarios atendidos que pertenecen a esta categoría. Lo anterior, se ilustra en la siguiente figura:
Figura 129. Cantidad Áreas Especiales atendidas por AIR-e S.A.S ESP Formato TC1.



Fuente: Elaboración propia datos SUI (TC1 nov. 2024)

Además, es relevante considerar que la mayoría de los territorios atendidos por CARIBEMAR, corresponden a municipios con climas cálidos, situados a altitudes inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar. En estas áreas, se establece un límite de consumo eléctrico subvencionado de 173kWh para ARMD y de 184kWh para BS, por mes para cubrir las necesidades básicas. En otras palabras, este es el tope de kilovatios que los hogares pueden consumir al mes con tarifas subsidiadas, ya que cualquier excedente de consumo sobre este límite será facturado a la tarifa plena.

No obstante lo anterior, se encontró respecto al valor del consumo de subsistencia de los usuarios receptores de FOES para la vigencia 2023 y 2024, por mes al revisar la información disponible en el formato TC2 y TC1, se encuentra inconsistencias para los NIUs, considerando que al verificar la variable: “21 Altitud (usuario)” del TC1, se

evidencia que no se ha dado cumplimiento a lo establecido en la Resolución SSPD 12515 del 2021 en lo que reza: *"Para el primer año de vigencia de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios"*, puesto que a la totalidad de usuarios FOES no se les ha identificado información de altitud, esto repercute en la validación de usuarios sujetos a FOES en el SUI; sin embargo, dicha situación no repercute en la aplicación de los usuarios sujetos a FOES.

Ahora bien, respecto al impacto de la medición del consumo y la valoración del cálculo del subsidio FOES, que en la variable tipo de lectura "Estimada" cuando en la variable Tipo Medidor se reporta: "Electromecánico y Electrónico", por lo que agradecemos la respectiva aclaración sobre los usuarios FOES, en las mencionadas vigencias.

6.14. Comentarios adicionales

De manera general, se requiere pronunciamiento de parte del prestador, en cuanto a la presunta asimetría en la información reportada en el Sistema Único de Información SUI, (como canal oficial para el reporte de información de carácter suprainstitucional) y la empleada en su sistema comercial.

Este requerimiento se hace extensivo para todo el apartado relacionado con los subsidios provenientes de los fondos: FSSRI y FOES, así como considerar cada una de las observaciones plasmadas en el contenido de dichos apartados, dando las sustentaciones a lugar a esta Dirección Técnica y aclarando sobre las medidas a implementar para evitar la ocurrencia de las presuntas asimetrías de información descritas.

6.15. Aspectos Tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la Empresa AFINIA atiende usuarios regulados y no regulados. Para el caso del mercado regulado, el presente informe se enfocará en el Costo Unitario de Prestación del Servicio y Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red del mercado CARIBEMAR teniendo en cuenta que aplicaría a la mayoría de los usuarios de la empresa. Por otra parte, en lo que se refiere a usuarios no regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación del servicio por nivel de tensión conforme a lo reportado por el comercializador en los formatos comerciales del SUI.

6.16. Costo unitario Usuarios regulados

Corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_v_m + PR_{n,m} + R_m$$

Gestión de Compra de Energía y atención de usuarios

Compra de Energía

Costo Unitario de Prestación del servicio

Transporte de Energía

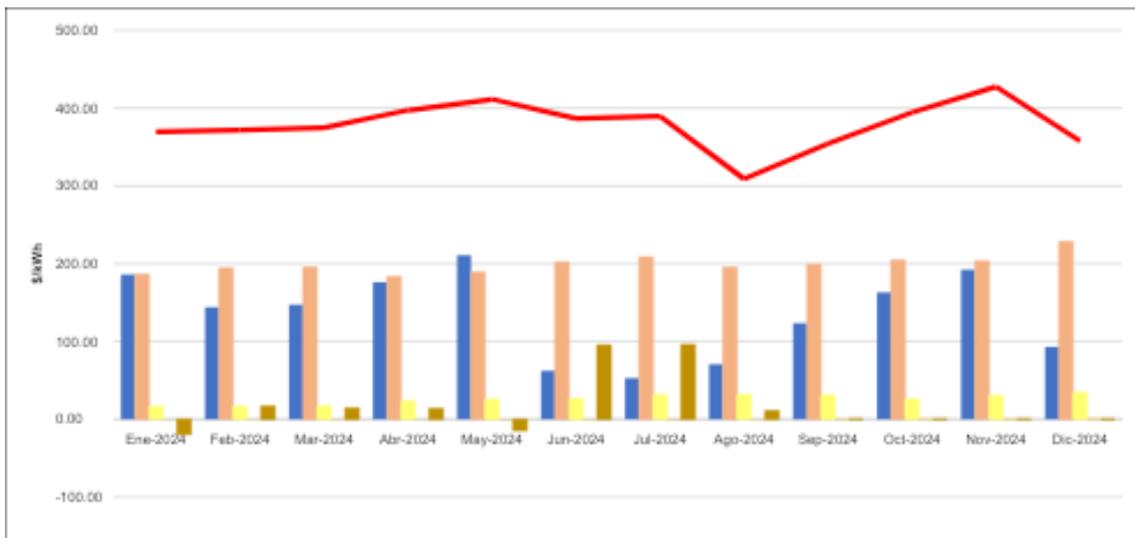
Pérdidas en el Transporte

Costos por Restricciones en la Red

6.16.1. Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018 y Resolución CREG 129 de 2019 CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, o bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación para el mercado Caribe Mar

Figura 130. Componente de Generación (G) 2024 – AFINIA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la figura anterior puede evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2024 para el mercado Caribe Mar. Se observa un aumento significativo en el mes de mayo de 2024, llegando a alcanzar el valor máximo de 427,39 \$/kWh en el mes de noviembre. Las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda

regulada atendida con energía comprada en bolsa y las barras de color curuba corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. Finalmente, también se evidencia el aporte de las compras en la subasta del ministerio en color amarillo (G CLP), además del G transitorio el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten los casos de entrega de energía que tenga traslado al usuario final.

Adicionalmente, las barras de color dorado muestran el comportamiento del factor de Ajuste (AJ) en el cálculo del componente de generación. Este factor se aplica al costo máximo de compra de energía en relación con las compras efectuadas en la bolsa y destinadas al mercado regulado. Este mecanismo permite a los comercializadores trasladar directamente, cada mes, el precio de las compras en bolsa a los usuarios, pero en los meses donde los precios de bolsa son altos, se establece un valor máximo de referencia (MAX) que limita el costo trasladado a los usuarios para los comercializadores expuestos en bolsa.

Si como resultado de esta metodología se presentan diferencias negativas entre el componente G y el costo reconocido (CR), estas se consideran un saldo a favor del comercializador, que se pagará en los meses siguientes cuando los precios de bolsa disminuyan. Las diferencias positivas operan en sentido contrario.

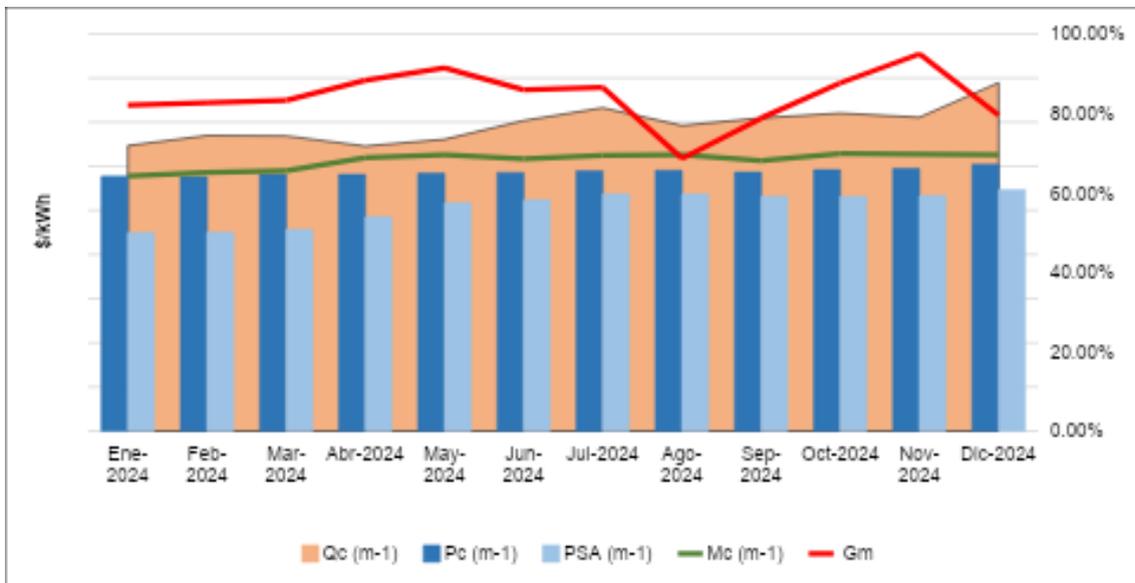
El aumento del componente de Generación en el mes de mayo correspondió a 6,04% con respecto al mes anterior, dicho aumento estuvo determinado por un significativo incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente. Lo anterior, quiere decir que, la combinación del precio de bolsa junto

con el alto nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara en mayo de 2024 el 26,56% del precio promedio de bolsa que fue de 795,83 \$/kWh.

6.16.1.1. Compras en contratos

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del ministerio (PSA), el costo promedio ponderado por energía (Mc), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G) para el mercado Caribe Mar.

Figura 131. Comportamiento de las variables (G contratos) 2024 - AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la figura anterior se puede observar que, en el año 2024, AFINIA adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero inferior al precio promedio del

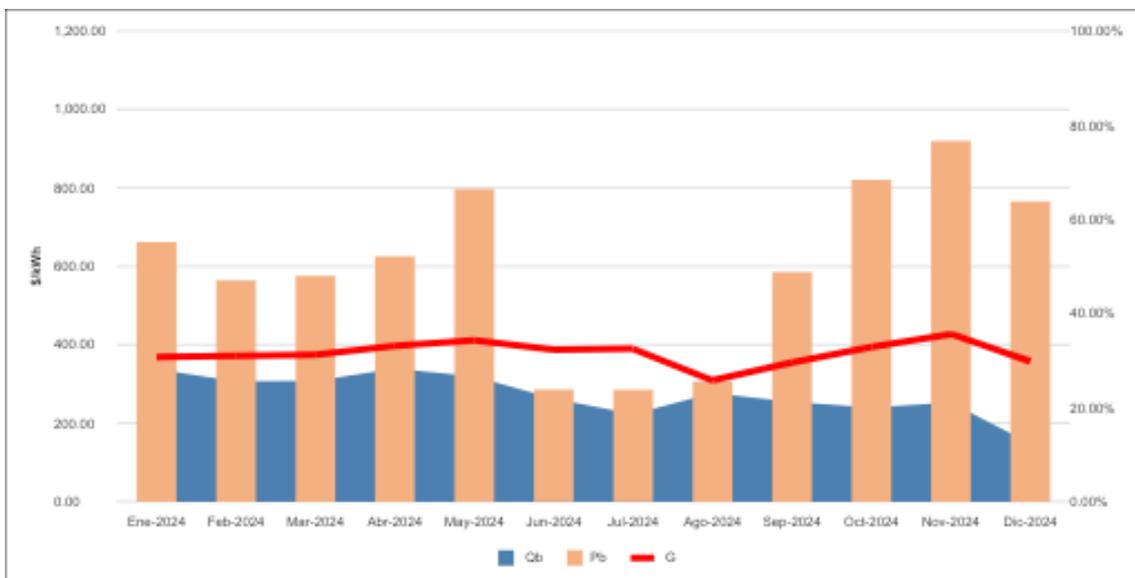
mercado (Mc). Estas negociaciones surgen de un proceso regulado de convocatoria pública, donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa su pertinencia para la adquisición de energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante del año 2024 fue de 293,43 \$/kWh, manteniéndose por debajo del promedio de Mc para el mismo período, lo que ocasionó que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 306,75 \$/kWh.

En la misma figura se puede observar que, durante los meses de mayo y noviembre de 2024, el valor del componente de Generación presentó un incremento, mientras que el cubrimiento de la demanda regulada en contratos (Qc) se mantuvo en un promedio de 73,44% y 78,97%, respectivamente. Esto dejó expuesto al mercado un 26,56% en mayo y un 21,03% en noviembre, con un precio promedio (Pb) de 599,21 \$/kWh para el año 2024.

6.16.1.2. Compras en bolsa

De manera análoga al análisis previo de las compras en contratos, se establece una comparación entre el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía adquirida en la bolsa (Pb), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa (Qb) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales (G) en el mercado Caribe Mar.

Figura 132. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2024 - AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la figura anterior se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por AFINIA. Este componente experimenta un aumento en el mes de mayo de 2024, cuando un precio en la bolsa (Pb) de 795,83 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 26,56% resultaron en un valor de Generación (G) de 411,78 \$ y para el mes de noviembre un precio de bolsa (Pb) de 918,93 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 21,03% resultaron en un valor de Generación (G) de 427,39 \$ para el mercado Caribe Mar.

Es importante destacar que, para los meses en los cuales se presenta un aumento en los precios en la bolsa, afecta, aunque no en mayor proporción, el valor del componente de generación debido a que AFINIA cubría en promedio el 22,69% de la demanda mediante la adquisición de energía a través de la bolsa.

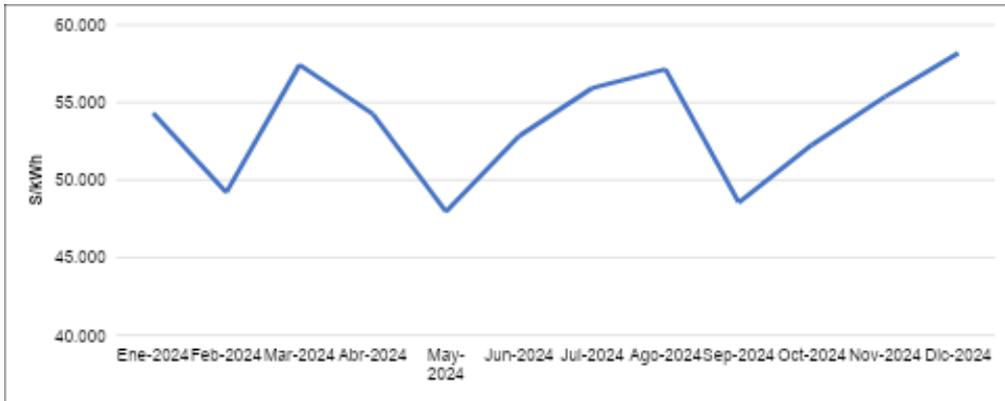
En los meses donde se registran incrementos en los precios de la bolsa, se genera un impacto en el valor del componente de Generación, aunque de manera moderada, dado que AFINIA cubría en promedio un 22,69% de la demanda mediante compras de energía en dicho mercado.

6.16.2. Componente de Transmisión

El componente de Transmisión reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular, es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor, es decir los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la siguiente figura se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por AFINIA a sus usuarios durante el año 2023. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Figura 133. Comportamiento del componente de Transmisión 2024 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

6.16.3. Componente de Distribución

El componente de Distribución está asociado al costo de la actividad de distribución, cuya metodología de remuneración vigente está establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Este componente está compuesto por los denominados cargos por uso por nivel de tensión, cuyo cálculo depende a su vez de los ingresos mensuales calculados y las entradas de energía de cada operador de red. El cálculo de estos ingresos considera aspectos asociados a la actividad de distribución como lo son la remuneración de inversiones, y los gastos administrativos, de operación y mantenimiento relacionados con la distribución de energía eléctrica en infraestructura eléctrica (Sistemas de Transmisión Regional) y SDL (Sistemas de Distribución Local) del respectivo Operador de Red (OR). Estos cargos por nivel de tensión, dados en \$/kWh, son calculados mensualmente por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas) aplicando las disposiciones definidas en la metodología que se encuentre vigente e información suministrada por los operadores de red a finales de febrero de cada año bajo los parámetros definidos en la Circular CREG 012 de 2020.

Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur) y 180574 de 2012 (ADD Centro).

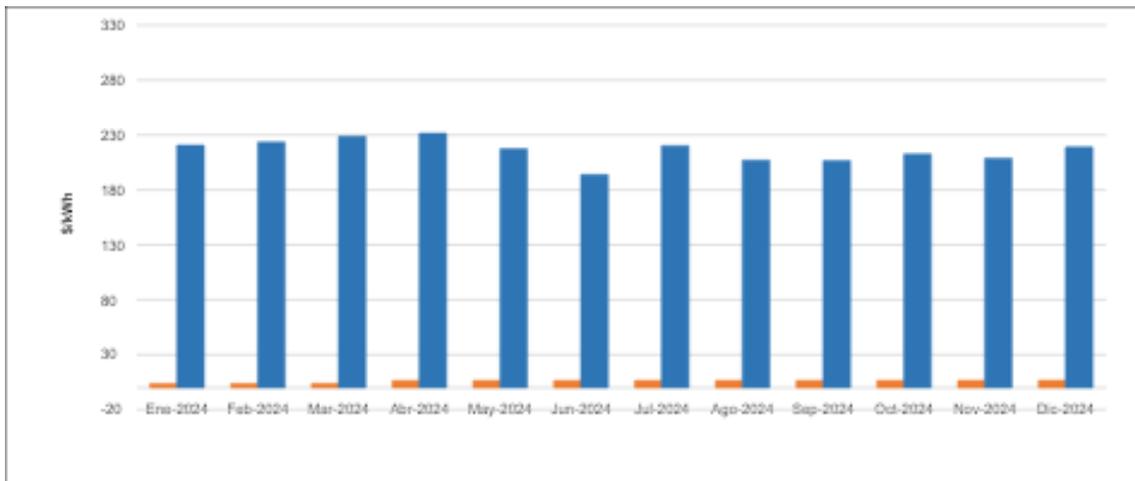
El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD) es unificar las tarifas de Distribución (D) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN) corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda.

Actualmente, AFINIA no pertenece a ninguna Área de Distribución (ADD). A continuación, se muestra la evolución del componente de distribución.

Actualmente, existen cuatro mercados de comercialización que no forman parte del esquema de las Áreas de Distribución (ADD): CARIBESOL, CARIBE MAR, GUAVIARE y CHOCÓ. En este contexto, el mercado de Caribe Mar, atendido por AFINIA, no pertenece a ninguna ADD. Este mercado abarca los departamentos de Bolívar, Sucre,

Córdoba y Cesar, donde AFINIA actúa como comercializador integrado al operador de red. Por esta razón, el cargo de distribución calculado para este mercado se transfiere directamente al usuario final.

Figura 134. Comportamiento componente de Distribución - 2024 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la figura anterior se puede observar que, durante el año 2024, el valor promedio del cargo de distribución (Dt) fue de 215,72 \$/kWh, registrando un valor máximo de 231,45 \$/kWh en abril y un valor mínimo de 193,75 \$/kWh en junio. Además, las barras naranjas representan el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), incluido en el cargo de distribución, el cual inició en 3,57 \$/kWh y culminó el año en 6,52 \$/kWh. Es de resaltar que se ilustra el cargo de nivel de tensión 1 debido a que en este se concentran los usuarios residenciales, y un subconjunto de usuarios comerciales y oficiales, y por lo tanto este el cargo aplicado en la factura de la mayoría de usuarios de AFINIA.

Con el fin de entender el comportamiento de esta componente, es relevante tener en cuenta los siguientes aspectos

- El cálculo de los ingresos mensuales parte del cálculo de variables anuales tales como el ingreso anual por inversión y AOM, y la recuperación de capital anual, las cuales son actualizadas por el LAC durante el mes de marzo de cada año y publicadas para para aplicación por parte del comercializado en el mes de abril. La actualización de estas variables depende del reporte hecho por los operadores de red ante el LAC a finales de febrero de cada año y permanecen estáticas en el periodo entre abril del año correspondiente y marzo del año siguiente. Estas variables solo presentan ajustes cuando queda en firme un ajuste al plan de inversión aprobado por la CREG, o existe una actualización en la información reportada resultado de ejercicios de verificación del operador de red o de esta Superintendencia, o posibles errores en el cálculo por parte del LAC.
- En diciembre de 2023 la CREG publicó la Resolución CREG 501 010 de 2023 resolvió recurso de reposición a la Resolución CREG 501 057 de 2023 a través de la cual AFINIA solicitó la inclusión de activos puestos en operación del 2020 en su base regulatoria de activos inicial y ajuste al plan de inversión. En esta resolución la CREG ajusta valores de variables iniciales de cargos como resultado aprobadas inicialmente como resultado de la solicitud de AFINIA, y aprobó el ingreso adicional a recibir por el operador de red resultado de aprobación del reconocimiento de inversiones a fecha de corte (2020) y su inclusión en la base regulatoria de activos inicial. Adicionalmente, dispone que en un periodo de 12 meses se aplicará la diferencia acumulada del ingreso resultante de aplicar el ajuste al plan de inversión aprobado desde el mes en que fuera aplicable hasta el mes de entrada en vigencia de la resolución.

Lo anterior influyó el componente de la siguiente manera

- El ajuste de ingreso derivado del reconocimiento de activos puestos en operación durante 2020 aplicó entre enero y mayo de 2024. Esto, en conjunto con impacto positivo en los ingresos de nivel de tensión 1, 2 y 4 y negativo en el nivel de tensión 3 resultó en un aumento leve del cargo entre diciembre de 2023 y enero de 2024.
- En abril de 2024 el LAC actualizó las variables anuales empleadas para el cálculo de cargos a partir de información reportada por el operador de red, incluyendo el cargo Dtcs. En la publicación de cargos en el STR (nivel de tensión 4) se presentó una anomalía con el ingreso anual al presentar un aumento inusual de la recuperación de capital calculado por el LAC. Al respecto estos atribuyeron un error interno durante el proceso de actualización de cargos y el cual se entiende fue corregido a partir de mayo. Esto, en conjunto con un aumento leve de los ingresos anuales en otros niveles de tensión, resultó en un aumento del cargo para este mes.
- En mayo el LAC realiza la debida corrección de la anomalía detectada, lo cual resultó en una reducción de los ingresos de nivel de tensión 4, lo que a su vez impactó el cargo de nivel de tensión 1.
- En junio finaliza el ajuste al ingreso adicional por el reconocimiento de activos puestos en operación del 2020 y se aplica un cargo de nivel de tensión 4 menor al calculado para el STR Norte y se entiende corresponde a ajuste por la anomalía. Esto indujo a una reducción del cargo.

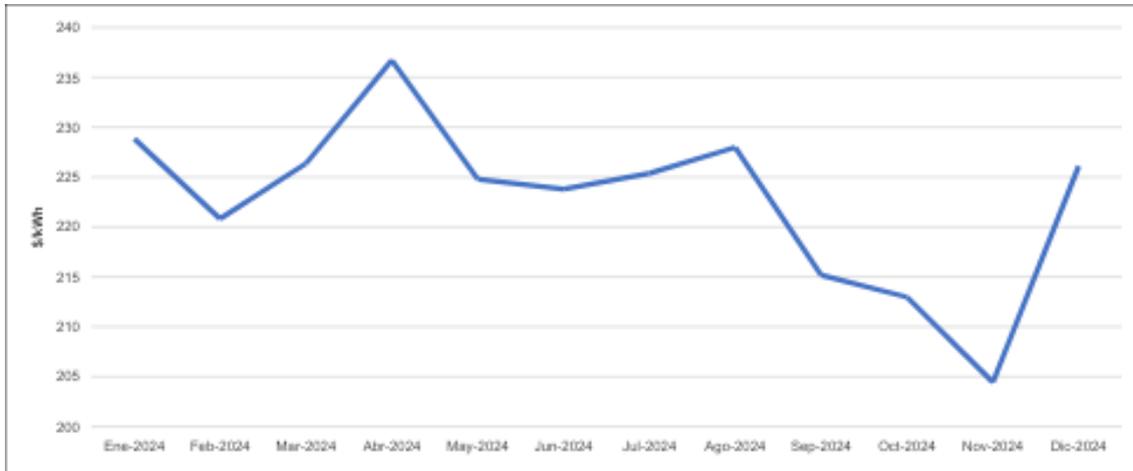
- Desde julio las condiciones de las variables anuales y aplicación de cargos de otros niveles de tensión se normalizan. En principio los cambios desde este mes y hasta diciembre responden a factores tal como el factor de indexación.

6.16.4. Componente de Comercialización

Este componente remunera los costos asociados a la actividad de comercialización, que incluyen el margen de la actividad, el riesgo de cartera, las contribuciones y los pagos al administrador del mercado. El cálculo de la comercialización se realiza según las metodologías establecidas en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014. En estas resoluciones se define que la comercialización se compone de tres subcomponentes: el costo variable de comercialización (C^*), el costo variable para atender a los usuarios regulados (CvR) y el reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante destacar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red (OR). Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente entre las distintas empresas. En el caso de AFINIA, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 036 de 2015, modificada por la Resolución CREG 188 de 2020.

Figura 135. Comportamiento componente de Comercialización - 2024 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

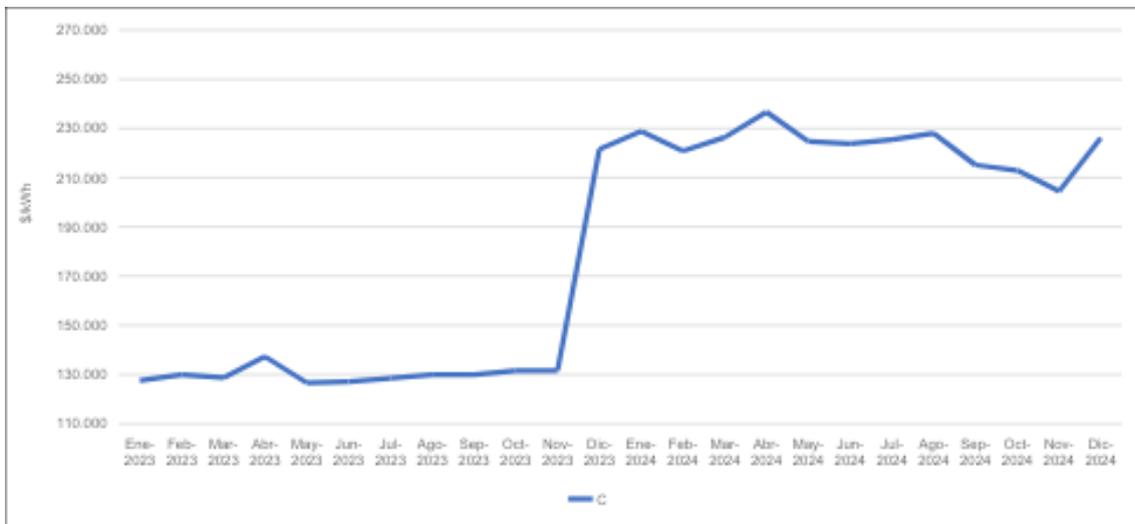
Como se observa en la figura anterior, el componente de comercialización presentó fluctuaciones en su valor a lo largo del año 2024. El valor mínimo se registró en noviembre, con un monto de 204,44 \$/kWh, mientras que el máximo se alcanzó en abril, con 236,69 \$/kWh. Estos incrementos están relacionados, en gran medida, con un aumento en la remuneración de los costos asociados a la atención de usuarios regulados (CvR) y con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 028 de 2023.

La Resolución CREG 101 028 de 2023, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) el 24 de noviembre de 2023, introduce modificaciones a la Resolución CREG 119 de 2007. Su objetivo principal es permitir que los comercializadores minoristas de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) recuperen los saldos acumulados derivados de la aplicación de la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020.

Esto se logra mediante la inclusión del Costo de Recuperación del Saldo de la Opción Tarifaria (COT), expresado en \$/kWh, en el componente de comercialización. Cabe

destacar que la empresa adoptó dicha modificación a partir de diciembre de 2023, lo cual significa que desde ese mes el prestador dejó de estar bajo opción tarifaria y comenzó a incluir la variable COT en el componente de comercialización. Esto generó un incremento significativo en el valor del componente C, lo cual se refleja en la evolución presentada en la siguiente figura, desde enero de 2023.

Figura 136. Comportamiento componente de Comercialización – 2023 – 2024. AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la siguiente tabla se presenta el valor del COT por mes y Nivel de Tensión aplicado por AFINIA hasta la fecha de elaboración del presente informe.

Tabla 127. Comportamiento del COT mercado Caribe Mar (\$/kWh)

| PERIODO | MERCADO | NT1 | NT2 | NT3 |
|---------|------------|-------|-------|-------|
| dic-23 | CARIBE MAR | 87,23 | 70,22 | 32,64 |
| ene-24 | CARIBE MAR | 90,99 | 88,38 | |
| feb-24 | CARIBE MAR | 85,79 | 59,16 | |

| | | | | |
|--------|---------------|-----------|-----------|--|
| mar-24 | CARIBE MAR | 85,6 7 | 73,5 1 | |
| abr-24 | CARIBE MAR | 92,9 6 | 70,0 9 | |
| may-24 | CARIBE MAR | 84,4 0 | 69,3 6 | |
| jun-24 | CARIBE MAR | 84,0 0 | 67,8 5 | |
| jul-24 | CARIBE MAR | 86,1 0 | 63,2 8 | |
| ago-24 | CARIBE MAR | 84,2 6 | 65,3 0 | |
| sep-24 | CARIBE MAR | 82,4 4 | 64,7 6 | |
| oct-24 | CARIBE MAR | 81,2 2 | 61,9 2 | |
| nov-24 | CARIBE MAR | 75,9 4 | 54,5 5 | |
| dic-24 | CARIBE MAR | 85,2 3 | 64,5 4 | |

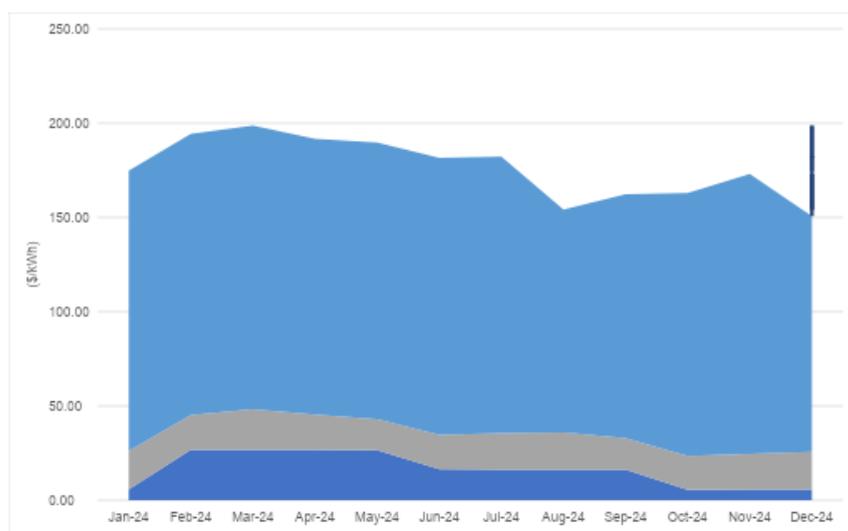
Fuente: Publicaciones empresa, Publicaciones CAC - Elaboración DTGE

6.16.5. Componente de Pérdidas

El componente de Pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por factores técnicos y no técnicos se pierden en los diferentes eslabones de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente reconoce el costo de producción de pérdidas eficientes de energía, el costo del transporte de las pérdidas eficientes de energía, y los costos de la gestión de las pérdidas en distribución. En lo que respecta a generación y transmisión, se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión, la cual es un factor de escala exponencial que están en función de los factores para referir medidas al STN, los cuales dependen de los índices de pérdidas reconocidas para el Operador de Red del mercado de comercialización.

En lo que respecta a distribución, se calcula a partir de la metodología definida a través de la Resolución CREG 015 de 2018, la cual depende del Costo Anual del Plan de gestión de pérdidas aprobado por la CREG y la evaluación del plan de reducción de pérdidas. Esta se compone de un costo de mantenimiento de pérdidas (AOMP) y costo de las inversiones en activos que no son clasificables como unidades constructivas (INVNUC), este último aplicado para aquellos operadores que cuenta con un plan de reducción de pérdidas. Para el caso de AFINIA, la CREG aprobó un plan de reducción de pérdidas bajo las condiciones y evaluado bajo las reglas expuestas en la sección 5.3.4.1. Es de resaltar que la variable CPROG se introdujo con la entrada en vigor de la Resolución CREG 015 de 2018 y se empezó aplicar dentro del costo de pérdidas una vez aprobados los cargos del operador. Este cargo debe ser aplicado por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en un mercado donde su Operador de Red ya se encuentre con aprobación de ingresos regulados.

Figura 137. Comportamiento del componente de Pérdidas 2024 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En promedio para el 2024, el componente de Pérdidas se compone de un 80,27% del costo de producción de pérdidas (Generación) y un 10,77% por el costo de transporte de pérdidas (Transmisión) y un 8,96% por el costo de gestión en distribución; razón por la cual el comportamiento de la curva mostrada en la figura anterior responde primordialmente a las dinámicas en el componente de Generación. No obstante, como se puede observar en esta gráfica, el comportamiento de la variable CPROG también influye en cambios relevantes en el comportamiento de la componente.

A continuación, se da un recorrido de los factores relevantes en el comportamiento de este componente durante el 2024

- Como se vio previamente, como resultado de un derecho de petición generado por AFINIA, el LAC decidió reactivar el plan de reducción de la empresa y con ello su remuneración. Asimismo, reconoció lo dejado de remunerar durante el 2023 a raíz de la continuidad de la suspensión del plan, esto en un plazo de 8 meses. Adicionalmente, a esto se agrega la remuneración de la componente de inversión del costo del plan de reducción (INVNUC) que se reconoce en el periodo de febrero a mayo de 2024. Esto dos factores indujeron un cambio el cambio súbito de la componente CPROG aplicada a partir de febrero.
- En abril de 2024 el LAC actualiza las variables asociadas a los cargos de distribución, dentro de las cuales se encuentra las pérdidas reconocidas. El índice de pérdidas reconocidas y el promedio del factor para referir medidas al STN promedio durante su periodo de aplicación se presenta en la Tabla 47 Como se observa, las pérdidas reconocidas, y con ello el IPR, decrecieron, lo que significa una menor contribución de las componentes de generación y transmisión al componente, resultando en una reducción para este mes.

Tabla 128. Reconocimiento de pérdidas aplicada para AFINIA vigencias 2023 y 2024.

| Vigencia | Periodo aplicación | $P_{j,1}$ | IPR_1 |
|----------|--------------------|-----------|---------|
| 2023 | 04/2023 – | 20,96 | 27,29 |
| | 03/2023 | % | % |
| 2024 | 04/2024 – | 19,50 | 25,56 |
| | 03/2025 | % | % |

Fuente: elaboración propia a partir de información de XM.

Como se resaltó en la sección previamente, y se amplía en la sección de Anexos, el reconocimiento de pérdidas corresponde a la suma de las pérdidas eficientes y adicionales. Las pérdidas eficientes se mantienen fijas y por disposiciones del régimen son las mismas de ELECTRICARIBE (11,67% para NT1). Las pérdidas adicionales corresponden a un incentivo a la inversión introducido por la Res. CREG 015 de 2018 que es solo aplicado para los operadores de red que tuvieron la opción de presentar un plan de reducción, y fue formulado con el objetivo de que en un horizonte de 10 años las pérdidas de un OR lleguen a niveles eficientes. La magnitud de estas pérdidas depende de las condiciones iniciales de las pérdidas totales en nivel de tensión 1 a fecha de corte (diciembre de 2019 para AFINIA) aprobadas por la CREG, y la ejecución de inversiones, y por su misma formulación decrecen con el paso de tiempo hasta llegar a cero en un lapso de diez años. Por lo tanto, el reconocimiento de pérdidas no se asemeja ni responde a la evolución ni condiciones reales de las pérdidas del operador, y continuará decreciendo anualmente, o pueden llegar a ser cero si el operador ejecuta inversiones por

debajo del 4% del Costo de Reposición de Referencia, lo que no ha sido hasta ahora el caso para AFINIA.

- La evaluación del plan de reducción de pérdidas de AFINIA para la vigencia 2023 publicada durante el mes de abril dio como resultado la suspensión del plan por incumplimiento de metas. Esto implicó que la remuneración del INVNUC se suspende por lo que resta del año y por ende una reducción en el CPROG aplicado a partir de junio, y con ello el componente.
- En agosto de 2024 se presenta una reducción del componente de generación de \$400,51 a \$320,66, lo que represento una reducción pronunciada en su contribución en el componente de pérdidas.
- A partir de octubre de 2024 finaliza el reintegro de ingresos en el CPROG y se vuelve a remunerar solamente por concepto de mantenimiento de pérdidas teniendo en cuenta la suspensión del plan de reducción, retornando a magnitudes similares a las vistas en enero de 2024. A pesar de esto, el componente de pérdidas no presentó reducción debido a un aumento en el componente de generación, y por ende su contribución al componente de pérdidas, y que continuó en noviembre de 2024.
- En diciembre de 2024 se presenta una reducción del componente de generación de \$402,97,51 a \$340,08, lo que representó una reducción pronunciada en su contribución en el componente de pérdidas

Por último, es de destacar, que la evaluación del plan de reducción de pérdidas de la empresa para la vigencia 2024 dio como resultado la cancelación de este. Esto implica que la empresa deberá devolver el ingreso recibido durante el tiempo en que incumplió las metas en un periodo de 12 meses. Esto implicará una reducción del CPROG a

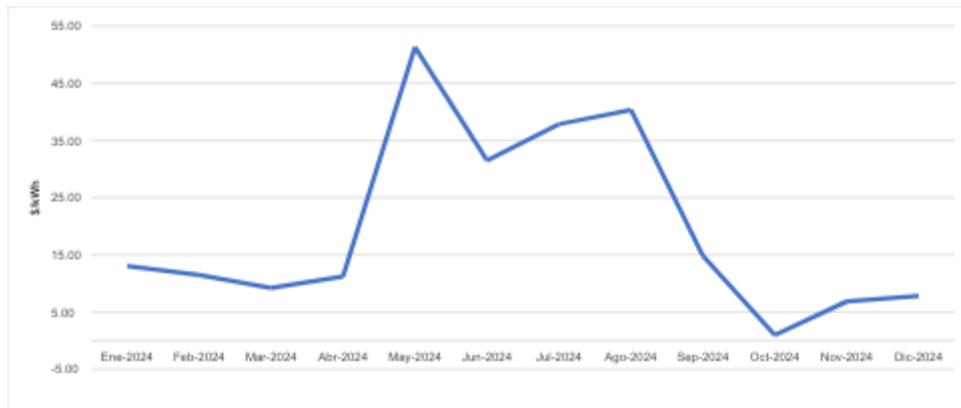
partir de junio de 2025 de alrededor de 17 \$/kWh, tomando un valor de -11,22 \$/kWh, lo que representaría una nueva reducción de este componente, asumiendo condiciones similares para las componentes de generación y transmisión.

6.16.6. Componente de Restricciones

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía y asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

El ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

Figura 138. Comportamiento del componente de Restricciones 2024 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la figura anterior se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar un significativo aumento de 40,08 \$/kWh para el mes de mayo, seguido de una disminución de 19,80 \$/kWh para el mes de junio, luego de esto se observan diferentes variaciones, hasta llegar a una disminución significativa de 25,49 \$/kWh para el mes de septiembre de 2024.

El valor mínimo del componente se registró en octubre, con un valor de 1 \$/kWh, mientras que el valor máximo se alcanzó en mayo, con 51,31 \$/kWh, lo que representa una diferencia de 50,31 \$/kWh entre ambos extremos.

Por regla general, el componente de Restricciones está directamente relacionado con el comportamiento de los precios en bolsa, cuando los precios disminuyen, las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad. Esto resulta en un mayor valor de las reconciliaciones positivas, que se transfieren a la demanda a través del componente de Restricciones. En caso contrario, cuando el precio de bolsa aumenta, las plantas térmicas generan por mérito ocasionando un menor valor de reconciliaciones positivas beneficiando a la demanda a través del componente de Restricciones.

6.16.7. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

El porcentaje de participación observado en el año 2024 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de AFINIA fue en promedio el siguiente:

Tabla 129. Peso porcentual de los componentes del CU 2024 – AFINIA

| Cu v | Gm | Tm | D n,m | C Vm | PR | Rm |
|-------------|-----------|-----------|--------------|-------------|------------|-----------|
| n,m | | | | | n,m | |
| 2024 | 35,2 | 5,0 | 20,3 | 21,0 | 16,6% | 1,9 |
| | % | % | % | % | | % |

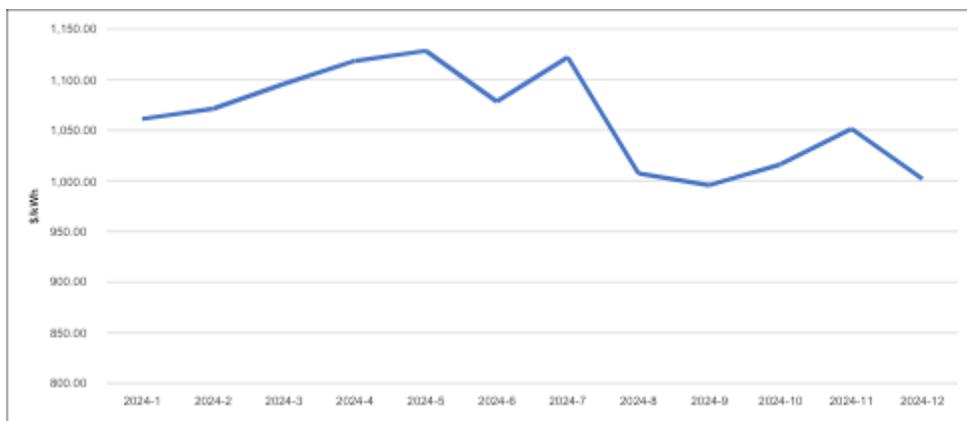
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Según la discriminación por componentes de la tabla anterior, la Generación representó en promedio el 35,2 % del Costo Unitario de Prestación del Servicio y como se mostró anteriormente, la participación del componente G estuvo determinado principalmente por un incremento en la exposición a bolsa para algunos meses, mientras que el componente de distribución mantuvo niveles estables e incluso finaliza el año con un valor menor, adquiriendo un mayor valor durante el primer semestre derivado de ajuste de ingresos por reconocimiento de activos puestos en operación durante 2020 por parte de la CREG y ajuste al plan de inversión.

Adicionalmente, el segundo componente con mayor peso dentro del CU corresponde a Comercialización. Este comportamiento se explica por lo señalado previamente respecto a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual eliminó la Opción Tarifaria e incorporó la variable COT al componente mencionado, generando un aumento significativo en su valor.

En la siguiente figura se puede observar que, durante el año 2024, el menor valor registrado en el CU de AFINIA fue de 995,66 \$/kWh, correspondiente al mes de septiembre. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de mayo alcanzando los 1.128,36 \$/kWh.

Figura 139. Comportamiento del valor de CU 2024 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

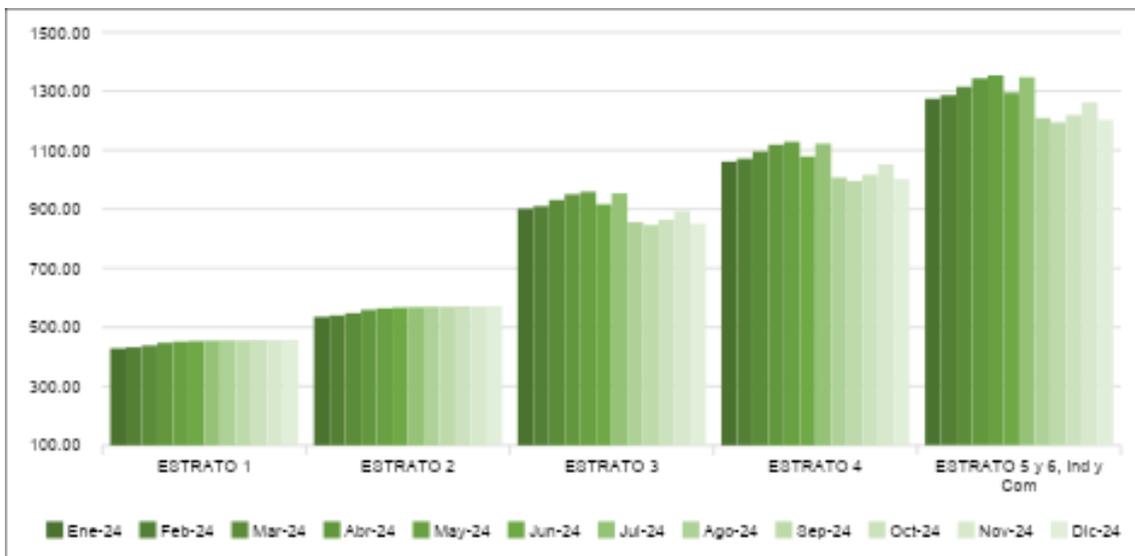
6.17. Tarifas de Energía Eléctrica.

En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) los principios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde, dependiendo del estrato socioeconómico se aplica un subsidio o una contribución. Como resultado de lo anterior, los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos), reciben subsidios por concepto del FSSRI de hasta el 60%, 50% y hasta 15% respectivamente, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, aplicables al denominado Consumo de Subsistencia (CS).

El valor del porcentaje aplicado a cada estrato es definido por cada empresa respetando los rangos descritos anteriormente y lo estipulado en la Resolución CREG 003 de 2021, y solo hasta el consumo de subsistencia, es decir que, si un usuario con derecho al subsidio consumió en el mes un valor por encima del CS, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4.

En la siguiente figura se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2024. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

Figura 140. Tarifas de Energía Eléctrica 2024 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma figura puede observarse que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia del CU calculado. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite

mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022. En la Tabla 49 se muestran las tarifas aplicadas por AFINIA durante el año 2024 para el mercado Caribe Mar.

Tabla 130. Tarifas de energía eléctrica 2024 NT1 Prop. OR – AFINIA

| MES | ESTRATO 1 | ESTRATO 2 | ESTRATO 3 | ESTRATO 4 | ESTRATO 5 y 6, Ind y Com |
|--------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------------------------|
| ene-24 | 428,22 | 535,28 | 901,92 | 1.061,09 | 1.273,30 |
| feb-24 | 432,14 | 540,17 | 910,42 | 1.071,09 | 1.285,30 |
| mar-24 | 438,25 | 547,82 | 931,29 | 1.095,64 | 1.314,76 |
| abr-24 | 447,41 | 559,27 | 950,75 | 1.118,53 | 1.342,24 |
| may-24 | 451,35 | 564,18 | 959,11 | 1.128,36 | 1.354,04 |
| jun-24 | 453,25 | 566,56 | 916,52 | 1.078,25 | 1.293,90 |
| jul-24 | 454,71 | 568,38 | 953,74 | 1.122,04 | 1.346,45 |
| ago-24 | 455,63 | 569,53 | 856,01 | 1.007,07 | 1.208,48 |
| sep-24 | 455,63 | 569,53 | 846,31 | 995,66 | 1.194,79 |
| oct-24 | 456,74 | 570,92 | 863,79 | 1.016,23 | 1.219,47 |
| nov-24 | 456,13 | 570,17 | 893,69 | 1.051,40 | 1.261,68 |
| dic-24 | 457,37 | 571,71 | 851,51 | 1.001,77 | 1.202,12 |

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

6.18. Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios.

Entre los días 8 y 11 de abril de 2025, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, realizó una visita a AFINIA, como parte de la evaluación integral enmarcada dentro del plan de acción correspondiente al año 2024.

6.18.1. Procedimiento del Cálculo de Tarifas

La empresa presentó, mediante una exposición, el marco regulatorio vigente aplicado a cada componente del CU, así como las fuentes de información utilizadas. Se detalló que el proceso es desarrollado por dos profesionales del área de Planeación e Inteligencia Comercial, quienes realizan los cálculos en una herramienta Excel, comparan resultados y depuran inconsistencias, bajo la supervisión de la líder del área. Una vez verificados los datos, se remiten al área de facturación para su publicación en el diario La República y aplicación correspondiente.

Este procedimiento se encuentra documentado dentro del Sistema de Gestión de Calidad, lo que garantiza uniformidad, trazabilidad, mejora continua, reducción de errores, y cumplimiento normativo, en beneficio del usuario final.

La empresa indicó que actualmente cubre el 87% de la demanda mediante contratos de compra de energía. Para cada componente tarifario, se emplean fuentes de información específicas:

- Generación y restricciones: datos suministrados por el área de compras de energía, mediante el archivo «Tarifa CMMC TXF».
- Comercialización: cifras de ventas propias provistas por el área de Información Regulatoria (SUI).
- Transmisión: cargos estimados publicados por XM.
- Pérdidas reconocidas: porcentajes publicados por XM junto con el CPROG.
- Distribución: conforme al capítulo 1 de la Resolución CREG 015.

AFINIA inició la implementación de la Resolución CREG 012 en 2020, y desde julio de 2021 aplicó la opción tarifaria como respuesta al incremento en los cargos de distribución, lo que generó un saldo acumulado de \$1.681.267.943.124, incluyendo

valores de barrios subnormales. Para mitigar el impacto en los usuarios, el incremento en el CU fue mínimo, lo que a su vez generó saldos significativos por recuperar.

6.18.2. Documentación del procedimiento de cálculo de Tarifas

El proceso de cálculo y entrega de tarifas se encuentra documentado en el sistema integrado de Gestión de calidad con el código PE.04087.GR Edición 02, el cual es interno y posee el paso a paso del cálculo realizado por la empresa, incluyendo las diferentes fuentes a través de las cuales se extrae la información, así como la publicación final de tarifas reguladas.

6.18.3. Hallazgos evidenciados en calidad de información

En el marco de la evaluación integral, se abordaron observaciones encontradas en el marco de las verificaciones tarifarias periódicas realizadas por la DTGE, entre ellas:

- **Generación:** se detectó un cálculo incorrecto de la variable QC al incluir generación distribuida en la segunda parte del mínimo, lo que derivó en un mayor costo trasladado al usuario. Asimismo, se identificaron errores en los ponderadores de los mecanismos, al considerar ajustes contrarios a lo establecido por la regulación.
- **Comercialización:** error en el cálculo de la variable CFE, al aplicar incorrectamente la tasa r1 en lugar de N en la fórmula, ocasionando un menor valor cobrado al usuario.
- **Reporte de información:** se solicitó la verificación del reporte T2 de febrero de 2024, debido a una posible duplicación con información correspondiente a enero de 2024.

Como resultado, se requirió a AFINIA para que realice los recálculos pertinentes, cuantifique impactos y presente propuestas de ajuste o mecanismos de recuperación de los valores no facturados. En el caso del componente de comercialización, se recordó que la Ley 142 de 1994 (art. 150) permite recuperar hasta cinco meses hacia atrás.

6.19. Costo Unitario y Tarifa Usuarios No regulados

En el análisis de esta sección, es relevante resaltar que la Ley 143 de 1994 estableció la definición de usuario no regulado como aquella persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada. Sin embargo, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó estos límites, estableciendo que, para ser considerado usuario no regulado, una persona natural o jurídica debe tener una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh por instalación legalizada. Además, se requiere que el usuario no utilice las redes públicas de transporte de energía eléctrica y que la energía se utilice en un mismo predio o en predios contiguos.

Para los usuarios no regulados, las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, a través de contratos bilaterales. En este caso, el precio no se determina mediante una metodología regulatoria. Según la información comercial reportada por AFINIA. en el Sistema Único de Información (SUI) para el año 2024, la empresa prestó servicios a usuarios no regulados, los cuales corresponden a «Alumbrado Público», «Comercial», «Industrial», «Oficial», «Provisional».

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021, usando los campos y filtros de la siguiente tabla:

Tabla 131. Campos utilizados de la Resolución SSPD 12515

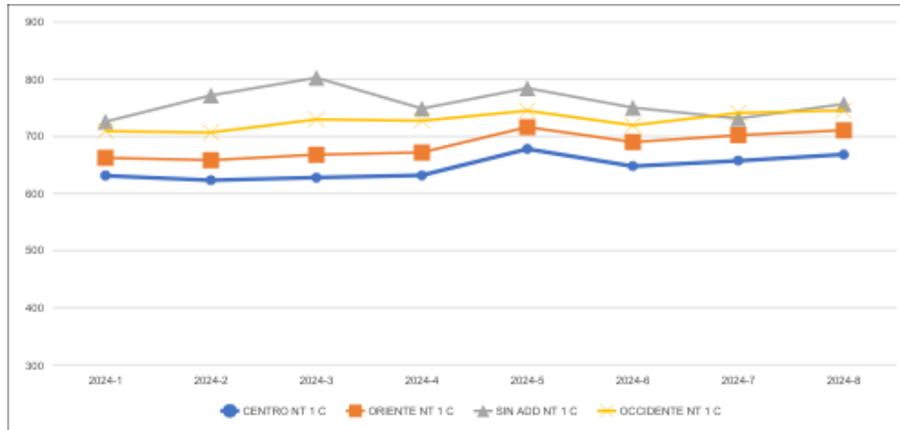
| Campos Utilizados |
|--|
| Campo 1: NIU |
| Campo 5: Tipo de factura |
| Campo 12: Tipo de Tarifa |
| Campo 14: Consumo Usuario (kWh) |
| Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$) |

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI.

La información proporcionada en esta sección se complementó con datos adicionales que se obtienen al vincular el Número de Identificación del Usuario (NIU) del Formato TC2 con el Formato TC1. Estos datos incluyen información específica sobre la empresa, el mercado, el sector, el tipo de usuario y el nivel de tensión para el mismo período, teniendo en cuenta el nivel de tensión y el sector (condición especial).

A continuación, se muestran las gráficas que representan los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio para el usuario no regulado (UNR) en cada Área de Distribución (ADD). Estas gráficas proporcionan una visualización clara de los costos promedio aplicados a este tipo de usuarios en cada ADD específico.

Figura 141. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2024 NT 1 – AFINIA

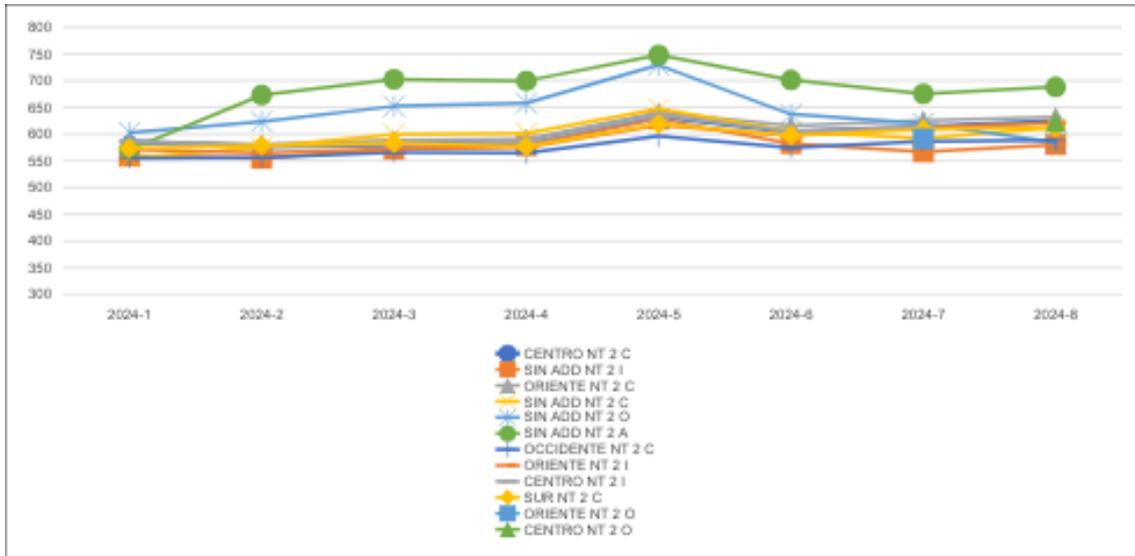


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la información reportada en el SUI, para el año 2024 AFINIA contaba en promedio con 13 usuarios no regulados en el NT1, distribuidos de la siguiente manera: 1 usuario comercial en el ADD Centro y otro en el ADD Occidente, 4 usuarios en el ADD Oriente y 8 usuarios comerciales que se encuentran en mercados que no poseen ADD asignada.

En la siguiente figura, se puede observar que los usuarios provisionales en el nivel de tensión dos experimentaron mayores variaciones en las tarifas aplicadas, mientras que los demás sectores mantuvieron una tendencia más estable.

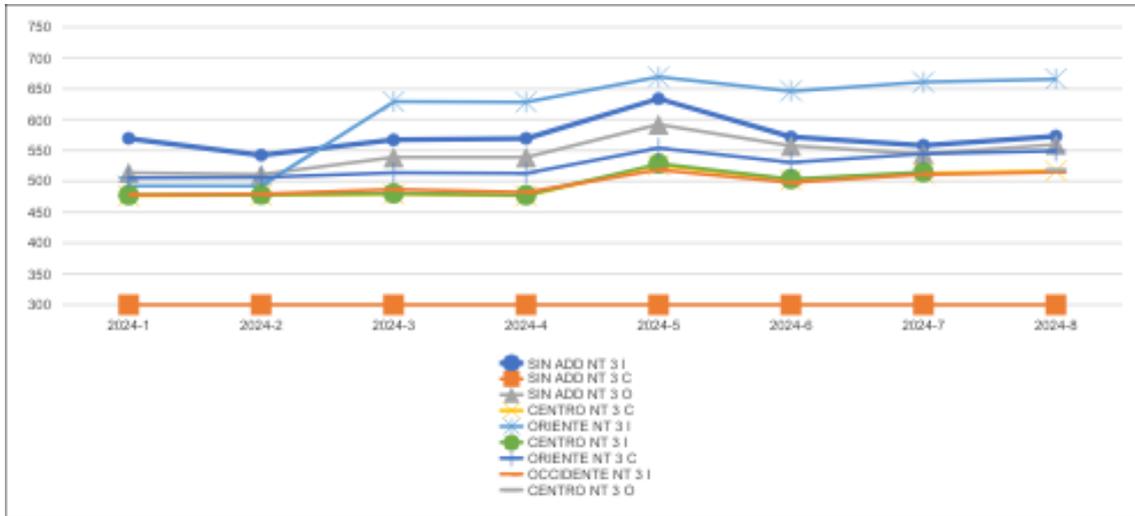
Figura 142. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2024 NT 2 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En lo relacionado al Nivel de Tensión 2, para el año 2024 AFINIA contaba en promedio con 397 usuarios no regulados, distribuidos de la siguiente manera: En el ADD Centro 20 usuarios comerciales, 7 usuarios Industriales y 8 usuarios Oficiales, en el ADD Oriente 23 usuarios Comerciales, 35 usuarios Industriales y 1 usuario Oficial, en el ADD Occidente 8 usuarios Comerciales y finalmente 293 usuarios en promedio que se encuentran en mercados que no poseen ADD asignada, entre ellos 111 usuarios Comerciales, 95 usuarios Industriales, 77 usuarios de Alumbrado Público y 10 usuarios Oficiales.

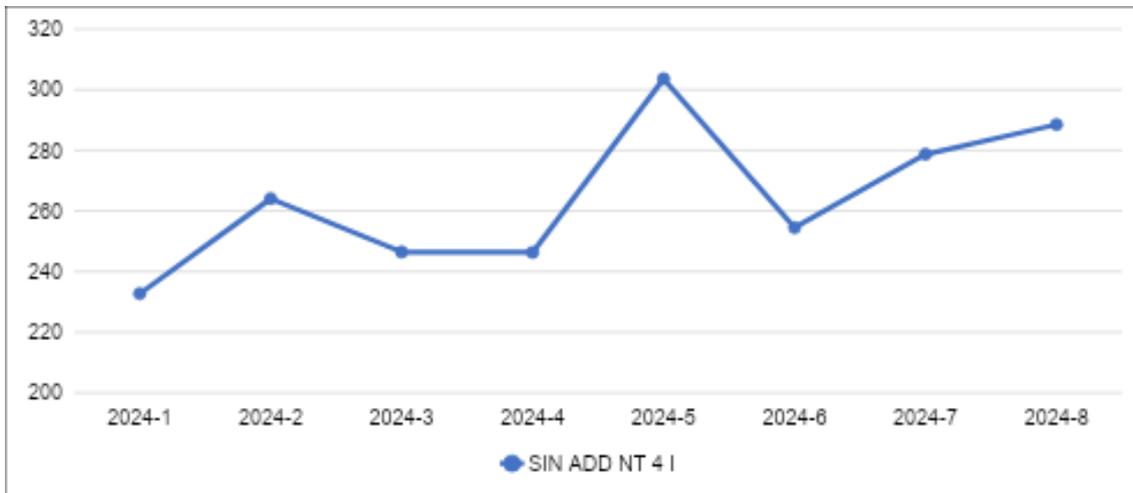
Figura 143. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2024 NT 3 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la figura anterior se muestra la variación de las tarifas aplicadas a los Usuarios No Regulados en el Nivel de Tensión 3, los cuales para el año 2024 AFINIA contaba en promedio con 19 usuarios no regulados, distribuidos de la siguiente manera: En el ADD Centro 3 usuarios comerciales, 1 usuario Industrial y 1 usuario Oficial, en el ADD Oriente 1 usuario Comercial y 2 Industriales, en el ADD Occidente 1 usuario Industrial y finalmente 10 usuarios en promedio que se encuentran en mercados que no poseen ADD asignada, entre ellos 7 usuarios Industriales, 2 usuarios Comerciales y 1 usuario Oficial.

Figura 144. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2024 NT 4 – AFINIA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Para el Nivel de Tensión 4, en la figura anterior se muestra la variación de las tarifas aplicadas a los Usuarios No Regulados en el Nivel de Tensión 4, los cuales para el año 2024 AFINIA contaba en promedio con 9 usuarios no regulados del sector Industrial que se encuentran en mercados que no poseen ADD asignada.

Finalmente, en las mismas Figuras se observa que, a partir de septiembre de 2024, AFINIA dejó de reportar en el SUI la información correspondiente a los usuarios No Regulados, situación que, según lo indicado por la empresa, se debe a la falta de reporte por parte del prestador AIRE.

7. Calidad y reporte de la información al SUI

Las evaluaciones integrales que se desarrollan en la DTGE, se realizan atendiendo la Ley 142 de 1994 y el Decreto 1369 de 2020, con el objeto de verificar la gestión que realizan las empresas en aspectos financieros, comercial, técnico operativo, reporte al SUI, reglas de comportamiento, etc. En dichas evaluaciones, la DTGE realiza verificación en sitio del cumplimiento normativo en temas administrativos y financieros, con el fin de establecer con base en la información remitida la viabilidad financiera de

| Documentos CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. – AFINIA | A | Radicado | Fecha |
|--|----------|---|------------------------|
| Solicitud ampliación de plazo. AFINIA | | 202552910826 02 | 17/03/2025 9:01:29 |
| Ampliación plazo requerimiento SSPD | | Radicado No.: 202522009477 71 | 19/03/2025 14:53:13 |
| Solicitud de ampliación plazo por AFINIA | | 202552912450 12 | 27/03/2025 8:41:32 |
| Visita de Inspección - Evaluación Integral | | 202522010428 91 Radicado No.: 202522010428 91 | 28/03/2025 7:13:50 |

7.1. Justificación de la Visita de Inspección:

7.1.1. Financiero:

Una vez realizado el análisis financiero de AFINIA con la información disponible desde el SUI, se realizó un pliego de preguntas a resolver y otras preguntas que se llevan con motivo de las preguntas que realizó el Superintendente con respecto a la recuperación y recaudo de cartera de la entidad.

Adicionalmente, se debe entender junto con la empresa el papel que viene ejerciendo su principal accionista EPM en la forma de financiar y dar soporte a la situación financiera de AFINIA.

Por lo anteriormente expuesto, se solicitó realizar de manera presencial las reuniones con el prestador AFINIA y su equipo financiero para realizar dichas verificaciones, y establecer con base en la información remitida la viabilidad financiera de la empresa, dado el riesgo que reviste a la fecha.

7.1.2. Comercial:

Se realiza auditoría en sitio al Centro de Gestión de Medidas donde se solicita, en el momento de la evaluación, realizar la interrogación a una muestra aleatoria de fronteras comerciales y se valida la gestión de los datos de medida por parte de la empresa.

Se realizan verificaciones de los elementos físicos que conforman los sistemas de medición de una muestra de fronteras comerciales para verificar el cumplimiento del Código de Medida.

Se realizará auditoría al sistema comercial para validar la correcta facturación de energía reactiva, el cumplimiento de las disposiciones regulatorias para el cálculo de las desviaciones significativas en el consumo y temas relacionados a la medición real, la estimación y la facturación a usuarios sin medidor.

Recopilación de información sobre fallas y cancelaciones de las fronteras comerciales.

Verificación del cumplimiento de la regulación en temas de energía reactiva. Y todas las que la SSPD considere pertinente revisar a la hora de la visita o vía requerimiento.

7.1.3. Tarifas

Se realizará auditoría en sitio al sistema de gestión comercial para validar la correcta aplicación del régimen tarifario. Se verificará de manera detallada cómo, de parte de la empresa, se realiza el procedimiento del cálculo de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del servicio (CU), así como del cálculo de las tarifas de energía eléctrica.

Verificación en terreno (en apoyo a los temas de subsidios) de una muestra de usuarios (previamente establecida) para validar la correcta estratificación y aplicación de los subsidios y de las exenciones de contribuciones del FSSRI.

7.1.4. Técnico Operativo

Para los desplazamientos del equipo técnico operativo, los cuales se realizarán en diferentes espacios a los ya programados para las reuniones de aclaración y profundización sobre los requerimientos de información previamente remitidos a la empresa, se tiene lo siguiente:

10 de abril de 2025

Se realizarán 3 recorridos alternos por 3 de los 4 departamentos (Bolívar, Córdoba y Sucre) donde AFINIA presta el servicio de energía, la dificultad de los trayectos y las distancias de los recorridos imposibilitan que solamente un grupo de trabajo (conformado por 2 personas) realice los 3 recorridos. Por tanto, cada grupo de trabajo realizará un recorrido por cada departamento priorizando algunas subestaciones donde confluyan tanto las inversiones aprobadas y ejecutadas (dentro del plan de inversión), así como la ejecución de los proyectos de expansión en el Sistema de Transmisión Regional (STR), para lo cual se visitarán algunas subestaciones que, bajo estas condiciones, se encuentren dentro de los recorridos que abarcan un día de visitas.

Departamento de Bolívar: se realizarán visitas a las Subestaciones: Manzanillo, Villa Estrella, Bolívar, Chambacú, Zaragocilla, El Bosque, Bocagrande y La Marina, todo este recorrido será dentro del departamento de Bolívar y lo realizarán los profesionales Oscar Torres y Andrea Rojas, quienes inician la EI con reuniones presenciales el martes 8 de abril en la ciudad de Cartagena.

Departamento de Sucre y Bolívar: se realizarán visitas a las Subestaciones: Gambote, María la Baja y Carmen de Bolívar en el departamento de Bolívar (dentro del recorrido camino a Sincelejo) y las subestaciones Tolú Viejo y Boston en el departamento de Sucre, este recorrido contiene parte de los departamentos de Bolívar

y Sucre, por lo que se debe realizar con un equipo de trabajo diferente que para esta ocasión son los profesionales Diego Medina y Marlon Millán, quienes también estarán presentes desde el inicio de la EI desde el martes 8 de abril en La ciudad Cartagena.

Departamento de Córdoba: se realizarán visitas a las Subestaciones: Nueva Montería, Cereté, Cotorra, Lórica, Chinú y Sahagún todas estas en el departamento de Córdoba, este recorrido se realizará el jueves 10 de abril, sin embargo, para que se pueda iniciar el recorrido el jueves 10 de abril, es importante tener en cuenta que los vuelos desde Bogotá a Montería inician desde aproximadamente las 8 o 9 de la mañana, lo cual no permitiría que se realicen los recorridos planeados con la empresa durante ese mismo día, razón por la cual se solicitó que los profesionales dispuestos para este recorrido puedan viajar el día anterior (miércoles 9 de abril) en horas de la tarde o noche para que puedan iniciar el recorrido a primera hora del día jueves 10 de abril, día durante el cual se realizaría el recorrido de las subestaciones, Nueva Montería, Cereté, Cotorra y Lórica, para posteriormente el 11 de abril terminar el recorrido por las subestaciones de Chinú y Sahagún y regresar aproximadamente al medio día a la ciudad de Montería para regresar a Bogotá.

De todo lo expuesto se tiene que, 4 profesionales del equipo técnico operativo, viajarían el 8 de abril para la apertura y atención de reuniones presenciales de varios tópicos dentro de la EI, 2 profesionales adicionales del equipo técnico operativo viajarían el 9 de abril en horas de la tarde para estar en Montería e iniciar recorridos a primera hora el día 10 de abril, por tanto los 6 profesionales regresarían a Bogotá el 11 de abril, 4 de ellos desde la ciudad de Cartagena y 2 de ellos desde la ciudad.

7.2. Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de la CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. – AFINIA al Sistema Único de Información – SUI.

7.2.1. Inscripción y actualización RUPS

El prestador CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. – AFINIA realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 2025348305443646 del 05 de marzo del 2025 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- ✓ Fecha de constitución: 23 de abril de 2020.
- ✓ Fecha de inicio de operaciones: 06 de mayo de 2020.
- ✓ NIT: 901380949 - 1
- ✓ Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- ✓ Actividades Desarrolladas:

Tabla 133. Registro actividades RUPS

| Servicio | Actividad | Fecha de Inicio | Fecha Final |
|----------|------------------|-----------------|-------------|
| Energía | Comercialización | 02/09/2020 | |
| Energía | Distribución | 02/09/2020 | |

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS).

7.2.2. Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 16 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la siguiente tabla.

Tabla 134. Porcentaje de cargue

| ID Empresa | Empresa | Año | Certificado | Certificado No Aplica | Pendiente | Porcentaje Cargue |
|------------|-------------------------------------|------|-------------|-----------------------|-----------|-------------------|
| 48305 | CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. | 2024 | 427 | 10 | 16 | 96.47 % |

Fuente: Sistema Único de Información SUI.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la tabla anterior, el prestador, para la vigencia 2024, tiene (16) formatos pendientes.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos aun sin certificar al SUI.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2024 se pudo constatar que la empresa CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. presentó el 68.21% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 135. Oportunidad en el cargue

| Variable | Fuera de Término | Con Oportunidad |
|-----------------|---------------------|--------------------|
| Cantidad N° | 144 | 309 |
| Porcentaje % | 31.79% | 68.21% |

Figura 145.



En cuanto a reversiones, durante 2024 la CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. solicitó las relacionadas en la Tabla 142.

Tabla 136. Formatos Reversados

| Año de la solicitud de reversión | Nombre formato o formulario reversado | Periodo |
|----------------------------------|---|---------|
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-1 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-2 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-3 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-4 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-5 |

| Año de la solicitud de reversión | Nombre formato o formulario reversado | Periodo |
|----------------------------------|--|---------|
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-6 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-8 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-9 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-10 |
| 2024 | TT11. Cronograma de actividades de TRMS | 2021-11 |
| 2024 | TT12. Ejecución Real Mensual TRMS | 2021-2 |
| 2024 | TT12. Ejecución Real Mensual TRMS | 2021-3 |
| 2024 | TT12. Ejecución Real Mensual TRMS | 2021-4 |
| 2024 | TT12. Ejecución Real Mensual TRMS | 2021-5 |
| 2024 | TT12. Ejecución Real Mensual TRMS | 2021-6 |
| 2024 | TT12. Ejecución Real Mensual TRMS | 2021-8 |
| 2024 | TT12. Ejecución Real Mensual TRMS | 2021-9 |
| 2024 | TT1. Inventario Alimentadores | 2023-11 |
| 2024 | CS1. SAIDI y SAIFI | 2023-9 |
| 2024 | PI4. Proyectos Seguimiento | 2022-1 |
| 2024 | PI3. Inventario Proyectos | 2022-1 |
| 2024 | PI2. Planes Seguimiento | 2022-1 |
| 2024 | S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE FOES) | 2024-6 |
| 2024 | TC1. Inventario de Usuarios | 2024-7 |
| 2024 | CS2. DIU y FIU | 2024-7 |
| 2024 | TT2. Inventario Transformadores | 2024-7 |
| 2024 | TT2. Inventario Transformadores | 2024-8 |

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:

8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las

visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.

34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones

(...»

Verificado la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)

Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.

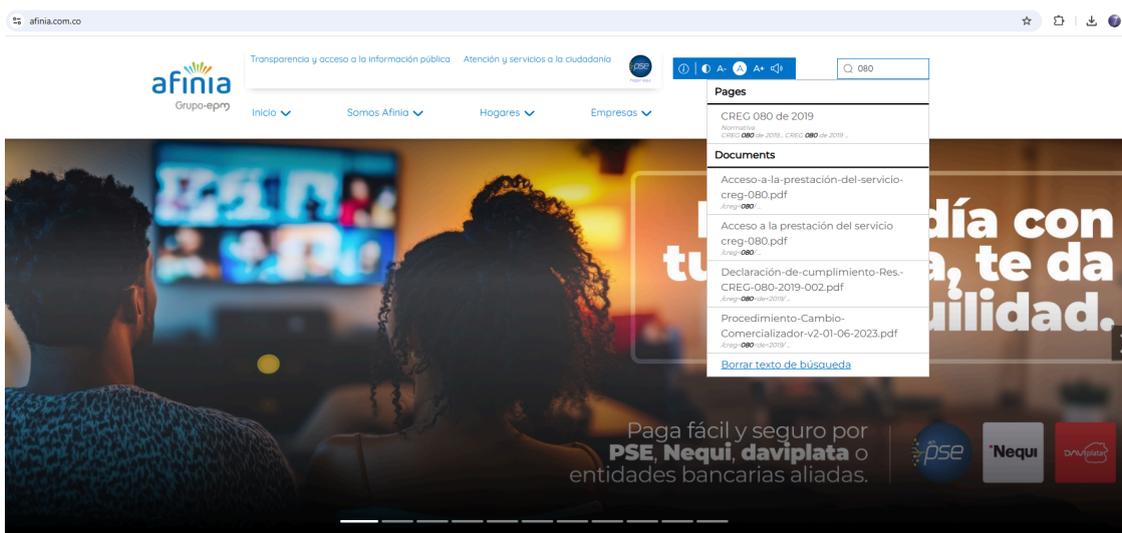
(...»

De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador **no cumple**, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador corte 2024 (68.21% con oportunidad) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

8. Reglas generales de comportamiento

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan al inicio de la página web de la empresa, los cuales se muestran a continuación.

Figura 146. visualización normas de comportamiento página web AFINIA



Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://afinia.com.co/>, los procedimientos que a continuación se relacionan con su respectivo enlace:

Tabla 137. Procedimientos publicados AFINIA S.A. ESP, Resolución CREG 080

| Procedimiento publicado | Ubicación o enlace |
|---|---|
| Acceso a la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario | https://afinia.com.co/Portals/afinia/documentos/Documentos-Transparencia-y-acceso-a-la-informacion/2-Normativa/2.2%20Normativa/CREG%20080%20de%202019/Accesso-a-la-prestacio%CC%81n-del-servicio-creg-080.pdf |
| Cambio de prestador de servicio de energía eléctrica | Procedimiento-Cambio-Comercializador-v2-01-06-2023.pdf |

| Procedimiento publicado | Ubicación o enlace |
|--|--|
| Declaración de cumplimiento Res. CREG 080 2019 | <u>Declaración-de-cumplimiento-Res.-CREG-080-2019-(002).pdf</u> |
| Solicitud del servicio de energía | <u>Provisión de Servicio</u> |
| Reglas de vinculación cliente | <u>Reglas Vinculación Clientes Servicio Energía Eléctrica</u> |
| Video Guía -solicitud de conexión | <u>(470) Solicitudes de servicios de energía - YouTube</u> |
| Guía para las solicitudes de conexión al Servicio | <u>Presentación de PowerPoint</u> |
| Usuarios autogeneradores y generadores distribuidos - Creg 174 de 2021 | <u>Autogeneradores y generadores distribuidos</u> |
| Requisitos para el estudio de conexión simplificado | <u>Microsoft Word - CREG 174 de 2021 Lineamientos estudios Conexion 14.03.2022_VF.docx</u> |
| Cartilla de procedimiento de conexión | <u>Cartilla CREG2</u> |
| Contrato de conexión | <u>Minuta-para-publicar.pdf</u> |
| Contrato de respaldo | <u>CONTENIDO</u> |

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecidos y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que de manera general dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a la información que se debe suministrar por los agentes.

De acuerdo con lo anterior, se halló que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa AFINIA S.A. ESP a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

Por último, se aclara que la revisión realizada corresponde a la verificación de los requerimientos formales que fueron incorporados en la resolución CREG 080 de 2019

y no se manifiesta respecto del cumplimiento que debe realizar la empresa en función de la gestión de la citada norma.

9. Hallazgos:

Tabla 138. Relación hallazgos para la Empresa AFINIA

| No. | Criterio | Condición evaluada | Evidencia / soporte | Estado de cumplimiento |
|-----|---|--|---|------------------------|
| 1. | Calidad del servicio. | Soportes de exclusiones. | Los soportes de exclusiones para los eventos con causal Catástrofes naturales, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente (Cumplimiento CREG 015 de 2018) | NO CUMPL E |
| 2 | Calidad del servicio. | Calidad individual. | Presenta durante los años 2021, 2022, 2023 y 2024 más de un usuario con DIU mayor a 360 horas de interrupción (Cumplimiento CREG 015 de 2018) | NO CUMPL E |
| 3 | Acceso a Redes: Consulta disponibilidad de puntos de conexión en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. | Artículo 7 Sistema de información de disponibilidad de la red de la Resolución CREG 174 de 2021. | Página de consulta de disponibilidad de la red: https://servicios.energiacara.ribemar.co/Autogeneracion/ | NO CUMPL E |
| 4 | Acceso a Redes: Sistema de información donde se pueda seguir el procedimiento a lo largo de las etapas de conexión, incluyendo PQR, desconexiones, reconexiones y retiros del sistema por voluntad. | Artículo 8. Sistema de información para el trámite en línea de la Resolución CREG 174 de 2021. | Revisión de plataforma e indicación de procedimiento de trámites de solicitudes por parte de AFINIA. | NO CUMPL E |
| 5 | Acceso a Redes: Tiempos de respuesta de la etapa de completitud de la documentación. | Anexo 5 Numeral i) de la Resolución CREG 174 de 2021. | Documentos remitidos dentro del compromiso 21, como resultado de la comisión. | NO CUMPL E |

| | | | | |
|-----------|---|---|--|------------------|
| 6 | Acceso a Redes: Remisión de informes por no firma de contrato de conexión a la SSPD para proyectos clase 1. | Artículo 31 Contrato de conexión – Parágrafo 2 de la Resolución CREG 075 de 2021. | Documentos remitidos dentro del compromiso 19, como resultado de la comisión e información preliminar numerales 3.6.4. y 3.6.5. | NO CUMPL E |
| 7 | Acceso a Redes: Tiempos de respuesta a solicitudes de factibilidad para proyectos clase 2. | Artículo 43 de la Resolución CREG 075 de 2021. | Cartilla “Proceso para las solicitudes de conexión al servicio proyectos clase 2 y documentos remitidos dentro del compromiso 21. | NO CUMPL E |
| 8 | Aspectos RETIE: El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie en las subestaciones Gambote y María La Baja. | Artículo 15.3.1 del RETIE. | Información reportada por ingenieros de subestaciones durante recorrido en Subestación Gambote y María La Baja | NO CUMPL E |
| 9 | Aspectos RETIE: Riesgo eléctrico por formación de nidos en infraestructura eléctrica de subestaciones Cereté y Lórica. | Artículo 9.4 del RETIE. | Registro fotográfico de Subestaciones Cereté y Lórica. | NO CUMPL E |
| 10 | Aspectos RETIE: Campos electromagnéticos. | Artículo 3.11.2. Medición de campos electromagnéti cos del RETIE. | Informes de medición de campos electromagnéticos de las subestaciones ubicadas en los departamentos de Bolívar, Cesar y Córdoba, remitidos por AFINIA correspondiente al compromiso 6. | NO CUMPL E |

| | | | | |
|----|---|---|--|------------|
| 11 | Aspectos RETIE: Información para el usuario y público en general. | Artículo 3.21.1. Cartilla de seguridad Literal c) Indicar los procedimientos a seguir para adquirir información e ilustración relativa al servicio de energía eléctrica, incluidos los procedimientos relativos a las solicitudes de ampliación del servicio, identificación y comunicación con la empresa prestadora del servicio. | Cartilla publicada en la página web: https://afinia.com.co/somos-afinia/conectados-a-lo-legal , correspondiente al compromiso 11. | NO CUMPL E |
| 12 | Proyectos de expansión. | Cumplimiento Artículo 4 de la Resolución CREG 024 de 2013. | AFINIA informó el interés en ejecutar la expansión de los proyectos Carreto 500/66 kV y Pasacaballos 220/110 kV, sin embargo, al parecer no adjuntó el nombre del interventor y el cronograma de ejecución, la notificación de la firma interventora y el cronograma de ejecución se dio el 5 de mayo de 2025. | NO CUMPL E |
| 13 | Proyectos de Expansión. | Cumplimiento Artículo 24 de la Resolución CREG 024 de 2013. | Para los proyectos Carreto 500/66 kV y Pasacaballos 220/110kV pues al parecer junto con la manifestación de interés, no se entregó el cronograma de ejecución, la SSPD no conoce cuál fue la fecha de inicio de ejecución del proyecto. | NO CUMPL E |

| | | | | |
|-----------|--|--|--|--------------------------------|
| 14 | Proyectos de Expansión. | Cumplimiento del literal a) del Artículo 27 de la Resolución CREG 024 de 2013. | El Prestador informó % de avance de ejecución de los proyectos de ejecución, la SSPD encontró que no se han reportado informes de interventoría en la UPME (de acuerdo a lo reportado por la UPME), ni en la SSPD. | NO CUMPL E |
| 15 | Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP). | Cumplimiento de requerimientos mínimos del Decreto 2157 de 2017. | Oficio SSPD 20255291245012 de marzo de 2025, correspondiente a la respuesta Radicado No. 20252200705581 requerimiento de información - Evaluación Integral SSPD año 2024 - CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. AFINIA. Oficio SSPD 20255290814172 de febrero de 2025, según el cual, el prestador remite el documento denominado «PLAN DE GESTIÓN DE RIESGO DE DESASTRES CARIBEMAR DE LA COSTA 2024», para las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica del área de influencia de AFINIA. | NO CUMPL E |
| 16 | Reglamento de comercialización | Reglamento de comercialización | Reglamento de comercialización | Reglamento de comercialización |
| 17 | Reglamento de Comercialización | Artículo 56. Paz y Salvo para el cambio de comercializador | Información remitida por la empresa | NO CUMPL E |
| 18 | Facturación de Energía Reactiva | Capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018. Factor M | Información remitida por la empresa | NO CUMPL E |
| 19 | Código de Medida | Artículo 11. Calibración de los elementos | Información remitida por la empresa | NO CUMPL E |

| | | | | |
|----|--|--|--|------------------|
| | | del sistema de medición | | |
| 20 | Código de Medida | Código de Medida | Código de Medida | Código de Medida |
| 21 | Código de Medida | Artículo 16. Sincronización de los relojes | Material fotográfico de verificación en campo | NO CUMPL E |
| 22 | Código de Medida | Artículo 19. Ubicación de las fronteras comerciales | Información remitida por la empresa | NO CUMPL E |
| 23 | Correcto cálculo del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) | Cumplimiento al régimen tarifario aplicable en Colombia | Información reportada al SUI, tarifas publicadas, comunicaciones realizadas entre la DTGE y AFINIA e información recopilada durante la visita. | NO CUMPL E |
| 24 | Errores en el cálculo del componente de Comercialización del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) | Cumplimiento al régimen tarifario aplicable en Colombia | Información reportada al SUI, tarifas publicadas, comunicaciones realizadas entre la DTGE y AFINIA e información recopilada durante la visita. | NO CUMPL E |
| 25 | Correcto reporte de información en el Formato T2 | Cumplimiento de los lineamientos de cargue de la Resolución SSPD 20212200012 515 del 26 de marzo de 2021 | Información recopilada durante las reuniones tarifarias en el marco de la Evaluación Integral | NO CUMPL E |
| 26 | FSSRI - FOES: Se requiere sustentar y/o reversar la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución correspondientes a: 5, 6, comercial, industrial, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2023 y 2024, y lo corrido del 2025. Así mismo, los usuarios que presentan inconsistencias respecto a la clasificación | Sustentación sobre las diferencias presentadas o documento que solicite la reversión de los formatos TC1/TC2 | Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC1/TC2 | NO CUMPL E |

| | | | | |
|-----------|--|---|---|------------|
| | de la variable "Condiciones Especiales". Y usuarios que no presentan el reporte de la altitud a la que pertenecen, de conformidad con los parámetros y lineamientos SUI que repercuten en la identificación de los subsidios a aplicar. Considerar los resultados de las diferencias identificadas, en el contenido del presente documento. Finalmente, se requiere el reporte del formato TC2, mes de diciembre 2024. | | | |
| 27 | FSSRI - FOES: Se requiere sustentar y/o revertir los valores reportados en el SUI en los formatos de S1 para todas las variables que se afectaron por diferencias en mercados, o valores de conformidad con las fuentes de información y otros formatos. 2023 - 2024 | Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI | Reporte de la información ajustada y correcta al SUI. | NO CUMPL E |
| 28 | FSSRI: Se requiere sustentar y/o revertir los valores reportados en el SUI en los formatos S2 para todas las variables que se afectaron por diferencias en mercados, o valores de conformidad con las fuentes de información y otros formatos. 2023 - 2024 | Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI | Reporte de la información ajustada y correcta al SUI. | NO CUMPL E |
| 29 | FSSRI: Se requiere sustentar y/o revertir los valores reportados en el SUI en los formatos de S10 para las variables: "Contribuciones No recaudadas después de 6 meses" y "Contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo" | Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI | Reporte de la información ajustada y correcta al SUI. | NO CUMPL E |

| | | | | |
|-----------|--|---|---|-----------|
| | afectadas en la vigencias 2024 | | | |
| 30 | FSSRI: Se requiere sustentar y/o revertir la información reportada en el SUI en el formato TC1., respecto a la condición especial en la caracterización de los Usuarios Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria, dadas las diferencias presentadas respecto a la información reportada y la información aportada en el marco de la evaluación Integral. | Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI | Reporte de la información ajustada y correcta al SUI. | NO CUMPLE |
| 31 | FSSRI Se requiere sustentar y/o revertir la información reportada en el SUI sobre las diferencias presentadas entre las cifras relacionadas en los diferentes mercados para las variables de subsidios y contribuciones, giros recibidos y efectuados que involucran los formatos TC2, S1, S2 para las vigencias 2023 y 2024, de conformidad con las observaciones ilustradas en el capítulo de subsidios. | Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI | Reporte de la información ajustada y correcta al SUI. | NO CUMPLE |
| 32 | FSSRI Se requiere sustentar y/o revertir la información reportada en el SUI sobre las diferencias presentadas con los usuarios reportados en el formato S6 | Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI | Reporte de la información ajustada y correcta al SUI. | NO CUMPLE |
| 33 | FSSRI Se requiere sustentar y/o revertir la información reportada en el SUI sobre las diferencias presentadas con los usuarios reportados en el formato FC3. Adicionalmente, allegue la sustentación respectiva sobre los | Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI. Comunicaciones, correos u otros medios que soporten | Reporte de la información ajustada y correcta al SUI. Comunicaciones, correos u otros medios que soporten las acciones emprendidas por el prestador para garantizar la participación en los comités de estratificación. | NO CUMPLE |

| | | | | |
|-----------|---|--|--|------------|
| | municipios que no aparecen en el presente reporte de información y que son atendidos por el prestador, aclarando las acciones que ha implementado para participar en los comités de estratificación sobre los municipios que no aparecen en la información allegada y en el reporte de dicho formato al SUI. | las acciones emprendidas por el prestador para garantizar la participación en los comités de estratificación. | | |
| 34 | Se requiere que el prestador reporte y/o ajuste la información reportada en el formato S5 FORMATO S5. Validaciones Trimestrales Subsidios, toda vez que, debe reflejar las validaciones trimestrales de subsidios, contribuciones y FOES que realiza el Ministerio de Minas y Energía y se encuentran es estado "En Firme". Situación que a la fecha no se encuentra conforme a las validaciones en firme remitidas por el MME. | Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S5 que presenten inconsistencias previamente reportados y reporte de los formatos S5 que acrediten las validaciones en firme recibidas por MME. | Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S5 que presenten inconsistencias previamente reportados y reporte de los formatos S5 que acrediten las validaciones en firme recibidas por MME. | NO CUMPL E |
| 35 | Allegar los ajustes del procedimiento de subsidios FSSRI y FOES que garanticen la incorporación de puntos de control, para minimizar y/o controlar y ajustar las asimetrías de información que se presentaron en las anualidades observadas. | Documento soporte del cambio. | Documento soporte del cambio. | NO CUMPL E |
| 36 | FSSRI - FOES: Se requiere sustentar y/o revertir la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos | Sustentación sobre las diferencias presentadas o documento que solicite la reversión de | Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC1/TC2 | NO CUMPL E |

| | | | | |
|-----------|---|---|--|------------|
| | <p>a contribución correspondientes a: 5, 6, comercial, industrial, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2023 y 2024, y lo corrido del 2025.</p> <p>Así mismo, los usuarios que presentan inconsistencias respecto a la clasificación de la variable “Condiciones Especiales”.</p> <p>Y usuarios que no presentan el reporte de la altitud a la que pertenecen, de conformidad con los parámetros y lineamientos SUI que repercuten en la identificación de los subsidios a aplicar.</p> <p>Considerar los resultados de las diferencias identificadas, en el contenido del presente documento.</p> <p>Finalmente, se requiere el reporte del formato TC2 mes de diciembre 2024</p> | <p>los formatos TC1/TC2</p> | | |
| 37 | Cargue de información | Desde la SSPD se valida el cargue en base de datos. | | CUMPL E |
| 38 | Cargue de información | Por parte de la SSPD (grupo SUI) se está gestionando la reversión según radicados 20255291652 222 y 20255291652 002 | | CUMPL E |

| | | | | |
|-----------|-----------------------|---|--|------------|
| 39 | Cargue de información | Por parte de la SSPD (grupo SUI) se está gestionando la reversión según radicado 20255291652002 | | CUMPL E |
| 40 | Cargue de información | Por parte de la SSPD (grupo SUI) se está gestionando la reversión según radicado 20255291652362 | | CUMPL E |
| 41 | Cargue de información | Mesa de ayuda 604407, según validación el formato se encuentra Certificado el 15-04-2025. | | CUMPL E |
| 42 | Validación | Empresa envía justificación del porque se certificó como "Certificado No Aplica" | | CUMPL E |
| 43 | Cargue de información | Información enviada por parte del prestador. | | CUMPL E |

Fuente: Elaboración DTGE

| | | |
|--|---|---|
|  <p>Superservicios</p> | <p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p> |  <p>SIGME</p> |
|--|---|---|

10. Acciones correctivas definidas:

- La implementación de la nueva plataforma de visualización y seguimiento de los procesos de conexión asociados a la resolución CREG 174 de 2021 es esencial para conseguir darle cumplimiento completo a lo indicado en los artículos 6 y 7, así como lo expuesto por la Empresa, al incorporar alertas de tiempos de respuesta mediante la generación de alertas cuando se acerquen vencimiento de fechas.
- AFINIA debe realizar un seguimiento más riguroso a los proyectos clase 1, de tal manera que sea rápidamente identificable cuando hayan superado los cuatro meses sin haberse firmado el contrato de conexión con un promotor, independientemente de que se haya presentado un requerimiento de información por parte de la SSPD, de tal manera que la Empresa elabore y remita el informe a la Entidad con las explicaciones correspondientes.
- AFINIA deberá realizar los recálculos correspondientes a los componentes de Generación y Comercialización, identificando y cuantificando los impactos en términos de energía (kWh), tarifa (\$/kWh) y valores totales (\$) asociados a los montos dejados de cobrar o cobrados en exceso a través del componente de Generación, como consecuencia del error identificado en su cálculo.
- Una vez realizados dichos recálculos, la empresa deberá remitir a la Superintendencia un informe detallado que contenga: (i) el consolidado de los resultados obtenidos, (ii) la descripción de los errores detectados y (iii) las acciones administrativas adoptadas o programadas para su corrección.

- Esta información será objeto de análisis y verificación por parte de la Superintendencia, en el marco de las competencias asignadas a la Entidad, con el fin de determinar la procedencia de las acciones de inspección, vigilancia o control que correspondan, conforme a lo dispuesto en la ley y en la normativa vigente del régimen tarifario.
- AFINIA deberá solicitar la reversión de información del Formato T2, con el fin de corregir el valor de las garantías aplicadas en el mes de enero de 2024, toda vez que corresponde a la misma del periodo 12M de 2023, y en las memorias de cálculo utiliza otra.
- AFINIA deberá realizar la verificación del reporte de ajuste de compras en bolsa que debe ser reportada en el campo ADMRE_G del Formato T9, y de ser necesario requerir la reversión correspondiente.
- Realizar la validación y respectivos ajustes de la parametrización del sistema comercial respecto de la facturación de energía reactiva.
- Establecer políticas de control estricto de la sincronización de los relojes de los medidores de las fronteras comerciales con reporte al ASIC.
- Se requiere que el prestador establezca las acciones de control, necesarias para garantizar la calidad, completitud y oportunidad en el reporte de información al Sistema Único de Información SUI de esta Superintendencia, considerando lo señalado en el artículo 4°. Responsabilidad de los Prestadores del Servicio Público de Energía Eléctrica, de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. «La información que reportan los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica al SUI es una información entregada al Estado Colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001. En consecuencia, una vez cargada

y certificada la información se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificada de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar.

- Será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la presente resolución en las fechas y con las características aplicables a cada formato de conformidad con lo indicado en la Circular Externa SSPD No. 0001 del 25 de enero de 2006. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la presente Resolución, la cual solo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.
- En caso de no estar disponibles los cargues de información en el SUI, es responsabilidad del prestador solicitar la habilitación de los mismos a través de los medios que disponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tal fin, incluso si los formatos se deben reportar como “No Aplica”

11. CONCLUSIONES:

11.1. Aspectos administrativos y financieros

- Condiciones estructurales del mercado. AFINIA opera en un entorno marcado por altos niveles de pobreza, bajo recaudo, y consumo energético por encima del nivel de subsistencia. Esta situación, sumada a la cartera

acumulada de entidades públicas y los problemas de orden público, afecta directamente la viabilidad operativa de la empresa.

- Débil desempeño comercial y financiero. La baja recuperación de cartera (recaudo mensual del 68 % y rotación de 304 días) genera pérdidas estimadas en COP \$1 billón anuales. Esta presión de liquidez ha afectado el cumplimiento del plan de inversiones, lo cual compromete la expansión y sostenibilidad del servicio.
- Impacto de factores externos en la rentabilidad. El comportamiento climático y los altos precios en bolsa durante 2023 y 2024 redujeron el margen bruto de rentabilidad de 27 % a 13 %, intensificando los efectos negativos sobre los costos operativos.
- Dependencia del soporte financiero del accionista. La empresa ha logrado sostener su operación gracias al respaldo de EPM, que ha aportado COP \$2,3 billones entre capital y créditos. Este apoyo ha sido fundamental para mantener inversiones y cumplir obligaciones en el mercado de energía.
- Riesgo de sostenibilidad y acciones correctivas parciales. La creciente dependencia financiera de su casa matriz evidencia un riesgo estructural de sostenibilidad. La escisión de zonas críticas y las estrategias comerciales (energía prepagada, medios digitales y refinanciación) aún muestran resultados parciales y no han revertido la tendencia negativa en cartera.

11.2. Aspectos Técnicos Operativos

- En términos generales, en lo correspondiente a aspectos relacionados con el RETIE, la empresa dispone de procedimientos frente a accidentes de

origen eléctrico, instalaciones provisionales y gestión de mantenimientos que procura aplicar. Sin embargo, puede mejorar aún más su gestión.

- La empresa dispone de una plataforma funcional para la recepción de proyectos en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021, sin embargo, dicha plataforma debe dar cumplimiento total a lo exigido en los artículos 7 y 8, como lo es que un promotor pueda hacer seguimiento a cada uno de los proyectos en proceso, así como permitir al interesado ver la totalidad de transformadores de la red.
- Por parte de AFINIA se evidencia gestión para lograr la firma de los contratos de conexión en el marco de sus posibilidades. Sin embargo, es importante que informe a la SSPD en cumplimiento del artículo 45 de la Resolución CREG 075 de 2021 de las dificultades que se le están presentando en cada proyecto en particular para que la Entidad realice las acciones de inspección y vigilancia que haya a lugar.
- Se presentan incumplimientos en los tiempos de respuesta a solicitudes asociadas a proyectos en el marco de las Resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 075 de 2021. Si bien se entiende que los interesados no siempre remiten la documentación completa y/o correcta, generando reprocesos que AFINIA procura realizar para darle viabilidad a los proyectos de los interesados o requieren de más tiempo para darle respuestas precisas a factibilidades, se estaría cayendo en incumplimientos regulatorios.
- En lo referente a la exclusión de eventos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, una vez revisado los soportes para la exclusión de los

eventos que realizó AFINIA SAS ESP durante 2024, en particular los asociados a la causal de *Catástrofe natural*, se evidenció que estos documentos no están acordes a lo definido en la comunicación de la CREG con radicado CREG S2022002666, debido a que los soportes no se indica textualmente que se trata de una catástrofe natural.

- AFINIA SAS ESP ha mostrado una tendencia en la mejora de los indicadores de calidad individual dentro del mercado de comercialización que opera, esto se observa en la disminución aproximada del 41% del número de usuarios con DIU mayor a 360 horas desde el año 2022.
- Si bien el prestador atendió las observaciones y compromisos identificados en el desarrollo de la presente evaluación integral, es pertinente indicar que aquellos compromisos que involucren la reversión de información reportada en el SUI, se darán como cumplidos una vez, se cuente con el nuevo reporte de la información corregida en el SUI, garantizando de tal forma, que la información que repose en nuestro sistema de información como mecanismo oficial, cuente con la información de calidad requerida.
- Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículo 9 y 25, se informa que el prestador cuenta con los procedimientos de acuerdo a la norma citada y estos de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

11.3. Aspectos Comerciales

- Se evidenció que AFINIA incurrió en una aplicación incorrecta del régimen tarifario, particularmente en los componentes de Generación y Comercialización, lo cual impactó el cálculo del Costo Unitario (CU) que sirve de base para la determinación de las tarifas de energía eléctrica aplicadas a los usuarios. Adicionalmente, se identificó que parte de la información reportada al Sistema Único de Información (SUI) no cumple con los estándares de calidad exigidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).
- Si bien el prestador atendió las observaciones y compromisos identificados en el desarrollo de la presente evaluación integral, es pertinente indicar que aquellos compromisos que involucren la reversión de información reportada en el SUI, se darán como cumplidos una vez, se cuente con el nuevo reporte de la información corregida en el SUI, garantizando de tal forma, que la información que repose en nuestro sistema de información como mecanismo oficial, cuente con la información de calidad requerida.

12. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

- Se recomienda realizar el reporte oportuno de los accidentes de origen eléctrico que tengan afectación a seres humanos, fauna y/o flora, a través del formato TT5 de SUI, una vez la empresa tenga conocimiento del mismo, aplica para trabajadores directos, contratistas, usuarios.
- El indicador PST mencionado en la Resolución CREG 024 de 2005, si bien no se encuentra dentro de los estándares de calidad de la potencia suministrada definidos en el Anexo 1 donde se modifica la Resolución

CREG 070 de 1998, dada la experiencia internacional, donde existen valores definidos y que los operadores deben darles cumplimiento, es importante incorporarles dentro del análisis de acciones para mejorar la calidad de la potencia en el mercado de AFINIA. así como hacerles seguimiento para monitorear su evolución.

- En la Subestación María La Baja se requiere normalizar la situación de los conductores que alimentan el Shelter, remitiendo soportes de la labor una vez finalizada a la Superintendencia.
- Se recomienda a la empresa adelantar las gestiones con las entidades territoriales responsables de emitir los certificados para dar soporte a las interrupciones del servicio de energía excluidas por la causal de *Catástrofe natural*, con el fin que esos documentos indiquen de manera textual este tipo de causal y de tal manera dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 5.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Se sugiere fortalecer los mecanismos de control y verificación en el proceso de cálculo del Costo Unitario (CU) y de las tarifas, con el fin de facilitar una mayor trazabilidad y validación de los resultados, prevenir errores en la determinación de los costos y tarifas, y garantizar la confiabilidad y consistencia de la información reportada.

13. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

13.1. Responsable general

Omar Camilo López López - Director Técnico De Gestión De Energía (E)

13.2. Equipo de evaluación

Mauricio Rengifo Bocanegra – Tópico Administrativo y Financiero

Darío Fernando Obando Batallas - Tópico Técnico Operativo

Carmen Andrea Rojas Castellanos - Tópico Técnico Operativo

Oscar Iván Torres Pérez - Tópico Técnico Operativo

Natalia Ximena Castro – Tópico Comercial

Nelson Yesid González – Tópico Comercial

Angie Dayhan Garzo – Tópico Comercial (Subsidios)

Luis Carlos Rodriguez Bello - Normas de Comportamiento

Walter Patiño Piñeros – Tópico SUI

13.3. ANEXOS:

Se anexa en formato Excel archivo titulado Anexo 1. “CAPITULO SUBSIDIOS” considerando la Ley 1581 de 2012, para garantizar el anonimato de la información que pueda ser susceptible.