

## **1 IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR**

**1.1 Nombre o razón social:** EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL  
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP (ENERGUAVIARE SA ESP)

**1.2 NIT:** 822.004.680-9

**1.3 ID (SUI - RUPS):** 3076

**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 (SIN); Generación, Distribución y Comercialización  
(ZNI).

**1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar:** 10 de  
septiembre de 2001.

## **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:** Calle 8 # 23-55 Barrio Centro

### **3 DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN**

#### **3.1 Criterios evaluados:**

Aspectos administrativos, financieros, técnicos operativos, comerciales, reglas generales de comportamiento y reporte de información al SUI.

**3.2 Marco temporal de evaluación:** 2024

### **4 DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO:**

Se realiza la Evaluación Integral a la EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP (ENERGUAVIARE SA ESP), dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

#### **4.1 Información fuente usada:**

ENERGUAVIARE SA ESP a través de radicado SSPD 20255292606262 de 2025 remite la información solicitada en virtud de la Evaluación Integral. La información, fue complementada mediante solicitud realizada en la visita de inspección adelantada del 4 al 6 de agosto de 2025, y registrada en el acta de la visita. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal de XM SA ESP.

#### **4.2 Requerimientos realizados:**

La información requerida a ENERGUAVIARE SA ESP, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20252201747801 del 5 de junio de 2025.

#### **4.3 Estado de respuesta de requerimientos:**

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20255292606262. Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información solicitada por esta SSPD, la cual se requirió durante la visita de evaluación y fue entregada en su gran mayoría en dicha visita. La información pendiente se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de ENERGUAVIARE SA ESP.

### **5 EVALUACIONES REALIZADAS:**

#### **5.1 Descripción general de la empresa**

La empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP (ENERGUAVIARE SA ESP), se constituyó el 30 de agosto de 2001 en San José del Guaviare. ENERGUAVIARE SA ESP es una empresa de servicios públicos de economía mixta, constituida como sociedad

anónima de naturaleza mercantil y con ánimo de lucro. Para efectos contables, se encuentra bajo el régimen de contabilidad pública, clasificada según lo establece la Resolución 414 de 2014<sup>1</sup>. Su composición accionaria se muestra en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Composición Accionaria

| <b>Accionista</b>                               | <b>No. De Acciones</b> | <b>Capital (COP)</b> | <b>%</b>     |
|---|------------------------|----------------------|--------------|
| <b>Departamento del Guaviare</b>                | <b>34265</b>           | <b>3.458.366.450</b> | <b>92,1%</b> |
| <b>Municipio de San José del Guaviare</b>       | <b>2200</b>            | <b>222.046.000</b>   | <b>5,9%</b>  |
| <b>Otros minoristas (87 personas naturales)</b> | <b>735</b>             | <b>74.183.550</b>    | <b>2,0%</b>  |

Fuente: ENERGUAVIARE SA ESP

ENERGUAVIARE SA ESP presenta tres líneas de negocio representativas, la prestación del servicio domiciliario de energía en Zonas No Interconectadas (ZNI), la prestación del servicio domiciliario de energía en zonas interconectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la ejecución de proyectos y contratos de obra (no vigilado por esta superintendencia). Por cada zona referenciada anteriormente, sus actividades son:

**SIN:** Distribución y Comercialización



**ZNI:** Generación, Distribución y Comercialización

El mercado que atiende en el SIN corresponde al Departamento del Guaviare y al municipio de Puerto Concordia en el Departamento del Meta. 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 San José del Guaviare. Los datos generales de la empresa ENERGUAVIARE SA ESP se muestran en la Tabla 2.

---

<sup>1</sup> Nota 1 de los Estados Financiero auditados y certificados para el año 2024.

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

**Tabla 2.** Datos Generales de la Empresa

|   |   |
|---|---|
| <b>Tipo de Sociedad:</b>                | <b>Sociedad Anónima</b>   |
| <b>Razón Social:</b>                    | <b>Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.</b>                                 |
| <b>Sigla:</b>                           | <b>ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.</b>   |
| <b>Nit:</b>                             | <b>822.004.680-1</b>  |
| <b>ID RUPS:</b>                         | <b>3076</b>   |
| <b>Representante Legal:</b>             | <b>Cristian Andrey Pinto Lozano</b>   |
| <b>Actividad Desarrollada:</b>          | <b>Distribución y comercialización (SIN) – Generación, Distribución y Comercialización (ZNI). 10-sep-2001</b> |
| <b>Año de Entrada en Operación:</b>     | <b>2001</b>   |
| <b>Auditor - AEGR:</b>                  | <b>SERVICIO DE INGENIERIA Y ASESORIAS LEGALES SINALEG S.A.S.</b>  |
| <b>Clasificación:</b>                   | <b>Zona Interconectada No Interconectada – Zona Interconectada</b>  |
| <b>Fecha Última Actualización RUPS:</b> | <b>27-oct-25</b>  |

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

## 5.2 Aspectos administrativos

ENERGUAVIARE SA ESP en el desarrollo de sus actividades cuenta con una planta de personal de 105 empleados directos, 212 contratistas y 5 aprendices SENA. En la **Tabla 3** se muestra la distribución de la planta de personal por dependencia:

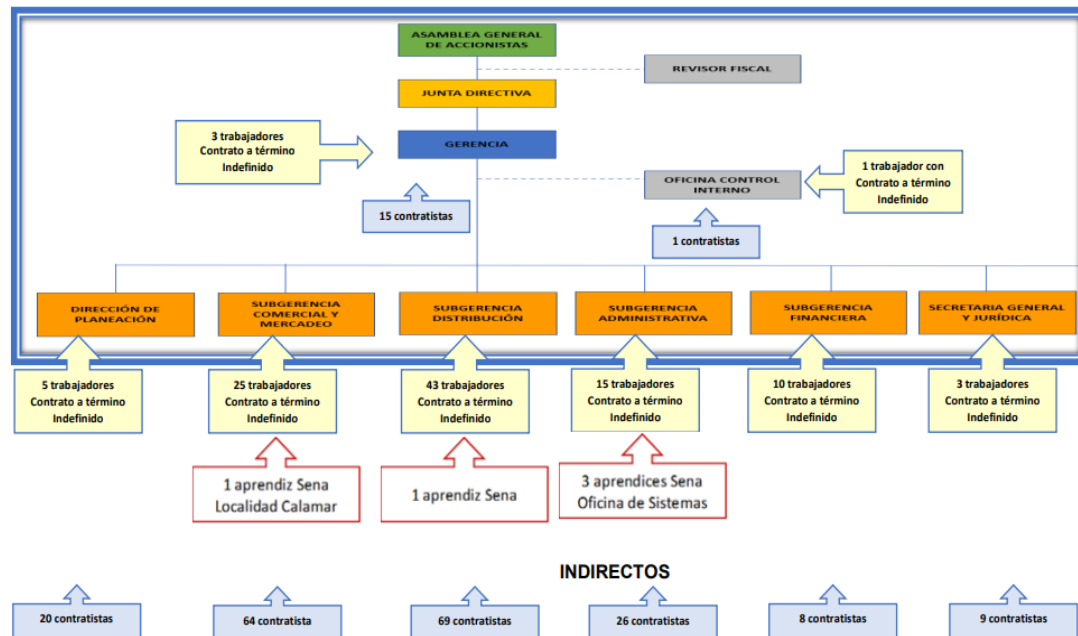
**Tabla 3.** Planta de Personal

| <b>DEPENDENCIA</b>                      | <b>DIRECTOS</b> | <b>INDIRECTOS</b> | <b>SENA</b> |
|---|-----------------|-------------------|-------------|
| <b>Gerencia</b>                         | <b>3</b>        | <b>15</b>         | <b>0</b>    |
| <b>Oficina Control Interno</b>          | <b>1</b>        | <b>1</b>          | <b>0</b>    |
| <b>Dirección de Planeación</b>          | <b>5</b>        | <b>20</b>         | <b>0</b>    |
| <b>Subgerencia Comercial y Mercadeo</b> | <b>25</b>       | <b>64</b>         | <b>1</b>    |
| <b>Subgerencia Distribución</b>         | <b>43</b>       | <b>69</b>         | <b>1</b>    |
| <b>Subgerencia Administrativa</b>       | <b>15</b>       | <b>26</b>         | <b>3</b>    |
| <b>Subgerencia Financiera</b>           | <b>10</b>       | <b>8</b>          | <b>0</b>    |
| <b>Secretaria General y Jurídica</b>    | <b>3</b>        | <b>9</b>          | <b>0</b>    |
| <b>TOTAL</b>                            | <b>105</b>      | <b>212</b>        | <b>5</b>    |

Fuente: ENERGUAVIARE

El organigrama de la entidad se muestra en la Figura 1:

**Figura 1. Organigrama**



Fuente: ENERGUAVIARE SA ESP

En la siguiente Tabla 4, ENERGUAVIARE SA ESP presenta las certificaciones de gestión y calidad:

**Tabla 4. Certificaciones**

| NORMA          | DESCRIPCIÓN  | VIGENCIA / REVISIÓN |
|----------------|--|---------------------|
| ISO 9001: 2015 | establece los requisitos para un sistema de gestión de la calidad (SGC). | 2027                |

Fuente: ENERGUAVIARE SA ESP

### 5.3 Aspectos financieros

#### 5.3.1. 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 2024 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 nueve 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                | 2024                      | 2023                      | 2022                      |
|--|---------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
| <b>Rentabilidad Sobre Activos</b>          | <b>Rentabilidad</b> | <b>2,69%</b>              | <b>2,36%</b>              | <b>12,70%</b>             |
| <i>Rentabilidad Sobre Patrimonio</i>       | <i>Rentabilidad</i> | <i>3,22%</i>              | <i>2,91%</i>              | <i>14,92%</i>             |
| <b>Flujo de Caja Sobre Activos</b>         | <b>Rentabilidad</b> | <b>-8,63%</b>             | <b>-7,35%</b>             | <b>20,14%</b>             |
| <b>Ciclo Operacional</b>                   | <b>Liquidez</b>     | <b>32</b>                 | <b>-34</b>                | <b>-75</b>                |
| <b>Cubrimiento de Gastos Financieros</b>   | <b>Liquidez</b>     |                           |                           |                           |
| <b>Razón Corriente</b>                     | <b>Liquidez</b>     | <b>1,33</b>               | <b>1,39</b>               | <b>1,19</b>               |
| <b>Patrimonio Sobre Activo</b>             | <b>Solidez</b>      | <b>83,47%</b>             | <b>81,08%</b>             | <b>85,14%</b>             |
| <b>Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total</b> | <b>Solidez</b>      | <b>98,79%</b>             | <b>99,50%</b>             | <b>99,94%</b>             |
| <b>Activo Corriente Sobre Activo Total</b> | <b>Solidez</b>      | <b>21,67%</b>             | <b>26,08%</b>             | <b>17,71%</b>             |
| <b>Patrimonio</b>                          |                     | <b>\$ 116.101.285.000</b> | <b>\$ 114.422.174.000</b> | <b>\$ 104.568.969.674</b> |

| INDICADORES<br>FINANCIEROS | TIPO | 2024 | 2023 | 2022 |
|----------------------------|------|------|------|------|
| RIESGO FINANCIERO          |      | 1    | 1    | 1    |

Fuente: SSPD-SUI

Los indicadores se han calculado con las cifras correspondientes a la actividad de energía, en el caso de ENERGUAVIARE SA ESP, estas cifras corresponden al 94% de sus ingresos operacionales y el 81% del total de sus activos para el año 2024. Las otras actividades corresponden a la ejecución de proyectos y contratos de obra.

A nivel general, se observa un deterioro marcado entre el año 2022 a 2023 debido a una caída en la utilidad bruta producto de los precios de la energía con un año 2022 marcado por el fenómeno de la niña que permitió precios bajos de compra, contrario a los años 2023 y 2024 en los cuales el fenómeno del niño predominó afectando el margen de rentabilidad de la empresa, toda vez que para el último trimestre del año 2024 se vio expuesta a compras de energía en la bolsa de energía. El flujo de caja se muestra negativo para la actividad de energía lo cual alerta sobre un negocio con un déficit de liquidez para los dos últimos años, al revisar el flujo de caja con las cifras del total de la empresa esta situación se revierte; está situación es palpable desde la contabilidad separada en la cual el negocio de ejecución de proyectos y contratos de obra, en el cual ENERGUAVIARE SA ESP ejerce como un intermediario y administrador del recurso, ha cubierto los faltantes de caja y rentabilidad presentados en su actividad principal como operador de red (distribuidor y comercializador de energía) y solventado la prestación del servicio en las Zonas No Interconectadas la cuales generan costos pero no ingresos.

Finalmente, la rentabilidad de la actividad de energía (medido a través del EBITDA) ha sido positiva durante los periodos observados, sin embargo, el flujo de caja negativo refleja inicialmente un aumento en el requerimiento de capital de trabajo para las cuentas por cobrar,



las cuales crecieron un 50% explicado en su totalidad por el crecimiento de la cartera correspondiente a subsidios<sup>2</sup>, el efecto del financiamiento de la cartera ha sido mayor que el EBITDA generado en la actividad de energía, dando como resultado un déficit en la caja para la actividad.

A continuación, en la Tabla 6 se presenta el resultado del modelo de riesgo para el año 2024:

**Tabla 6.** Modelo Riesgo Financiero Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004

| ID                                | 3076  |
|-----------------------------------|---|
| NOMBRE_EMPRESA                    | EMPRESA DE<br>ENERGÍA ELÉCTRICA<br>DEL DEPARTAMENTO<br>DEL GUAVIARE SA<br>ESP |
| CLASIFICACIÓN                     | SIN   |
| Activo Total                      | \$ 139.093.135.000  |
| Ingreso De Actividades Ordinarias | \$ 63.560.753.000   |
| Riesgo final                      | A1  |
| Prob. Riesgo 0                    | 39%   |
| Prob. Riesgo 1                    | 75%   |
| Prob. Riesgo 2                    | 57%   |
| Prob. Riesgo 3                    | 29%   |

Fuente: Cálculos desarrollados por la SSPD con fuente de información XBRL anual año 2024.

En el modelo, la empresa se encuentra en nivel de riesgo 1 (Medio-Bajo) y la probabilidad de que se encuentre en riesgo 3 (Alto) es del 29% siendo una probabilidad baja.

### ***5.3.2. Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados***

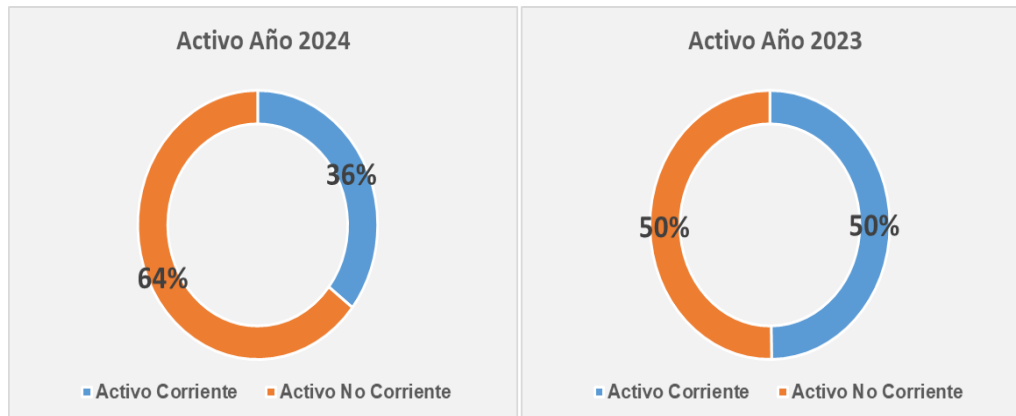
Para el año 2024, teniendo en cuenta los estados financieros de la empresa en su totalidad (todas las actividades), se observó que los activos de ENERGUAVIARE SA ESP se

---

<sup>2</sup> Entre el cierre del año 2023 y el corte junio de 2025 la cartera por usuarios creció 5.59%, acorde con el crecimiento de los ingresos operacionales que registro un 8.18%.

encontraban apalancados en un 34%, perteneciendo a los accionistas el restante 66%. A continuación, en la siguiente Figura se describe el Activo de la empresa.

**Figura 2.** Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2024 – 2023



Fuente: Cargue Anual XBRL.

Los activos de la empresa se encuentran concentrados en un 36% en los activos de corto plazo, siendo la inversión más representativa los anticipos pagados por concepto de reposición de redes de distribución a través del fondo FAER (Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas) y el IPSE (Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas), seguido por la cartera comercial, sobre esta última los subsidios pesaron sobre la cartera comercial el 36% al cierre del año 2024<sup>3</sup>.

El activo a largo plazo está representado por la propiedad planta y equipo compuesta principalmente por las redes, líneas de distribución, plantas y subestaciones. En la **Tabla 7** se desglosa las principales cuentas del activo.

<sup>3</sup> Al corte junio de 2025 esa participación representó el 41%.

**Tabla 7. Estado de Situación Financiera Comparativo 2024-2023 (Pesos)**

| ACTIVOS  | 2024               | AV  | 2023               | AV  | AH    |
|--|--------------------|-----|--------------------|-----|-------|
| Efectivo y equivalentes al efectivo  | \$ 1.059.254.000   | 1%  | \$ 18.198.129.000  | 9%  | -94%  |
| Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)    | \$ 2.180.674.000   | 1%  | \$ 8.616.756.000   | 4%  | -75%  |
| Cuentas comerciales por cobrar por subsidios corrientes  | \$ 6.020.395.000   | 4%  | \$ 2.125.941.000   | 1%  | 183%  |
| Otras cuentas por cobrar corrientes  | \$ 3.271.527.000   | 2%  | \$ 250.594.000     | 0%  | 1206% |
| Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes   | \$ 11.472.596.000  | 7%  | \$ 10.993.291.000  | 5%  | 4%    |
| Otros activos financieros corrientes   |                    | 0%  | \$ 3.026.457.000   | 1%  | -100% |
| Otros activos no financieros corrientes  | \$ 48.390.092.000  | 28% | \$ 72.714.394.000  | 34% | -33%  |
| Activos corrientes totales   | \$ 60.921.942.000  | 36% | \$ 104.932.271.000 | 50% | -42%  |
| Propiedades, planta y equipo   | \$ 102.243.093.000 | 60% | \$ 103.603.032.000 | 49% | -1%   |
| Cuentas comerciales por cobrar no corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento) | \$ 5.911.544.000   | 3%  | \$ -               | 0%  |       |
| Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes   | \$ 194.613.000     | 0%  | \$ 4.687.000       | 0%  | 4052% |

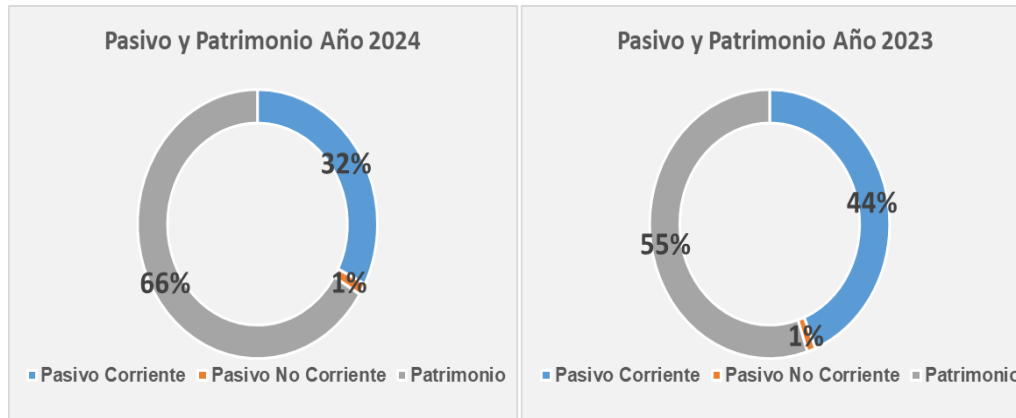
| ACTIVOS   | 2024               | AV   | 2023               | AV   | AH      |
|---|--------------------|------|--------------------|------|---------|
| Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | \$ 6.106.157.000   | 4%   | \$ 4.687.000       | 0%   | 130179% |
| Activos por impuestos diferidos   |                    | 0%   | \$ 1.559.009.000   | 1%   | -100%   |
| Propiedad de inversión  | \$ 39.279.000      | 0%   | \$ -               | 0%   |         |
| Activos intangibles   | \$ 602.628.000     | 0%   | \$ 706.321.000     | 0%   | -15%    |
| Otros activos   | \$ 1.611.695.000   | 1%   | \$ -               | 0%   |         |
| Total de activos no corrientes  | \$ 110.602.852.000 | 64%  | \$ 105.873.049.000 | 50%  | 4%      |
| Total de activos  | \$ 171.524.794.000 | 100% | \$ 210.805.320.000 | 100% | -19%    |

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El total de los activos decreció un 19% producto de la ejecución de los recursos entregados en administración los cuales afectan tanto el activo como el pasivo de la empresa, estos recursos corresponden básicamente a los proyectos fotovoltaicos de Uribí y Caquetá en los cuales la empresa funge como intermediario, adicionalmente, se ejecutaron los recursos entregados por anticipado del FAER y el IPSE, estos movimientos explicaron el 100% de la reducción del activo. En contraposición, la cartera total (corto y largo plazo), se incrementó en un 26% con el agravante que la empresa reclasificó por primera vez en tres periodos de análisis, cartera del corto al largo plazo; esta variación se explica en su totalidad por el aumento de las cuentas por cobrar al Ministerio de minas y Energía por concepto de subsidios.

En la siguiente figura, se describe la composición del Pasivo y el Patrimonio de ENERGUAVIARE SA ESP.

**Figura 3. Pasivo y Patrimonio 2024 – 2023**



Fuente: Cargue Anual XBRL.

En la Tabla 8 se desglosan las principales cuentas del Pasivo y Patrimonio.

**Tabla 8. Estado de Situación Financiera Comparativo 2024-2023 (Pesos)**

| PASIVO Y PATRIMONIO  | 2024              | AV  | 2023              | AV  | AH   |
|--|-------------------|-----|-------------------|-----|------|
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados                    | \$ 1.830.495.000  | 1%  | \$ 1.195.160.000  | 1%  | 53%  |
| Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes    | \$ 7.654.234.000  | 4%  | \$ 11.194.037.000 | 5%  | -32% |
| Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes       | \$ 5.011.668.000  | 3%  | \$ 6.179.361.000  | 3%  | -19% |
| Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes | \$ 12.665.902.000 | 7%  | \$ 17.373.398.000 | 8%  | -27% |
| Préstamos por pagar  | \$ 1.370.541.000  | 1%  | \$ 1.000.000.000  | 0%  | 37%  |
| Pasivo por impuesto a las ganancias corriente                            | \$ 1.246.180.000  | 1%  | \$ 1.700.190.000  | 1%  | -27% |
| Otros pasivos no financieros corrientes                                  | \$ 38.388.358.000 | 22% | \$ 70.995.085.000 | 34% | -46% |
| Pasivos corrientes totales   | \$ 55.501.476.000 | 32% | \$ 92.263.833.000 | 44% | -40% |
| Otras provisiones no corrientes  | \$ 2.132.228.000  | 1%  | \$ -              | 0%  |      |
| Pasivo por impuestos diferidos no corrientes                             | \$ 277.129.000    | 0%  | \$ 133.314.000    | 0%  | 108% |

| PASIVO Y PATRIMONIO                        | 2024               | AV   | 2023               | AV   | AH    |
|--|--------------------|------|--------------------|------|-------|
| Otros pasivos no financieros no corrientes |                    | 0%   | \$ 2.306.888.000   | 1%   | -100% |
| Total de pasivos no corrientes             | \$ 2.409.357.000   | 1%   | \$ 2.440.202.000   | 1%   | -1%   |
| Total pasivos                              | \$ 57.910.833.000  | 34%  | \$ 94.704.035.000  | 45%  | -39%  |
| Capital suscrito y pagado                  | \$ 3.720.000.000   | 2%   | \$ 3.720.000.000   | 2%   | 0%    |
| Reserva Legal                              | \$ 2.479.812.000   | 1%   | \$ 2.311.901.000   | 1%   | 7%    |
| Ganancias acumuladas                       | \$ 107.414.149.000 | 63%  | \$ 110.069.384.000 | 52%  | -2%   |
| Patrimonio total                           | \$ 113.613.961.000 | 66%  | \$ 116.101.285.000 | 55%  | -2%   |
| Total de patrimonio y pasivos              | \$ 171.524.794.000 | 100% | \$ 210.805.320.000 | 100% | -19%  |

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El pasivo de la empresa disminuye por la ejecución de los recursos por concepto de anticipo o administración del FAER o el IPSE, sin embargo, la cuenta de proveedores refleja una disminución importante al decrecer un 27%. ENERGUAVIARE no refleja endeudamiento financiero a largo plazo y su patrimonio no tiene modificaciones más allá de los resultados operacionales.

En conjunto, el estado de situación financiera refleja un negocio de intermediación importante, representado por los recursos entregados por anticipado o en administración pertenecientes al IPSE o el FAER, adicionalmente, se observa un crecimiento de la cartera vía subsidios y una inversión nula en propiedad planta y equipo.

A continuación, en la Tabla 9 se describen las principales cuentas del Estado de Resultados.

**Tabla 9.** Estado de Resultados Comparativo 2024 - 2023 (Pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS               | 2024              | AV   | 2023              | AV   | AH  |
|------------------------------------|-------------------|------|-------------------|------|-----|
| Ingresos de actividades ordinarias | \$ 63.560.753.000 | 100% | \$ 61.867.848.000 | 100% | 3%  |
| Costo de ventas                    | \$ 61.089.117.000 | 96%  | \$ 65.978.978.000 | 107% | -7% |

| ESTADO DE RESULTADOS                         | 2024              | AV  | 2023              | AV  | AH    |
|--|-------------------|-----|-------------------|-----|-------|
| Ganancia bruta                               | \$ 2.471.636.000  | 4%  | -\$ 4.111.130.000 | -7% | -160% |
| Otros ingresos                               | \$ 12.377.700.000 | 19% | \$ 18.729.662.000 | 30% | -34%  |
| Gastos de administración, operación y ventas | \$ 15.464.818.000 | 24% | \$ 13.358.879.000 | 22% | 16%   |
| Ingresos financieros                         | \$ 264.007.000    | 0%  | \$ 699.887.000    | 1%  | -62%  |
| Otros gastos                                 | \$ 2.135.849.000  | 3%  | \$ 280.429.000    | 0%  | 662%  |
| Ganancia (pérdida), antes de impuestos       | -\$ 2.487.324.000 | -4% | \$ 1.679.111.000  | 3%  | -248% |
| Ganancia (pérdida)                           | -\$ 2.487.324.000 | -4% | \$ 1.679.111.000  | 3%  | -248% |

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Para el período de análisis se observa como la actividad de ejecución de proyectos y contratos de obra otorga los ingresos necesarios para amortizar las pérdidas en su actividad como operador de red. Sin embargo, los resultados del año 2024 se ven afectados por tres factores, el primero hace referencia a la disminución de los ingresos por concepto de administración de recursos de terceros (proyectos IPSE, FAER, ejecución y administración de proyectos), el segundo hace referencia al cambio contractual con el proveedor PROFESIONALES DE ENERGÍA S.A E.S.P. y el tercero es la no facturación de los servicios prestados en las Zonas no Interconectadas – ZNI.

El primer factor correspondiente a la no suscripción de nuevos contratos o convenios para la administración de recursos de terceros, en la ejecución de los contratos vigentes otorgó caja a la empresa con una disminución importante en la rentabilidad entre el año 2023 y 2024. El segundo factor referente al cambio contractual con su proveedor de energía PROFESIONALES DE ENERGÍA SA ESP, impactó la oferta máxima de energía entregada para el último trimestre de 2024, cantidad de energía menor a la demanda por lo cual ENERGUAVIARE SA ESP se obligó a comprar los excedentes en la bolsa de energía con

precios del kWh (kilovatio hora) superiores a los de contrato<sup>4</sup>. A continuación, en la **Tabla 10** se comparte la exposición en bolsa de ENERGUAVIARE SA ESP para el año 2024:

**Tabla 10.** Exposición en Bolsa de Energía

| <b>AÑO 2024</b>      | <b>Exposición en Bolsa - kWh</b> | <b>Precio kWh - Contratos (COP)</b> | <b>Precio kWh - Bolsa (COP)</b> | <b>Precio Ponderado kWh (COP)</b> |
|----------------------|----------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| <b>1 - Trimestre</b> | <b>0%</b>                        | <b>\$ 375</b>                       | <b>\$ -</b>                     | <b>\$ 375</b>                     |
| <b>2 - Trimestre</b> | <b>0%</b>                        | <b>\$ 374</b>                       | <b>\$ -</b>                     | <b>\$ 374</b>                     |
| <b>3 - Trimestre</b> | <b>0%</b>                        | <b>\$ 396</b>                       | <b>\$ -</b>                     | <b>\$ 396</b>                     |
| <b>4 - Trimestre</b> | <b>26%</b>                       | <b>\$ 414</b>                       | <b>\$ 730</b>                   | <b>\$ 496</b>                     |
| <b>AÑO 2025</b>      |                                  |                                     |                                 |                                   |
| <b>1 - Trimestre</b> | <b>100%</b>                      |                                     | <b>\$ 403</b>                   | <b>\$ 403</b>                     |
| <b>2 - Trimestre</b> | <b>10%</b>                       | <b>\$ 475</b>                       | <b>\$ 168</b>                   | <b>\$ 446</b>                     |

Fuente: ENERGUAVIARE

En el año 2023 ENERGUAVIARE SA ESP no registro exposición en bolsa de energía, para el año 2024, como se señaló, la exposición en bolsa se registró para el último trimestre del año 2024 con precios promedio por mes entre COP \$916 kWh y COP \$702 kWh, muy superiores al precio en los contratos con el proveedor<sup>5</sup>. Ante la situación, ENERGUAVIARE SA ESP realizó oferta pública para contratar la energía demandada ante la cual se lograron firmar y asegurar las siguientes cantidades de energía:

<sup>4</sup> El 1 de enero de 2022 ENERGUAVIARE firmó un contrato de suministro de energía largo plazo con PROFESIONALES DE ENERGÍA S.A. E.S.P. – PEESA bajo la modalidad de “pague lo demandado”, de acuerdo a ENERGUAVIARE, a partir del año 2023 PEESA cambio unilateralmente las condiciones contractuales cambiando el contrato a la modalidad de “pague lo contratado” discriminando entre la energía comprada a través del contrato y la energía comprada en bolsa, sin embargo, todo se realizó en el marco del contrato por lo cual la empresa no registró exposición en bolsa hasta el último trimestre del año 2024. En el mes de diciembre de 2024 el contrato de dio por terminado y ENERGUAVIARE inició un proceso de convocatoria para la contratación de suministro de energía.

<sup>5</sup> Se estima un sobre costo de COP \$1.764 millones producto de la diferencia en precio entre el contrato bilateral y el precio en bolsa. Esta estimación se hace con base en la información suministrada por ENERGUAVIARE.



**Tabla 11.** Lista de Contratos Vigentes Compra de Energía

| <b>AÑO</b> | <b>ENERGÍA<br/>Y GAS DE<br/>COLOMBIA<br/>S.A.S.<br/>E.S.P.<sup>6</sup></b> | <b>DUCK<br/>ENERGY<br/>S.A.S.<br/>E.S.P.<sup>6</sup></b> | <b>ENERXIA<br/>COLOMBIA<br/>S.A.S.<br/>E.S.P.<sup>7</sup></b> | <b>AGENTE<br/>EXPERTO<br/>EN<br/>SERVICIOS<br/>PÚBLICOS<br/>S.A.S.<br/>E.S.P.<sup>7</sup></b> | <b>TOTAL<br/>ENERGÍA<br/>CONTRATADA</b> | <b>DEMANDA<br/>PROYECTADA</b> | <b>EXPOSICIÓN<br/>A BOLSA</b> |
|------------|--|--|---|---|---|-------------------------------|-------------------------------|
| 2025       | 22.204.855   | 40.000.003   | 2.521.417   |   | 64.726.275                              | 89.956.053                    | 28%                           |
| 2026       | 76.534.716   |  | 15.860.735  |   | 92.395.451                              | 96.649.117                    | 4%                            |
| 2027       | 82.903.689   |  | 17.476.094  |   | 100.379.783                             | 103.509.795                   | 3%                            |
| 2028       | 75.363.978   |  | 30.758.041  |   | 106.122.019                             | 110.674.809                   | 4%                            |
| 2029       | 89.058.047   |  | 26.197.441  |   | 115.255.488                             | 117.445.592                   | 2%                            |
| 2030       |  |  | 27.337.959  | 60.061.111  | 87.399.070                              | 123.020.816                   | 29%                           |
| 2031       |  |  | 28.609.919  | 60.010.239  | 88.620.158                              | 130.849.008                   | 32%                           |

Fuente: ENERGUAVIARE

De esta forma, se espera un año 2025 con unas condiciones de exposición en bolsa similares al cuarto trimestre del año 2024, sin embargo, en este año se han presentado precios en bolsa relativamente más bajos beneficiando los resultados operacionales de la empresa. De acuerdo con los reportes financieros especiales – IFE, que se cargan al SUI cada trimestre, la utilidad operacional de la empresa ha mejorado pasando de un margen negativo a tener un 8% positivo<sup>8</sup>. Sobre este análisis es importante señalar la exposición en bolsa entre los años 2026 y 2029, la cual se proyecta en un margen inferior al 5% permitiendo a la empresa una planeación financiera con un grado de incertidumbre menor.

<sup>6</sup> La firma de este contrato se realizó en el marco de la convocatoria No. CP - EGVC2025-001 del 15 de enero de 2025.

<sup>7</sup> La firma de este contrato se realizó en el marco de la convocatoria No. CP - EGVC2025-003 del 26 de mayo de 2025.

<sup>8</sup> Esta información se carga de acuerdo a la Resolución No. SSPD - 20201000055775 del 3 de diciembre de 2020, incluyendo su anexo técnico, sin embargo, esa información no es auditada.

Por último, el tercer factor hace referencia a la no facturación en la Zonas No Interconectadas – ZNI las cuales no han sido registradas ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios toda vez que no se ha codificado las zonas en las cuales se presta el servicio a través de las Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas - SISFV, razón por la cual no se cobra su servicio, sin embargo, la empresa contabiliza costos por COP \$2.390 millones en el año 2024 y 1.205 millones COP para el año 2023 por este concepto, costos que son asumidos con los ingresos de las otras líneas de negocio.

### **5.3.3. 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 ENERGUAVIARE<sup>9</sup> SA ESP en la Tabla 12.

**Tabla 12.** Flujo de Caja Comparativo 2024 - 2023 (Pesos)

| CONCEPTO                    | AÑO 2024           | AÑO 2023           | VAR % |
|-----------------------------|--------------------|--------------------|-------|
| <b>EBITDA</b>               | \$ 779.034.000     | \$ 4.541.369.000   | -83%  |
| <b>OPEX</b>                 | -\$ 22.799.293.000 | -\$ 34.595.478.944 | -34%  |
| <b>CAPEX</b>                | \$ -               | \$ 3.071.472.361   | -100% |
| <b>Flujo de Caja</b>        | \$ 23.578.327.000  | \$ 36.065.375.583  | -35%  |
| <b>Intereses</b>            | \$ 234.000.000     | \$ 106.900.000     | 119%  |
| <b>Capital</b>              | \$ 1.000.000.000   | \$ -               |       |
| <b>Servicio de la Deuda</b> | \$ 1.234.000.000   | \$ 106.900.000     | 1054% |
| <b>Excedente</b>            | \$ 22.344.327.000  | \$ 35.958.475.583  | -38%  |

Fuente: Cargue Anual XBRL.

<sup>9</sup> Con el fin de corregir la falta de calidad en la información reportada en la Taxonomía XBRL anual por parte de ENERGUAVIARE, se realiza la reclasificación de las cifras correspondientes al gasto y endeudamiento financiero reportadas en la taxonomía teniendo como base las notas de los estados financieros para cada año. De igual forma se toma el EBITDA, OPEX y CAPEX para el total de la empresa.

Cómo se anotó en los párrafos anteriores, el negocio de energía, entendido este como la distribución y comercialización de energía en la Zona Interconectada y No Interconectada, para el período de análisis no generó utilidad a la empresa para el año 2024, al contrario, el negocio de ejecución de proyectos y contratos de obra generó la utilidad necesaria para pasar con un EBITDA positivo; sin embargo, la intermediación que realiza ENERGUAVIARE SA ESP en esa actividad ha bajado de forma significativa debido a la ejecución y no reemplazo por nuevos proyectos, esto se evidencia en la salida de ingresos que generó el consumo de las cuentas del capital de trabajo, principalmente la caja y los recursos entregados en administración. De igual forma, se debe señalar que ENERGUAVIARE no posee endeudamiento financiero a largo plazo, por tal motivo su gasto financiero es reducido y marginal respecto su operación e ingresos.

Por último, se observa para el total de la empresa una inversión nula en PPyE. La mayor inversión se observó en el año 2023, sin embargo, ENERGUAVIARE SA ESP consultó a la Contaduría General de la Nación sobre la inclusión de los activos por el proyecto de electrificación rural que presenta un saldo acumulado de 9.637 millones COP y se encuentran registrados en la cuenta de construcciones en curso.

#### **5.3.4. Cartera**

La cartera de la empresa ENERGUAVIARE SA ESP, se presenta en la Tabla 13:

**Tabla 13.** Cuentas Comerciales por Cobrar (millones)

| CARTERA          | jun-25   | 2024     | 2023     | Var. Pesos<br>Jun-2025/2023 | % Var Pesos |
|------------------|----------|----------|----------|-----------------------------|-------------|
| San José         | \$ 3.414 | \$ 2.924 | \$ 2.858 | \$ 556                      | 8%          |
| Calamar          | \$ 180   | \$ 133   | \$ 203   | -\$ 24                      | 0%          |
| La Libertad      | \$ 40    | \$ 69    | \$ 32    | \$ 8                        | 0%          |
| El retorno       | \$ 500   | \$ 574   | \$ 475   | \$ 25                       | 0%          |
| Puerto Concordia | \$ 97    | \$ 117   | \$ 69    | \$ 28                       | 0%          |
| Capricho         | \$ 36    | \$ 25    | \$ 27    | \$ 9                        | 0%          |

| CARTERA                                   | jun-25    | 2024      | 2023      | Var. Pesos<br>Jun-2025/2023 | % Var Pesos |
|---|-----------|-----------|-----------|-----------------------------|-------------|
| Opción Tarifaria                          | \$ 6.086  | \$ 6.487  | \$ 7.101  | -\$ 1.014                   | -15%        |
| Total Cartera Usuarios                    | \$ 10.353 | \$ 10.329 | \$ 10.766 | -\$ 413                     | -6%         |
| STR                                       | \$ 408    | \$ 332    | \$ 321    | \$ 88                       | 1%          |
| Cartera ZNI                               | \$ 945    | \$ -      | \$ -      | \$ 945                      | 14%         |
| Total Cartera Líneas de Negocio           | \$ 11.706 | \$ 10.661 | \$ 11.087 | \$ 619                      | 9%          |
| Ministerio de Minas y Energía - Subsidios | \$ 8.052  | \$ 6.020  | \$ 2.126  | \$ 5.926                    | 91%         |
| Total Cartera ENERGUAVIARE                | \$ 19.758 | \$ 16.681 | \$ 13.212 | \$ 6.545                    | 100%        |
| Deterioro                                 | \$ 2.598  | \$ 2.569  | \$ 2.470  | \$ 129                      | -           |
| Cartera Neta                              | \$ 17.160 | \$ 14.113 | \$ 10.743 | \$ 6.417                    | -           |

Fuente: Estados Financieros año 2024

La cartera gestionada por ENERGUAVIARE SA ESP, no representa un esfuerzo de caja importante en la medida que su variación es mínima, por ejemplo, toda la variación de las líneas de negocio se incrementó un 9% y su explicación se encuentra en el reconocimiento para el año 2025 de la cartera generada en zonas no interconectadas<sup>10</sup>; sin embargo, cuando se toma en cuenta los subsidios, estos presentan un crecimiento del 91% afectando la liquidez de la empresa con recursos financiados para el año 2024 en 3.894 millones COP y al corte junio de 2025 en 2.032 millones COP.

### 5.3.5. Facturación y recaudo

En línea con la generación de cartera, en la **Tabla 14** se muestra el porcentaje de recaudo que se tiene sobre la facturación mensual.

**Tabla 14.** Formato FC1 - Facturación y Recaudo

| AÑO 2024 | FACTURACIÓN<br>MENSUAL | RECAUDO<br>MENSUAL | %   | AÑO 2023 | FACTURACIÓN<br>MENSUAL | RECAUDO<br>MENSUAL | %   |
|----------|------------------------|--------------------|-----|----------|------------------------|--------------------|-----|
| ENERO    | \$ 3.261.367.096       | \$ 2.715.188.811   | 83% | ENERO    | \$ 2.785.916.076       | \$ 2.099.762.735   | 75% |
| FEBRERO  | \$ 3.931.349.248       | \$ 2.991.285.114   | 76% | FEBRERO  | \$ 3.252.465.267       | \$ 2.243.346.025   | 69% |

<sup>10</sup> Para el año 2025 ENERGUAVIARE se encuentra gestionando la facturación, recaudo y subsidios de las zonas no interconectados.

| AÑO 2024   | FACTURACIÓN MENSUAL | RECAUDO MENSUAL  | %   | AÑO 2023   | FACTURACIÓN MENSUAL | RECAUDO MENSUAL  | %   |
|------------|---------------------|------------------|-----|------------|---------------------|------------------|-----|
| MARZO      | \$ 4.198.763.748    | \$ 2.942.437.362 | 70% | MARZO      | \$ 2.772.409.082    | \$ 2.612.402.113 | 94% |
| ABRIL      | \$ 3.555.146.863    | \$ 2.949.948.783 | 83% | ABRIL      | \$ 3.043.778.494    | \$ 2.292.219.920 | 75% |
| MAYO       | \$ 3.959.669.293    | \$ 3.071.355.972 | 78% | MAYO       | \$ 2.902.206.261    | \$ 2.580.280.972 | 89% |
| JUNIO      | \$ 3.563.396.035    | \$ 2.804.511.553 | 79% | JUNIO      | \$ 2.944.795.952    | \$ 2.404.352.235 | 82% |
| JULIO      | \$ 3.879.480.465    | \$ 2.938.375.674 | 76% | JULIO      | \$ 2.823.869.794    | \$ 2.349.260.916 | 83% |
| AGOSTO     | \$ 3.617.693.127    | \$ 2.992.115.212 | 83% | AGOSTO     | \$ 3.291.293.255    | \$ 2.494.779.053 | 76% |
| SEPTIEMBRE | \$ 3.561.502.991    | \$ 2.903.762.570 | 82% | SEPTIEMBRE | \$ 3.358.174.184    | \$ 2.497.187.708 | 74% |
| OCTUBRE    | \$ 3.856.885.133    | \$ 3.018.812.485 | 78% | OCTUBRE    | \$ 3.380.614.543    | \$ 2.492.399.696 | 74% |
| NOVIEMBRE  | \$ 3.938.153.304    | \$ 3.143.856.878 | 80% | NOVIEMBRE  | \$ 3.356.356.910    | \$ 2.492.399.696 | 74% |
| DICIEMBRE  | \$ 3.289.489.937    | \$ 3.238.210.930 | 98% | DICIEMBRE  | \$ 3.261.661.287    | \$ 2.739.471.553 | 84% |

Fuente: SSPD-SUI

El recaudo de ENERGUAVIARE SA ESP, se ubica sobre el 80% en promedio. Desde el punto de vista de recaudo y apoyado en los movimientos de cartera por usuario o línea de negocio, no se observa un riesgo en la liquidez para la empresa.

### 5.3.6. Flujo de Caja Proyectado

A continuación, en la Tabla 15 se comparte el flujo de caja realizado por ENERGUAVIARE SA ESP:

**Tabla 15. Flujo de Caja Proyectado SIN y ZNI 2025 - 2028**

| FLUJO DE CAJA PROYECTADO SIN Y ZNI 2025-2028       |                   |                   |                   |                    |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|
| Concepto   | 2025              | 2026              | 2027              | 2028               |
| <b>Ingresos</b>                                    |                   |                   |                   |                    |
| Servicios Sistema de Interconectado Nacional (SIN) | \$ 78.002.674.320 | \$ 82.776.437.989 | \$ 86.749.707.012 | \$ 92.128.188.847  |
| Servicios Zonas No Interconectadas (ZNI)           | \$ 8.835.193.408  | \$ 9.232.777.111  | \$ 9.675.950.412  | \$ 10.159.747.933  |
| Otros ingresos                                     | \$ 357.111.356    | \$ 378.966.571    | \$ 397.156.967    | \$ 476.588.360     |
| Total Ingresos                                     | \$ 87.194.979.084 | \$ 92.388.181.671 | \$ 96.822.814.391 | \$ 102.764.525.140 |
| Proyección Erogaciones                             |                   |                   |                   |                    |
| <b>Sistema Interconectado Nacional (SIN)</b>       |                   |                   |                   |                    |
| Gastos de Personal                                 | \$ 11.043.771.698 | \$ 11.475.506.877 | \$ 12.441.352.853 | \$ 13.229.943.715  |
| Mantenimientos e Inversión                         | \$ 2.795.181.303  | \$ 3.381.407.870  | \$ 3.018.945.578  | \$ 4.641.690.907   |
| Gastos   | 15.809.967.128    | \$ 17.006.773.808 | \$ 18.234.485.058 | \$ 19.311.809.444  |

| FLUJO DE CAJA PROYECTADO SIN Y ZNI 2025-2028   |                   |                   |                   |                   |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Concepto                                       | 2025              | 2026              | 2027              | 2028              |
| Costos   | \$ 47.635.778.931 | \$ 50.614.987.162 | \$ 52.609.287.903 | \$ 54.618.302.071 |
| Total Erogaciones SIN                          | \$ 77.284.699.060 | \$ 82.478.675.717 | \$ 86.304.071.392 | \$ 91.801.746.138 |
| <b>Zonas No Interconectadas (ZNI)</b>          |                   |                   |                   |                   |
| Gastos de Personal                             | \$ 274.458.979    | \$ 810.390.801    | \$ 954.206.910    | \$ 1.215.000.955  |
| Mantenimientos e Inversión                     | 8.476.607.530     | \$ 3.273.370.122  | \$ 4.808.383.114  | \$ 5.731.508.485  |
| Gastos   | 670.980.300       | \$ 938.749.310    | \$ 916.317.988    | \$ 904.480.331    |
| Costos   | \$ 355.782.214    | \$ 2.785.423.525  | \$ 3.166.208.740  | \$ 2.305.260.320  |
| Total Erogaciones ZNI                          | \$ 9.777.829.023  | \$ 7.807.933.758  | \$ 9.845.116.752  | \$ 10.156.250.091 |
| FLUJO NETO DEL PERIODO<br>(Ingresos - Egresos) | \$ 132.451.001    | \$ 2.101.572.196  | \$ 673.626.247    | \$ 806.528.911    |
| Saldo inicial de caja                          | \$ 1.059.253.528  | \$ 1.191.704.529  | \$ 3.293.276.725  | \$ 3.966.902.972  |
| Saldo final de caja                            | \$ 1.191.704.529  | \$ 3.293.276.725  | \$ 3.966.902.972  | \$ 4.773.431.883  |
| Flujo SIN                                      | \$ 1.075.086.616  | \$ 676.728.843    | \$ 842.792.587    | \$ 803.031.069    |
| Flujo ZNI                                      | \$ (942.635.615)  | \$ 1.424.843.353  | \$ (169.166.340)  | \$ 3.497.842      |
| <b>Margen Flujo de Caja Operativo</b>          | <b>0,15%</b>      | <b>2,27%</b>      | <b>0,70%</b>      | <b>0,78%</b>      |

Fuente: ENERGUAVIARE.

El ejercicio expuesto por ENERGUAVIARE SA ESP refleja una rentabilidad del negocio entre el 9% y 13% al no tener en cuenta en el total de erogaciones el concepto de mantenimiento e inversiones, en ese orden de ideas, el ejercicio demuestra como política de la empresa no repartir dividendos y reinvertir el 100% de sus utilidades dejando en efectivo parte de los excedentes de forma marginal.

### **5.3.7. Informe Revisoría Fiscal**

El informe de revisoría fiscal del año 2024, fue realizado por el contador Iván Mauricio Quiroz Moreno identificado con tarjeta profesional 122580-T, el cual emitió una opinión con salvedades<sup>11</sup>. La opinión del Auditor se resume en el siguiente párrafo:

<sup>11</sup> El periodo auditado comprende entre el 1 de octubre y 31 de diciembre de 2024.

*“En mi opinión, excepto por la cuest), descrita en la sección Fundamento de la opinión con salvedades de los estados financieros antes mencionados, tomados de los registros de contabilidad expresan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de ENERGUAVIARE SA ESP por el período comprendido entre el 1 de octubre a 31 de diciembre 31 de 2024 así como de los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo porel año que termino en esa fecha...” (SIC)*

El Auditor informó 11 hallazgos relevantes:

- Hallazgo N° 1. Efectivo y equivalentes al efectivo - Consignación inadecuada de recursos del Convenio 222-24 Municipio de Vista Hermosa en cuenta bancaria de Recursos Propios
- Hallazgo N° 2. Cuentas por cobrar. Deterioro de Cartera Servicio de energía – Deficiencia en la normalización y gestión de Cobro de la Cartera de la Empresa.
- Hallazgo N° 3. Otras cuentas por cobrar. Responsabilidades Fiscales - Persisten cuentas por cobrar del proceso 061 de 2008.
- Hallazgo N° 4. Otras cuentas por cobrar. Otros deudores - persisten Cuentas Por Cobrar sin depurar de periodos anteriores.
- Hallazgo N° 5: Propiedad, Planta y Equipo - Existen registros contables de vigencias anteriores en la cuenta 1615- Construcciones en Curso", que no han sido reconocidos como Propiedad, Planta y Equipo de la empresa.
- Hallazgo N°6. Propiedad, planta y equipo -NO se encuentran conciliados los saldos contables y los saldos del Módulo de Almacén.
- Hallazgo N° 7. Otros Activos. Anticipo adquisición bienes y servicios - Se mantienen saldos de vigencias anteriores sin legalizar.

- Hallazgo N° 8. Activos intangibles - NO se ha efectuado la amortización conforme a las políticas contables de las Licencias y Software de ENERGUAVIARE.
- Hallazgo N° 9. Pasivos Estimados. Litigios y demandas - La cuenta de Pasivos por Litigios y demandas presenta saldos sin conciliar.
- Hallazgo N° 10. Procesos judiciales.
- Hallazgo N° 11. Resultados de Ejercicios Anteriores - Análisis de Utilidades vigencias 2001 al 2023.

Sobre los hallazgos, el Auditor no informó el monto del valor en riesgo. Se hace énfasis en el hallazgo número 5 y 6 referentes a la propiedad, planta y equipo (PPyE), al respecto, ENERGUAVIARE SA ESP informa que los proyectos, activos y obras realizadas en la cuenta de construcciones en curso, no han sido incorporados a las cuentas del activo porque se encuentran esperando un pronunciamiento definitivo por parte de la Contaduría General de la Nación. La consulta se realiza a la construcción de la electrificación rural en media y baja tensión de 13 veredas en el municipio calamar y 2 veredas en el municipio de el retorno.



Sobre el control interno el Revisor expresó lo siguiente:

*“En mi opinión, el control interno refleja deficiencias significativas en algunos aspectos importantes de conformidad con la NIA 265.6...”*

Por último, sobre la hipótesis de negocio en marcha el auditor manifestó un riesgo latente en la liquidez de la empresa:

*“... en cumplimiento del principio de negocio en marcha NIA 570, los cuales fueron modificados por el Decreto 1378/2021, que en la entidad no existe detrimento patrimonial, sin embargo, la empresa enfrenta un riesgo significativo de insolvencia, ya que durante los*



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

*últimos dos (2) periodos no ha contado con los suficientes recursos líquidos para cubrir sus deudas en el corto plazo”.*

De esta forma se establece desde la auditoría fiscal la necesidad de realizar correcciones desde el punto administrativo, financiero y de control interno.

#### **5.3.8. Tópico AEGR**

Para el año 2024 ENERGUAVIARE SA ESP, no realizó el contrato de Auditoría Externa de Gestión y Resultados (AEGR) incumpliendo con la Resolución No. SSPD – 20211000555175 del 5 de octubre de 2021.

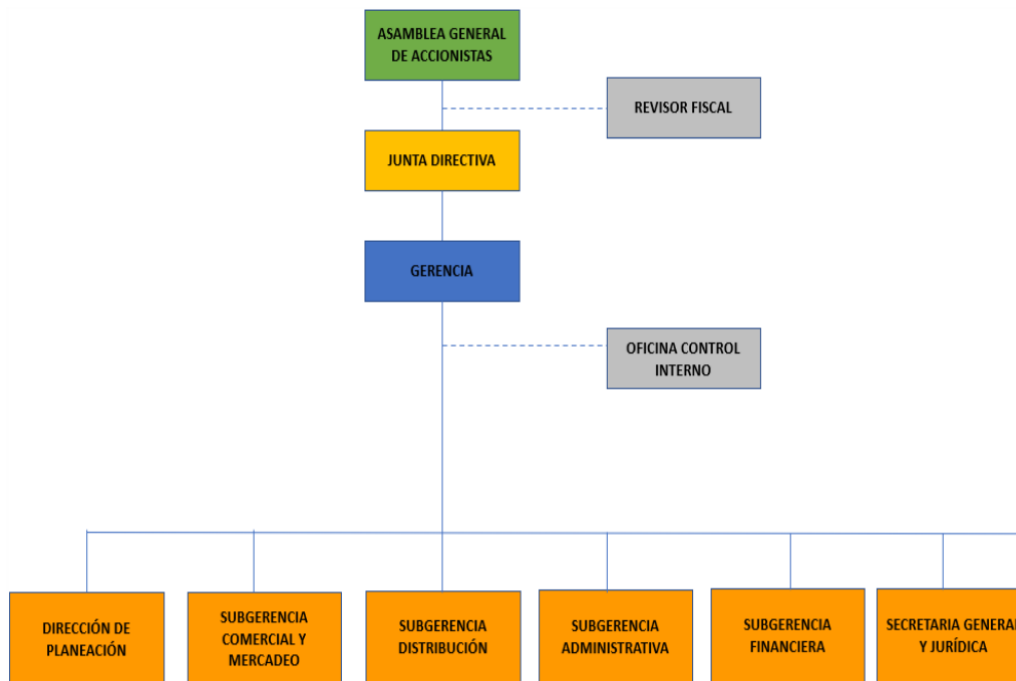
Partiendo de las verificaciones realizadas en el SUI, se evidencia que durante el periodo comprendido entre el 10 de enero del año 2024 y el 19 de septiembre de 2025, no se actualizó la información en RUPS, por tanto, no se registró ningún contrato con un AEGR ni se comunicó a la Superintendencia dentro de sus canales oficiales de la existencia de un contrato con una firma de auditoría. Lo anterior, teniendo en cuenta que el contrato de auditoría reportado en el SUI venció el 10 de enero de 2024.

### **5.4 Aspectos técnicos y operativos**

#### **5.4.1. Diagrama de proceso**

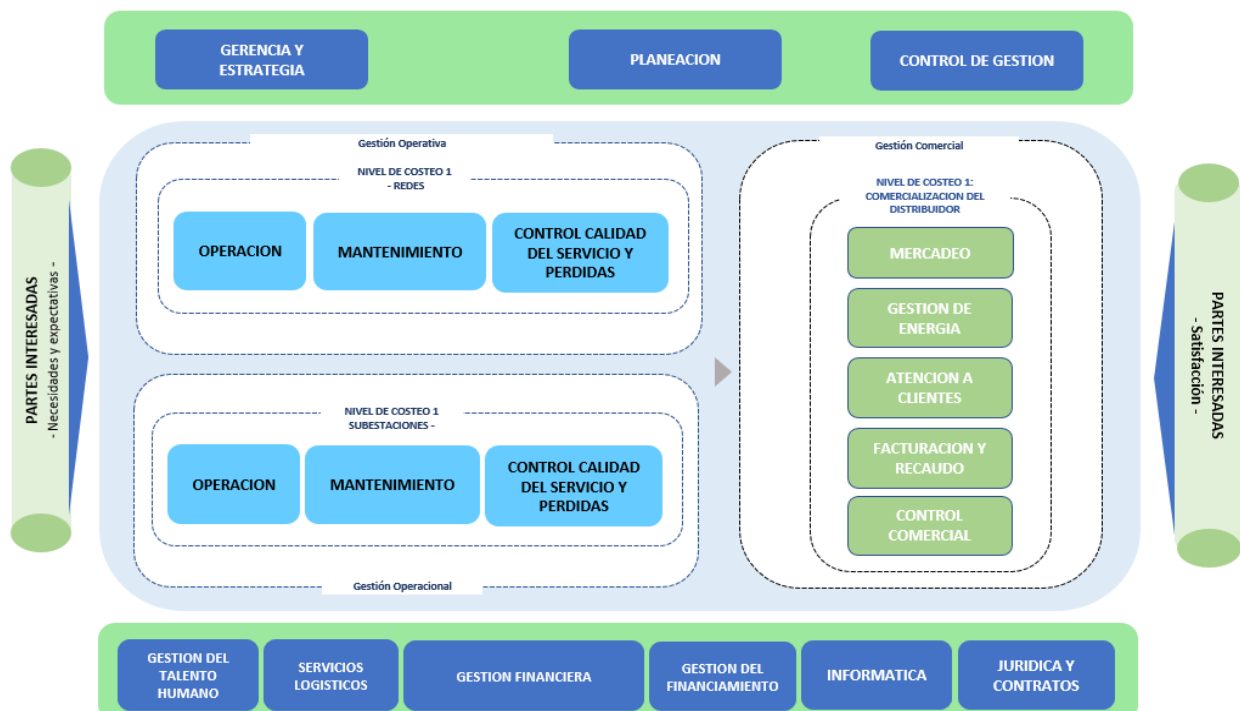
A continuación, la Figura 4 y la Figura 5 se presenta una descripción de la empresa a nivel organizacional y los macro procesos asociados a la actividad de distribución.

**Figura 4.** Estructura organizacional ENERGUAVIARE SA ESP



Fuente: ENERGUAVIARE SA. ESP.

**Figura 5.** Diagrama de macroprocesos de distribución de ENERGUAVIARE SA ESP



Fuente: ENERGUAVIARE SA. ESP.

#### **5.4.2. Sistema de Distribución Local (SDL)**

##### **5.4.2.1. 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 ENERGUAVIARE SA ESP en el departamento del Guaviare donde presta el servicio de energía eléctrica.

##### **5.4.2.2. Subestaciones**

El sistema eléctrico de ENERGUAVIARE SA ESP cuenta con 5 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos en el mercado de comercialización que suministra el servicio de energía eléctrica, con las cuales atiende la demanda total de este. A continuación, la Tabla 16 se listan las subestaciones asociadas al SDL.

**Tabla 16.** Subestaciones operadas por ENERGUAVIARE SA ESP

| <b>Nombre</b> | <b>Nivel de tensión [kV]</b> | <b>Capacidad (MVA)</b> |
|---------------|------------------------------|------------------------|
| San José      | 115/34,5/13,2                | 24                     |
| Retorno       | 34,5/13,2                    | 3,2                    |
| Calamar       | 34,5/13,2                    | 4                      |
| Capricho      | 34,5/13,2                    | 1,6                    |
| Boquerón      | 34,5/13,2                    | 1,5                    |

Fuente: ENERGUAVIARE SA. ESP.

##### **5.4.2.3. Transformadores y circuitos de distribución**

ENERGUAVIARE SA ESP tiene la administración, operación y mantenimiento de 3087 km de red en los niveles de tensión 2 y 3 (ver Tabla 17), a las que tiene conectados 3534 transformadores de distribución distribuidos a lo largo de su mercado de comercialización.

**Tabla 17.** Longitud de circuito por nivel de tensión operadas por ENERGUAVIARE SA ESP

| Nivel de tensión | Longitud (km) |
|------------------|---------------|
| 2                | 2.896         |
| 3                | 191           |
| <b>Total</b>     | <b>3.087</b>  |

Fuente: ENERGUAVIARE SA ESP

Por último, ENERGUAVIARE SA ESP 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 18), lo que ha con llevado la afectación de usuarios a lo largo de su mercado.

**Tabla 18.** Longitud de circuito por nivel de tensión operadas por ENERGUAVIARE SA ESP

| Capacidad Transformadores (kVA) | Número de transformadores afectados |
|---------------------------------|-------------------------------------|
| 5                               | 208                                 |
| 15                              | 2                                   |
| 30                              | 1                                   |
| 45                              | 4                                   |
| 75                              | 5                                   |
| 112,5                           | 1                                   |
| <b>Total</b>                    | <b>221</b>                          |

Fuente: ENERGUAVIARE SA. ESP.

#### **5.4.2.4. Centro de control**

ENERGUAVIARE SA ESP cuenta con un centro de control ubicado en la ciudad de San José del Guaviare en la subestación San José 115 kV. 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 ENERGUAVIARE SA ESP, las cuales, según información de la empresa, fueron

implementadas de manera completa en septiembre de 2024 (integración del DMS). En la Figura 6 se presenta la distribución del piso en el cual se encuentra el centro del control.

**Figura 6.** Estructura organizacional ENERGUAVIARE SA ESP



Fuente: ENERGUAVIARE SA ESP

#### **5.4.3. Calidad del servicio en el SDL**

##### **5.4.3.1. 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. Sin embargo, la vigencia de análisis del presente informe corresponde al año 2024, lo que equivale al sexto año de aplicación del esquema de calidad para ENERGUAVIARE SA ESP.

La evaluación del esquema de calidad, se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI<sup>12</sup>) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU<sup>13</sup>), 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 501 079 de 2024 «Por la cual se establecen las metas de calidad media para el sexto año del periodo tarifario de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 para la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. 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 ENERGUAVIARE. En la se presentan los valores calculados por la CREG para el sexto año respecto a las metas de calidad media del servicio para ENERGUAVIARE SA ESP.

---

<sup>12</sup> 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.

<sup>13</sup> 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 19.** Indicadores de referencia de calidad media para el sexto año

| Variable | Unidad | Valor  | Banda de indiferencia |                 |
|----------|--------|--------|-----------------------|-----------------|
|          |        |        | Límite inferior       | Límite superior |
| SAIDI_Rj | Horas  | 22,540 | 22,427                | 22,653          |
| SAIFI_Rj | Veces  | 11,804 | 11,745                | 11,863          |

Fuente: CREG 501 079 de 2024 – Elaboración DTGE.

Asimismo, en el artículo 5.2.4.2 INDICADORES DE CALIDAD INDIVIDUAL de la Resolución CREG 015 de 2018 se define la forma de estimar los indicadores de calidad mínima anual garantizada (DIUG y FIUG), por grupo de calidad<sup>14</sup> y nivel de tensión (nivel 1 y de forma agregada para los niveles 2 y 3) y los valores serán establecidos para cada OR en la resolución particular que le apruebe el ingreso, que para el caso de ENERGUAVIARE es la Resolución CREG 028 de 2021.

Ahora bien, para los años posteriores al quinto año del periodo tarifario la resolución CREG 015 de 2018 menciona que «(...) los indicadores DIUG y FIUG para cada OR que se usarán para aplicar el esquema de compensaciones corresponderán al 80% de los DIUG y FIUG estimados según lo indicado en el numeral 5.2.5.»

En este sentido, en la Tabla 20 y Tabla 21 se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, mientras que en la Tabla 7 y Tabla 8 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 ENERGUAVIARE no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

<sup>14</sup> 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.

**Tabla 20.** DIUG niveles de tensión 2 y 3 para después del año 5 del periodo tarifario

| Riesgo   | Ruralidad 1<br>(horas) | Ruralidad 2<br>(horas) | Ruralidad 3<br>(horas) |
|----------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Riesgo 1 | -                      | -                      | -                      |
| Riesgo 2 | -                      | 36,55                  | 22,03                  |
| Riesgo 3 | -                      | -                      | -                      |

Fuente: CREG 028 de 2021 – Elaboración DTGE

**Tabla 21.** DIUG nivel de tensión 1 para después del año 5 del periodo tarifario

| Riesgo   | Ruralidad 1<br>(horas) | Ruralidad 2<br>(horas) | Ruralidad 3<br>(horas) |
|----------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Riesgo 1 | -                      | -                      | -                      |
| Riesgo 2 | -                      | 37,38                  | 37,39                  |
| Riesgo 3 | -                      | -                      | -                      |

Fuente: CREG 028 de 2021 – Elaboración DTGE

**Tabla 22.** FIUG niveles de tensión 2 y 3 para después del año 5 del periodo tarifario

| Riesgo   | Ruralidad 1<br>(veces) | Ruralidad 2<br>(veces) | Ruralidad 3<br>(veces) |
|----------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Riesgo 1 | -                      | -                      | -                      |
| Riesgo 2 | -                      | 9,6                    | 8,8                    |
| Riesgo 3 | -                      | -                      | -                      |

Fuente: CREG 028 de 2021 – Elaboración DTGE

**Tabla 23.** FIUG nivel de tensión 1 para después del año 5 del periodo tarifario

| Riesgo   | Ruralidad 1<br>(veces) | Ruralidad 2<br>(veces) | Ruralidad 3<br>(veces) |
|----------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Riesgo 1 | -                      | -                      | -                      |
| Riesgo 2 | -                      | 11,2                   | 11,2                   |
| Riesgo 3 | -                      | -                      | -                      |

Fuente: CREG 028 de 2021 – Elaboración DTGE

#### **5.4.3.2. Calidad Media del servicio de energía eléctrica**

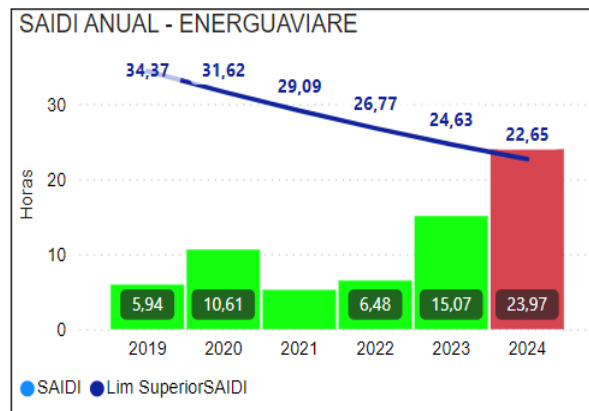
Respecto a lo mencionado, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de ENERGUAVIARE, desde el año 2019 al 2024, se comportó de la siguiente manera:



- Para los años 2019 al 2023 ENERGUAVIARE **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIDI.
- Para los años 2019 y 2022 ENERGUAVIARE **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIFI.
- Para el año 2024 ENERGUAVIARE **no cumplió** con las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIDI.
- Para los años 2020, 2021, 2023 y 2024 ENERGUAVIARE **no cumplió** con las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIFI.

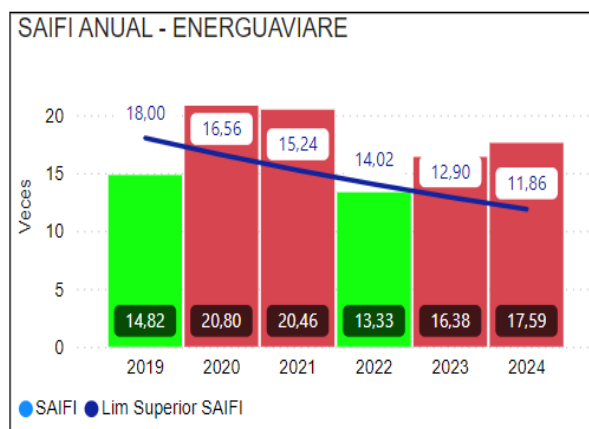
En la Figura 7 y Figura 8 se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de ENERGUAVIARE SA ESP, donde se evidencia una mejora continua en la calidad del servicio.

**Figura 7.** Evolución Indicador de Calidad Media SAIDI mercado ENERGUAVIARE



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

**Figura 8.** Evolución Indicador de Calidad Media SAIFI mercado ENERGUAVIARE



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

#### **5.4.3.3. 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 de los indicadores de calidad individual mínimos garantizados establecidos en la Resolución particular CREG 028 de 2021 tomando en cuenta las condiciones para el sexto año del periodo tarifario (ver Tabla 9). Según lo informado por ENERGUAVIARE SA ESP para el año 2024 se compensaron 434.043 COP, mientras que para el año 2023 no se presentaron usuarios susceptibles a compensación.

**Tabla 24.** Compensación calidad individual por superar los indicadores DIUG y FIUG

| Mes          | Compensado<br>Total 2024<br>(COP) |
|--------------|-----------------------------------|
| 1            | 0                                 |
| 2            | 0                                 |
| 3            | 0                                 |
| 4            | 0                                 |
| 5            | 0                                 |
| 6            | 0                                 |
| 7            | 0                                 |
| 8            | 20.151                            |
| 9            | 6.954                             |
| 10           | 195.508                           |
| 11           | 205.736                           |
| 12           | 5.694                             |
| <b>Total</b> | <b>434.043</b>                    |

Fuente: SUI y ENERGUAVIARE SA ESP – Elaboración DTGE.

Por otra parte, en lo relacionado con 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 obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 «*Concepto de falla en la prestación del servicio*», no se evidenciaron usuarios que cumplieran estas condiciones para el periodo de análisis de este informe.

#### **5.4.3.4. 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, ENERGUAVIARE SA ESP 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 SA ESP. A continuación, la Tabla 25 presenta las diferencias en los valores de los indicadores de calidad media reportados al SUI por parte del OR respecto a los calculados por XM SA ESP.

**Tabla 25.** Indicadores de calidad media acumulados reportados en SUI y XM para el año 2024

| Mes        | SAIDI OR | SAIDI XM | SAIFI OR | SAIFI XM |
|------------|----------|----------|----------|----------|
| Enero      | 0,32     | 0        | 0,57     | 0        |
| Febrero    | 2,22     | 0        | 1,93     | 0        |
| Marzo      | 3,88     | 0        | 3,39     | 0        |
| Abril      | 5,95     | 0        | 5,89     | 0        |
| mayo       | 10,35    | 0        | 8,15     | 0        |
| Junio      | 12,04    | 0        | 9,56     | 0        |
| Julio      | 16,26    | 0        | 12,03    | 0        |
| Agosto     | 18,61    | 0        | 14,34    | 0        |
| Septiembre | 22,87    | 0,37     | 15,87    | 0,07     |
| Octubre    | 23,03    | 24,11    | 16,34    | 16,39    |
| Noviembre  | 26,34    | 27,8     | 17,63    | 17,58    |
| Diciembre  | 23,97    | 30,88    | 17,59    | 19,21    |

Fuente: ENERGUAVIARE – Elaboración DTGE

Se puede observar diferencias significativas entre los reportes de los indicadores de calidad media que ha realizado ENERGUAVIARE SA ESP al SUI y los calculados por XM SA ESP. En primer lugar, los indicadores SAIDI y SAIFI calculados por XM SA ESP entre enero y agosto de 2024 es 0 dado que ENERGUAVIARE SA ESP no realizaba el reporte de los informes diarios al LAC según los lineamientos de la Resolución CREG 015 de 2018, sino que seguía la metodología descrita en la Resolución CREG 097 de 2008.

En relación a lo anterior, la empresa manifestó que hasta septiembre de 2024 no había dado cumplimiento a los requisitos de ingreso al esquema de incentivos establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, pero a partir de octubre del mismo año ya tiene implementado

las herramientas tecnológicas para poder realizar el seguimiento y reporte de los indicadores al LAC según el marco regulatorio vigente.

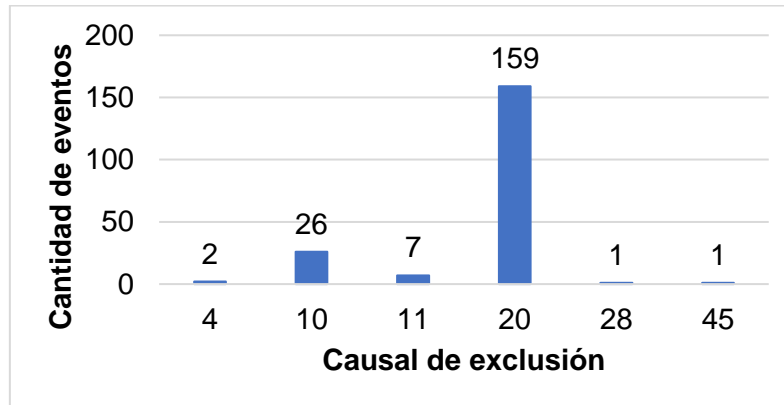
No obstante, la SSPD no pudo corroborar en la revisión documental y durante la visita el cumplimiento pleno de los requisitos del esquema de incentivos por parte de la empresa, a lo cual ENERGUAVIARE SA ESP mencionó que solo en 2026 se realizará la contratación de una auditoría externa que permita certificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018

#### **5.4.3.5. 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 SIREN (antes 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 ENERGUAVIARE SA ESP el listado y soportes documentales de los eventos excluidos durante 2024 en la plataforma SIREN con las causales 10, 17, 20, 28 y 45 establecidos en la Circular CREG 063 de 2019.

En la Figura 9 se presenta el total de eventos que ENERGUAVIARE SA ESP registró en la plataforma SIREN con las causales solicitadas por la SSPD. Se puede evidenciar que la mayoría de los eventos excluidos se deben a la causal 20 “Apertura de redes del SDL por causa de equipos o líneas del STR o STN”, que representa aproximadamente el 81% de la totalidad de los 196 eventos excluidos.

**Figura 9.** Cantidad de eventos excluidos 2024 – ENERGUAVIARE SA. ESP



Fuente: ENERGUAVIARE SA ESP

Ahora bien, se realizó la revisión de los soportes documentales remitidos por ENERGUAVIARE SA ESP de los eventos excluidos, lo que permitió validar los criterios definidos en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018.

Sin embargo, en el caso del evento excluido con la causa 28 «*Catástrofes naturales*», no fue posible evidenciar que los soportes cumplieran 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.***

Por lo expuesto, la SSPD solicita a ENERGUAVIARE SA ESP 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.

#### **5.4.4. 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.*

##### *6.2.1.2 Distorsión Armónica de la Onda de Tensión*

*Es la distorsión periódica de las ondas de voltaje, modelable como el contenido adicional de ondas senoidales cuyas frecuencias son múltiplos de la frecuencia de*



*suministro, acompañando la componente fundamental (componente cuya frecuencia es igual a la de suministro). Este fenómeno es el resultado de cargas no lineales en el STN, STR y/o SDL. Tanto los transportadores del Sistema de Transmisión Nacional, STN, como los Operadores de Red - OR-, deberán cumplir las exigencias establecidas en la siguiente tabla, basada en el Estándar IEEE 519 - [1992]:*

**TABLA 26.** Límites máximos de Distorsión Total de Voltaje

| <b>Tensión del Sistema</b>        | <b>THDV Máximo (%)</b> |
|-----------------------------------|------------------------|
| <i>Niveles de tensión 1,2 y 3</i> | 5.0                    |
| <i>Niveles de tensión 4</i>       | 2.5                    |
| <i>STN</i>                        | 1.5                    |

(....)»

Al respecto, se le solicitó a ENERGUAVIARE SA ESP la información reportada a la CREG de las mediciones de calidad de la potencia:

*«Calidad de la Potencia: Remitir los archivos CEL y ET de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2005 de la semana del 28 de julio al 3 de agosto de 2005 de las subestaciones 5, 6, 19, 20, 25, 26, 29, 30 y 34.»*

En ese sentido, el prestador remitió el documento “Formato CS5\_CS7\_SUI\_Semana 31\_2025 (28 julio – 3 agosto)”, el cual no corresponde a la información solicitada. En este punto es preciso aclarar que la Resolución CREG 024 de 2005 en su artículo 5 define el plan de recolección de datos, donde se indica que para cada punto de medida de calidad de la potencia se deberán seguir los lineamientos descritos en dicho artículo para procesar la información, resultado de almacenamiento de información en los equipos de manera continua cada 10 minutos. Para los archivos CEL, el artículo ibidem indica que:

«f) Almacenamiento de PST. La información es almacenada en un archivo del tipo "csv" llamado CEL\_Semana\_j\_PM.csv; donde j corresponde al número de la semana, y PM corresponde al nombre del punto de medida.»

Dicho archivo deberá tener el siguiente formato:

«dd/mm/aaaa, hh:mm, NI, DI, NDET, DDET, Pst\_R, Pst\_S, Pst\_T, V2V1". (dd = día, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, NI = Número de interrupciones, DI = Duración de interrupciones, NDET = Número de DET, DDET = Duración de las DET, Pst\_R S ó T = PST por fases, V2V1 = relación  $V(2) / V(1)$ ), (...)»

Asimismo, para los archivos ET, la Resolución CREG 024 de 2005, exige que:

«(...) g) Almacenamiento de eventos. <Literal modificado por el artículo 4 de la Resolución 16 de 2007. El nuevo texto es el siguiente:> La información de los eventos de tensión debe ser almacenada en un archivo del tipo "csv" llamado ET\_Semana\_j\_PM.csv; donde j corresponderá al número de la semana y PM corresponderá al nombre del punto de medida. (...)»

Dicho documento deberá tener la estructura:

«(...) dd/mm/aaaa, hh:mm, DV\_R, DV\_S, DV\_T, TET". (dd = día, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, DV\_R, S ó T = Mayor desviación -positiva o negativa- por fase, TET = duración del evento). Los parámetros enunciados se calculan usando el algoritmo descrito en el Estándar IEC-61000-4-30 (2003-02). (...)»

Posteriormente, como resultado de una solicitud de información a la Empresa, mediante radicado SSPD No. 20255294630972 del 6/11/2025 con Asunto "Entrega de subsanaciones de los compromisos resultantes de la Evaluación Integral a la Empresa de Energía Eléctrica

del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.- (ENERGUAVIARE SA ESP) para la vigencia 2024” el prestador manifestó que:

*«Respuesta a la observación: En el marco de los reportes que se realizan para el seguimiento de la información de la calidad de la potencia, la empresa mostró la información y/o base de datos que corresponden a los formatos SUI CS5, CS7 y CS8 los cuales son reportes mensuales; sin embargo, se informa que durante el tiempo en la cual se encontraba habilitada el portal de la CREG para la calidad de la potencia, se reportaban en un formato CEL\_ET cuya forma había sido validada por el portal CREG de reportes sin novedades. Sobre este mismo formato se diligenció la información correspondiente a la calidad de la potencia requerida. (Ver anexo CEL\_ET\_Semana\_31\_2025\_ (28 julio - 3 agosto) \_ENERGUAVIARE).»*

En relación a lo expuesto, si bien los formatos CS5, CS7 y CS8 del SUI están relacionados con calidad de la potencia, dichos documentos no corresponden a lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 024 de 2005 en lo correspondiente a la estructura e información que debe ser remitida a la CREG. Al respecto, es pertinente, indicar lo que indica la regulación sobre el particular:

**«ARTÍCULO 6o. REPORTE VALORES DE INDICADORES. El Operador de Red deberá enviar semanalmente a la CREG un archivo comprimido de tipo "zip", que contenga únicamente los archivos "csv" con las 1008 medidas y los eventos de tensión (para cada semana y para cada punto de medida) usando los formatos explicados anteriormente. El archivo comprimido será llamado Semana\_j.zip; donde j corresponde al número de la semana. Se entiende que cada semana comienza el día lunes a las 00:00:00 horas y termina el día domingo a las**

*23:59:59 horas. El plazo para reportar la información de la semana anterior será de 3 días contados a partir del último día de la semana.» Negrilla fuera del texto.*

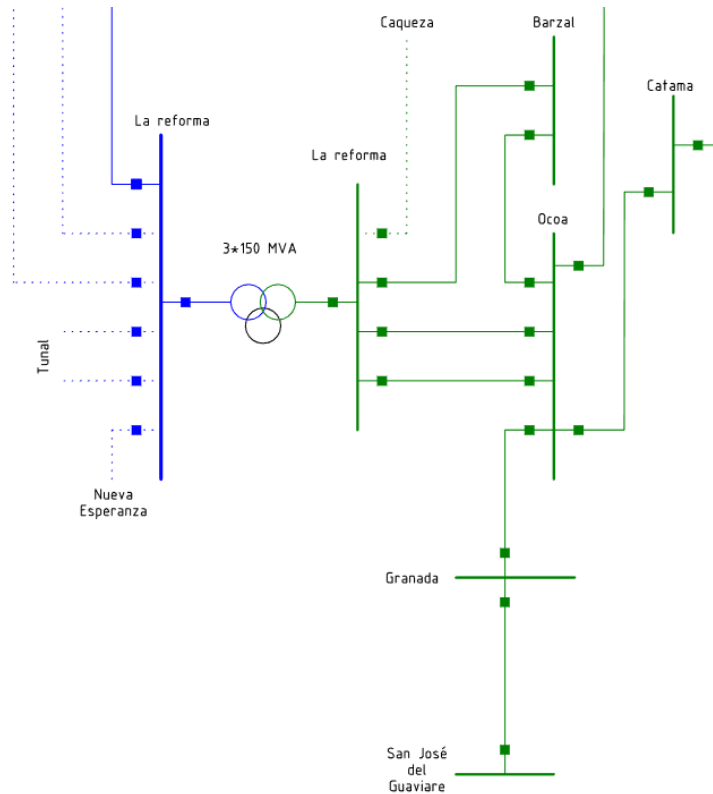
Teniendo en cuenta lo expuesto, no fue posible verificar el comportamiento de la empresa en lo correspondiente al cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2005.

#### **5.4.5. Sistema de Transmisión Regional (STR)**

##### **5.4.5.1. Descripción de la infraestructura del STR**

El Sistema de Transmisión Regional (STR) de ENERGUAVIARE SA ESP permite prestar el servicio de energía eléctrica al departamento del Guaviare. Este sistema se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a través de la subestación Granada 115 kV, la cual presenta una conexión con topología radial con la subestación San José del Guaviare 115 kV. Ambas subestaciones (San José y Granada) presentan conexión radial y se encuentran alimentadas únicamente desde la subestación Ocoa 115 kV, tal como se observa en la Figura 10. Por otra parte, el detalle de los activos que componen dicho STR se muestra en la Tabla 27.

**Figura 10.** Fragmento del Diagrama Unifilar de la Subárea Meta



Fuente: Imagen tomada del aplicativo PARATEC de XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS SA ESP.

**Tabla 27.** Activos operados y/o representados por ENERGUAVIRE SA ESP

| Nombre   | Subestación                 | Tipo                | Departament<br>o | Municipio                   | Subárea<br>operativa |
|--|-----------------------------|---------------------|------------------|-----------------------------|----------------------|
| SAN JOSE DEL<br>GUAVIARE 1 115 kV                | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | Sección<br>de barra | GUAVIARE         | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | SubArea<br>Meta      |
| BARRA SAN JOSE<br>DEL GUAVIARE 115<br>kV         | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | Módulo<br>Barraje   | GUAVIARE         | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | SubArea<br>Meta      |
| BL1 SAN JOSE DEL<br>GUAVIARE A<br>GRANADA 115 kV | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | Bahía               | GUAVIARE         | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | SubArea<br>Meta      |
| BT SAN JOSE DEL<br>GUAVIARE 1 12 MVA<br>115 KV   | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | Bahía               | GUAVIARE         | SAN JOSÉ<br>DEL<br>GUAVIARE | SubArea<br>Meta      |

|   |                       |                           |               |                               |              |
|---|-----------------------|---------------------------|---------------|-------------------------------|--------------|
| BT SAN JOSE DEL GUAVIARE 2 12 MVA 115 KV        | SAN JOSÉ DEL GUAVIARE | Bahía                     | GUAVIARE      | SAN JOSÉ DEL GUAVIARE         | SubArea Meta |
| GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV        | GRANADA               | Línea                     | META-GUAVIARE | GRANADA-SAN JOSÉ DEL GUAVIARE | SubArea Meta |
| SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 12 MVA 115/34.5/13.8 kV | SAN JOSÉ DEL GUAVIARE | Transformador de potencia | GUAVIARE      | SAN JOSÉ DEL GUAVIARE         | SubArea Meta |
| SAN JOSE DEL GUAVIARE 2 12 MVA 115/33/13.8 kV   | SAN JOSÉ DEL GUAVIARE | Transformador de potencia | GUAVIARE      | SAN JOSÉ DEL GUAVIARE         | SubArea Meta |

Fuente: Elaboración propia a partir de información descarga del aplicativo PARATEC de XM SA ESP

#### 5.4.6. Calidad del en el STR

En este apartado, se tratan los aspectos relacionados con la calidad de la prestación del servicio del Sistema de Transmisión Regional (STR) por parte de ENERGUAVIARE SA ESP, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1 “Calidad del servicio en los STR” de la Resolución CREG 015 de 2018. Dicha Resolución define que los grupos de activos empleados para la prestación del servicio en el STR, no deben superar en una ventana móvil de doce (12) meses el número Máximo de Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI), indicados en la 28.

**Tabla 28.** Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI).

| Grupo de Activos               | MHAI |
|--------------------------------|------|
| Conexión del OR al STN         | 65   |
| Equipo de Compensación         | 18   |
| Línea del STR                  | 38   |
| Barraje sin bahías de maniobra | 15   |
| Barraje con bahías de maniobra | 30   |

Fuente: Resolución CREG 015 de 2018.

Frente a lo anterior, la mencionada Resolución establece que las MHAI se reducirán 0,5 horas cada vez que el OR incurra en alguna de las siguientes situaciones: solicitud de consignaciones de emergencia, modificación del programa de mantenimientos o retraso en el reporte de eventos. Este ajuste general se define como las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA). De igual manera, la Resolución ibidem define la metodología para determinar las Horas de Indisponibilidad Acumulada (HIDA) de cada grupo de activos, las cuales no deberán superar las MHAIA para determinar el nivel de cumplimiento regulatorio del indicado.

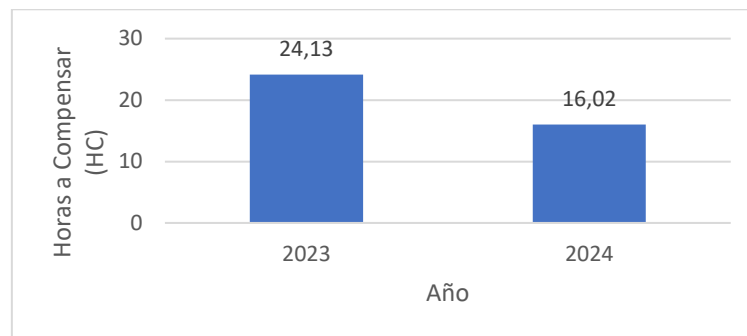
Adicionalmente, el numeral 5.1.14 define las compensaciones que deben ser asumidas por los OR que incumplan las metas regulatorias. Es así que el numeral 5.1.14.1 establece las compensaciones por incumplimiento de las metas, es decir, los casos en los cuales las HIDA superan el valor de las MHAIA, lo que dará lugar al cálculo de las Horas a Compensar (HC). Por otra parte, el numeral 5.1.14.2, establece las compensaciones por dejar no operativos otros activos o por Energía No Suministrada (ENS), para los casos en los cuales la indisponibilidad del activo ocasiona un Porcentaje de Energía No Suministrada (PENS) superior al 2%, esto de acuerdo con lo enmarcado en el numeral 3.4 de la Resolución CREG 094 DE 2012.

#### **5.4.6.1.      *Indisponibilidad de activos***

En este apartado se revisará lo relacionado con las compensaciones enmarcadas en el numeral 5.1.14.1 “*COMPENSACIONES POR INCUMPLIMIENTO DE LAS METAS.*” de la resolución ibidem. Para lo cual esta Superintendencia, en el marco de la evaluación integral, verificó los grupos de activos operados por ENERGUAVIARE SA ESP que presentaron HC entre los años 2023 y 2024, por superar las MHAIA. Es de mencionar que los datos mostrados

en este apartado fueron descargados del aplicativo Sistema Integrado de Operación (SIO) de XM SA ESP.

**Figura 11.** Comparativo Horas Por Compensar por ENERGUAVIARE para los años 2023 y 2024



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información descargada del aplicativo SIO de XM SA ESP

De la Figura 11, se evidencia que entre los años 2023 y 2024, ENERGUAVIARE SA ESP presentó una mejora en la calidad de la prestación del servicio en el STR con relación a la indisponibilidad de sus activos operados, lo que significa que sus usuarios percibieron menores tiempos de interrupción en la prestación del servicio. Sobre el particular, para el año 2023, la empresa presentó 24,13 HC, mientras que para el año 2024 el indicador se redujo a 16,02 HC, lo que representa una disminución del 33,61%. Es de mencionar que las HC de los mencionados años, están asociadas al Sbs GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV, tal como se muestra en la Tabla 29.

**Tabla 29.** Subsistemas operados por ENERGUAVIARE SA ESP con Horas a Compensar

| Subsistemas                                  | 2023  | 2024  |
|--|-------|-------|
| Sbs GRANADA - SAN JOSÉ DEL GUAVIARE 1 115 kV | 24,13 | 16,02 |
| Sbs SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV             | 0     | 0     |

Fuente. Elaboración propia a partir de información descarga del aplicativo SIO de XM SA ESP



Por otra parte, en el desarrollo de la Evaluación Integral, ENERGUAVIARE SA ESP mencionó una situación crítica presentada en la línea de transmisión Granada – San José del Guaviare 115 kV. El Operador señaló que el día 7 de junio de 2014, se presentó el colapso de la torre 879, ubicada en Puerto Colombia (Meta). Esta situación se originó por la erosión fluvial del río Guaviare, la cual comprometió la cimentación de la estructura y, por consiguiente, provocó su desplome.

Frente a esta situación, el personal de ENERGUAVIARE SA ESP normalizó la prestación del servicio energizando la línea el 9 de junio de 2014 a las 21:37 horas. La normalización del servicio se logró mediante la instalación de un conductor provisional de menor calibre, el cual fue tendido a través del río usando canoas y tensionado con equipos especializados, creando un vano más extenso entre las torres adyacentes. Posteriormente, como solución definitiva, se realizó la construcción de cuatro (4) nuevas torres que modificaron el trazado de la línea de transmisión, reubicando el cruce fuera del cauce del río.

#### **5.4.6.2.      *Eventos de Energía No Suministrada (ENS)***

En esta sección se revisa lo relacionado con las compensaciones por dejar no operativos otros activos o por Energía No Suministrada, enmarcadas en el numeral 5.1.14.2 de la resolución CREG 015 de 2018. Para el caso particular de ENERGUAVIARE SA ESP, sus activos operados se encuentran registrados dentro de una Zona Excluida de CNE. Dicha exclusión se aplica según lo establecido en el numeral 5.1.16 “ZONA EXCLUIDA DE CNE” de la mencionada Resolución, la cual exime de compensación a los activos pertenecientes a las zonas que, en condiciones normales de operación, son alimentadas por un solo circuito o transformador de los que conforman el STR.

En virtud de ello, los activos operados por de ENERGUAVIARE SA ESP que se encuentran excluidos de la compensación de CNE se enlistan en la siguiente Tabla 30.

**Tabla 30.** Activos Excluidos de Compensación por CNE

| Fecha inicio        | Código zona | Descripción  | Código elemento | Elemento                                   |
|---------------------|-------------|--------------|-----------------|--|
| 01/04/2016<br>00:00 | Znc0049     | ZONA GRANADA | Lin1121         | GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV   |
| 01/04/2016<br>00:00 | Znc0049     | ZONA GRANADA | Bah3551         | BL1 GRANADA A SAN JOSE DEL GUAVIARE 115 kV |
| 01/04/2016<br>00:00 | Znc0049     | ZONA GRANADA | Bah3550         | BL1 SAN JOSE DEL GUAVIARE A GRANADA 115 kV |

Fuente. Zonas Excluidas de CNE portal XM SA ESP

**5.4.6.3.      *Consignaciones nacionales***

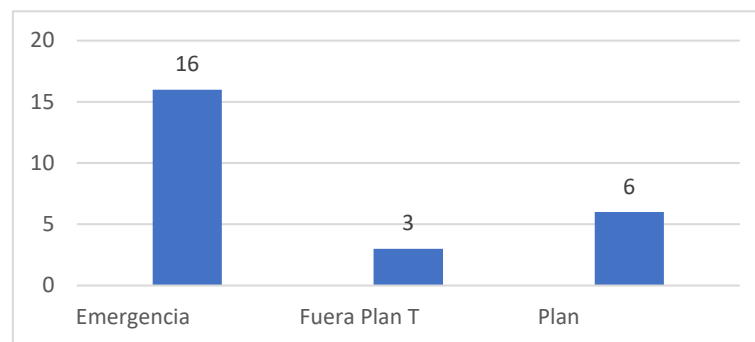
En el marco de la evaluación integral, se verificó el consolidado de consignaciones nacionales registradas durante la vigencia del 2024 sobre los activos operados por ENERGUAVIARE SA ESP. La información mostrada en este apartado se construyó a partir de la información remitida por el agente, así como de los datos descargados del aplicativo Sistema Integrado de Operación (SIO) de XM SA ESP. En esta sección se desglosan las consignaciones nacionales según dos criterios principales:

- Por tipo de consignación: (Dentro del Plan, Fuera del Plan y Emergencia).
- Por estado de ejecución: (Ejecutada, En Ejecución, Cancelada, entre otros).

Sobre el particular, ENERGUAVIARE SA ESP presentó un total de 25 consignaciones durante el 2024. La distribución de estas por tipo se presenta en la Figura 9, de la cual se observa que la mayoría, 16 consignaciones, correspondieron a Emergencia, lo que representa el 64%

del total. Las restantes se distribuyen en 6 consignaciones Dentro del Plan, equivalentes al 24%, y 3 Fuera del Plan, que constituyen el 12%.

**Figura 12.** Consignación Nacional por Tipo de Ingreso para el año 2024



Fuente. Elaboración propia a partir de la información descargada del SIO por XM SA ESP

Por otra parte, la Figura 13 detalla el estado de ejecución de las 25 consignaciones registradas. Se evidencia que la gran mayoría, 18 consignaciones, figuran como "Ejecutada", lo que representa el 72% del total. Los 7 restantes se distribuyen entre 5 consignaciones "Ingresada", equivalentes al 20%, y 2 "Cancelada", que constituyen el 8%.

**Figura 13.** Estado de las consignaciones nacionales registradas para el año 2024



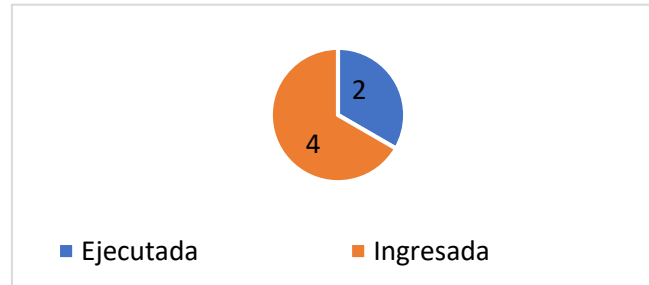
Fuente. Elaboración propia a partir de la información descargada del SIO por XM SA ESP

Para un análisis más detallado de la gestión de las consignaciones, a continuación, se presenta un desglose del estado de ejecución (Ejecutada, Cancelada, Ingresada) de las

consignaciones, clasificado por su tipo de ingreso (Dentro del Plan, Fuera del Plan y Emergencia). El objetivo de este cruce de información es evaluar el estado de cumplimiento de la programación de mantenimientos por parte de ENERGUAVIARE SA ESP.

Iniciando el desglose por tipo, la Figura 14 detalla el estado de las 6 consignaciones que fueron registradas Dentro del Plan. De este total, se observa que la mayoría, 4 consignaciones, se encontraban en estado Ingresada, lo que equivale al 66,67%, mientras que las 2 consignaciones restantes, que representan el 33,33%, figuran como Ejecutada. Es relevante notar que para este tipo de consignación no se registraron eventos cancelados.

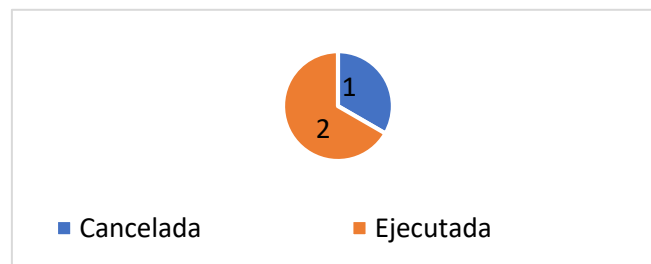
**Figura 14.** Estado de las consignaciones registradas Dentro del Plan por ENERGUAVIARE SA ESP para el año 2024



Fuente. Elaboración propia a partir de la información descargada del SIO por XM SA ESP

En cuanto a las consignaciones Fuera del Plan, la Figura 15 muestra la distribución de las 3 consignaciones reportadas en esta categoría. De este total, 2 consignaciones, que equivalen al 66,67%, se reportaron como Ejecutada. La consignación restante, correspondiente al 33,33%, figura en estado Cancelada.

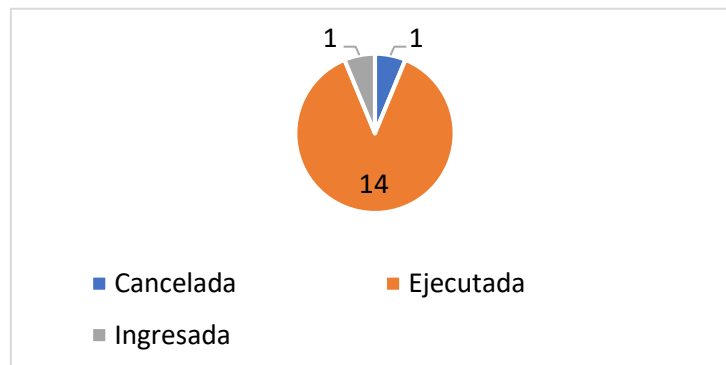
**Figura 15.** Estado de las consignaciones registradas Fuera del Plan por ENERGUAVIARE SA ESP para el año 2024



Fuente. Elaboración propia a partir de la información descargada del SIO por XM SA ESP

Finalmente, la Figura 16 detalla el estado de las 16 consignaciones registradas por Emergencia. Se evidencia que la gran mayoría, 14 consignaciones, fueron Ejecutadas 87.5%. Los 2 restantes, se dividen en 1 consignación Cancelada y 1 Ingresada para un 12,5 %.

**Figura 16.** Estado de las consignaciones registradas por Emergencia por ENERGUAVIARE SA ESP para el año 2024.



Fuente. Elaboración propia a partir de la información descargada del SIO por XM SA ESP

El análisis detallado de las causas de emergencia, suministrado por el agente, indica que las consignaciones se originaron principalmente por fallas críticas en los transformadores de potencia TP1 y TP2. Estas situaciones requirieron mantenimientos correctivos y preventivos de emergencia que afectaron la operación normal de la subestación y obligaron a intervenir de manera inmediata

Adicionalmente, se gestionaron consignaciones derivadas del riesgo de disparo y la pérdida de supervisión en las bahías de línea y transformador. Estas intervenciones consecutivas tuvieron como objetivo la modernización y revisión de los sistemas de protección para garantizar la correcta operación del sistema.

#### **5.4.6.4. Planes de Expansión**

En el marco de la evaluación integral, ENERGUAVIARE SA ESP indicó a esta Superintendencia sus propuestas de expansión para mejorar la confiabilidad del sistema. El Operador señaló que su sistema eléctrico se alimenta actualmente de manera radial, mediante una línea en circuito sencillo a 115 kV que se extiende por 187 km desde la subestación Granada, propiedad de EMSA.

Como alternativa de solución a esta configuración radial, y con el fin de atender su demanda aproximada de 11 MVA, ENERGUAVIARE SA ESP propuso el desarrollo de una nueva línea de transmisión de doble circuito a 115 kV, también entre la subestación Granada y la subestación San José del Guaviare. Para el desarrollo de este proyecto, se busca aprovechar la servidumbre de la línea existente, con el fin de generar el menor impacto ambiental, predial y social. Sin embargo, el Operador mencionó que la ejecución del proyecto se encuentra supeditada a la consecución de los recursos económicos.

#### **5.4.7. Plan de inversión**

En esta sección se brindará un resumen de la ejecución del plan de inversiones regulatoria por parte de la empresa ENERGUAVIARE SA ESP acorde con los lineamientos de la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello se revisará el contexto regulatorio en torno al plan de inversión y su aplicación por parte de la empresa, análisis de las inversiones ejecutadas por la empresa, y la remuneración de estas inversiones a través de los cargos por uso.

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 esta Superintendencia.

#### **5.4.7.1. Plan de inversión aprobado**

La Resolución CREG 015 de 2018 cambió el paradigma de la remuneración de inversiones y con ello introdujo los denominados «*plan de inversiones*». Este consistió en que los operadores de red presentaran, junto con la aprobación de cargos, una propuesta de planeamiento de proyectos de inversión a ejecutar en un periodo de cinco años. Estos proyectos debían abordar necesidades identificadas tanto el Sistema de Distribución Local (SDL) como el Sistema de Transmisión Regional (STR), cuya ejecución cumplieran con los criterios definidos en el numeral 6.1.

En cumplimiento de estas disposiciones regulatorias, el 18 de septiembre de 2018 el prestador ENERGUAVIARE SA ESP realizó solicitud de aprobación de ingresos dando inicio al proceso de aprobación del plan de inversiones. De este proceso se destacan dos hitos principales: la aprobación inicial de cargos a través de la Resolución CREG 028 de 2021, y



la respuesta por parte de la CREG al recurso de reposición interpuesto por el prestador a esta resolución a través de la Resolución CREG 140 de 2021. Este último acto administrativo aquel en el cual quedó en firme la iteración inicial del plan de inversión y para el cual se establecieron los montos de inversión anual para el periodo 2019 a 2023 presentados en la Tabla 31.

**Tabla 31.** Inversiones aprobadas en el plan inicial para ENERGUAVIARE SA ESP 2023 - 2023

| 2020 (COP)    | 2021 (COP)    | 2022 (COP)  | 2023 (COP)  |
|---------------|---------------|-------------|-------------|
| 1.115.220.000 | 1.393.446.000 | 470.162.022 | 157.714.440 |

Fuente. Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 140 de 2021

Este plan de inversión está compuesto por los proyectos de inversión presentados en la Tabla 32. **Proyectos de inversión dentro del plan de inversión (INVA)**, cuyos montos aprobados corresponde a aquellos reportados por el prestador en el SUI a través del formato PI3.

**Tabla 32.** Proyectos de inversión dentro del plan de inversión (INVA)

| Código proyecto | Nombre del proyecto  | Descripción del proyecto  | Nivel | Tipo inversión | Año entrada operación | INVA          |
|-----------------|--|---|-------|----------------|-----------------------|---------------|
| 1               | Reposición de la Bahía de línea 115kV,   | Reponer los equipos y elementos que maniobran, protegen y miden las magnitudes de la línea de transmisión.  | 4     | III            | 2020                  | 293.100.000   |
| 2               | Reconectores   | Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. | 2     | IV             | 2021                  | 181.596.000   |
| 3               | Reponer equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestación San José | Equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestación San José  | 3     | III            | 2022                  | 1.651.191.000 |
| 4               | Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica                               | Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica en las barras de nivel de tensión IV, III y II de las subestaciones San José, Retorno y Calamar.   | 2     | IV             | 2020                  | 466.086.000   |
| 5               | Prevención en la Subestación San José  | Reponer los equipos y elementos que maniobran protegen y miden las magnitudes de la bahía de línea 115kV SJG  | 4     | I              | 2023                  | 606.222.000   |

| Código proyecto | Nombre del proyecto  | Descripción del proyecto  | Nivel | Tipo inversión | Año entrada operación | INVA          |
|-----------------|--|---|-------|----------------|-----------------------|---------------|
| 6               | Modernización de redes de Baja Tensión.  | Reposición de la red de baja tensión en aluminio desnudo (abierto) a red con cable conductor aislado y trenzado normalizado.  | 1     | III            | 2023                  | 558.336.000   |
| 7               | Reconfiguración de Circuitos de nivel de tensión II de San José del Guaviare.  | Independizar las redes rurales de los circuitos Urbanos de San José del Guaviare, haciendo una reconfiguración de los cuatro circuitos de nivel de tensión II de San José del   | 2     | IV             | 2022                  | 157.714.440   |
| 8               | adquirir e Instalar 2 Reconectores en los circuitos de tensión 2 y 3 de Energuaviare para medición de Interrupciones.  | Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de teledirigido, que sea de corte y maniobra y teledirigido en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. | 2     | IV             | 2020                  | 530.210.022   |
| 9               | adquirir e Instalar 21 Reconectores en los circuitos de tensión 2 y 3 de Energuaviare para medición de Interrupciones. | Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de teledirigido, que sea de corte y maniobra y teledirigido en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. | 2     | IV             | 2021                  | 1.302.648.000 |

Fuente. Elaboración propia a partir del reporte certificado en el PI3.

En este, se pueden identificar diferentes enfoques de la propuesta por parte de la empresa tales como

- Mejora de las condiciones de la calidad del servicio a través de la instalación de dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (reconectores) en cumplimiento del esquema de calidad definido en la Resolución CREG 015 de 2018.
- Reposición de infraestructura de medición de calidad de potencia y protección en subestaciones.
- Reposición de redes de baja tensión.
- Independización de circuitos rurales y urbanos a través de reconfiguración de redes.

Adicionalmente, se verificó contrastó el reporte de información de las inversiones aprobadas en el SUI con lo aprobado por la CREG, que es consistente con lo empleado por XM para el cálculo de ingresos. En la Tabla 33 se presenta el contraste de lo anterior.

**Tabla 33.** Contraste de los montos anuales de inversión aprobada en diferentes fuentes de información.

| Año   | PI2               | PI3               | CREG          | XM                |
|-------|-------------------|-------------------|---------------|-------------------|
| 2020  |                   | 1.944.291.00<br>0 | 1.115.220.000 | 1.115.220.00<br>0 |
| 2021  | 1.393.446.00<br>0 | 711.806.022       | 1.393.446.000 | 1.393.446.00<br>0 |
| 2022  | 470.162.022       | 157.714.440       | 470.162.022   | 470.162.022       |
| 2023  | 226.995.000       | 2.933.292.00<br>0 | 157.714.440   | 157.714.440       |
| 2024  |                   |                   | 163.856.073   | 0                 |
| Total | 2.090.603.02<br>2 | 5.747.103.46<br>2 | 3.136.542.462 | 3.136.542.46<br>2 |

Fuente. Elaboración propia a partir del reporte en diferentes fuentes de información.

En este se observa espacios vacíos resaltados en rojo, correspondientes a reporte pendiente de certificación por parte de la empresa, así como celdas resaltadas en naranja que corresponde a periodos para los cuales se encuentran amplias diferentes. En particular, el PI3, fuente para la Tabla 31, presenta desviaciones considerables para todos los años, particularmente 2023, por lo que los montos por proyecto presentados anteriormente pueden no ser cercanos al plan aprobado por la Comisión y que durante la mesa de trabajo se solicitó a la empresa su verificación.

Respecto a ajustes al plan de inversión, la Resolución CREG 015 de 2018 define que los operadores de red podían presentar ajustes al plan de inversión durante el primer año y cada dos años. Además, el literal g) del numeral 6.6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, define que aquellos operadores que no hayan presentado ninguna solicitud de ajuste a lo largo del periodo tarifario debían hacerlo durante el cuarto año, específicamente en agosto de 2022. ENERGUAVIARE SA ESP a lo largo del periodo tarifario vigente no presentó solicitudes de ajuste al plan de inversión, ni tampoco cumplió con la disposición mencionada al no presentar una solicitud de ajuste en agosto de 2022.

Lo anterior implicó que, bajo el marco regulatorio vigente, la CREG calculó inversiones a aprobar para el periodo 2023 a 2027 aplicando lo dispuesto en el numeral 3.1.1.2.2 de la resolución ibidem, cuyos resultados fueron publicados a través de la Resolución CREG 501 039 de 2024. El prestador interpuso recurso de reposición sobre esta resolución solicitando aclaración sobre la metodología empleada para el cálculo de las inversiones aprobadas y el ajuste de ingresos que esta implica, el cual fue resuelto por la CREG a través de la Resolución CREG 501 063 de 2024 y en la cual no se presentan cambios a los valores inicialmente aprobados. De esta manera, la CREG aprobó para ENERGUAVIARE SA ESP un monto de 163.856.073 COP 2017 para todos los años en el rango entre 2024 y 2027. Es de destacar que este monto no tiene correspondencia a proyectos de inversión ni tampoco tienen un significado técnico, sino es resultado de aplicar una metodología de cálculo basado en información de la base regulatoria de activos a fecha de corte.

Por último, se destaca que la empresa presentó en agosto de 2024 una solicitud de ajuste al plan de inversión para el periodo 2025 a 2029, la cual se encuentra en proceso de revisión por parte de la CREG. Hasta en tanto esta no sea aprobada, los ingresos de la empresa están siendo calculados con base en lo aprobado en la Resolución CREG 501 063 de 2024. Al respecto, esta Superintendencia fue notificada por la CREG respecto al incumplimiento del prestador y este fue requerido, consultando los motivos por los cuales no realizó la debida solicitud. Esta Superintendencia no recibió la respuesta a este requerimiento a pesar de que existió notificación de apertura.

#### **5.4.7.1.1. Generalidades del plan de inversión**

El plan de inversión está compuesto por proyectos de inversión, donde cada uno está conformado por un conjunto de las denominadas “Unidades Constructivas” (UC). La CREG

define las UC como el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos. En otras palabras, pueden considerarse como los bloques que conforman una unidad típica en la infraestructura eléctrica. La valoración de cada UC fue definida por la CREG en los Capítulos 14 y 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Por lo tanto, la valoración de un proyecto corresponderá a la sumatoria de la valoración de las unidades constructivas que lo componen.

De esta manera, los montos anuales aprobados presentados anteriormente corresponden a la valoración de la totalidad de las unidades constructivas a poner en operación en cada año por parte del operador. Estos pueden entenderse como metas de inversión a las cuales los operadores se comprometen a ejecutar. Respecto a los montos aprobados, estos fueron acotados según lo dispuesto en el literal b. del numeral 6.4 Aprobación de los planes de inversión del Anexo General de esta resolución se establece que el valor del plan de inversión agregado para los niveles de tensión 1 al 3 calculado acorde a lo definido en el numeral 6.4.1 ( $VPIE_{j,t}$ ) no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia (CRR).

Es importante agregar que tanto el SDL como el STR son sistemas dinámicos cuyas necesidades de inversión pueden cambiar en una ventana de tiempo más cortas que la contemplada en el plan de inversión. Lo anterior implica que la ejecución del plan de inversión estará sujeta a cómo evolucionen las prioridades del sistema y la ejecución de los respectivos proyectos no necesariamente se ejecuta tal cual cómo se aprobó en el plan y puede implicar desplazamiento de las inversiones. Adicionalmente, la ejecución de las inversiones puede estar sujetas a condiciones propias de la empresa como lo son la situación financiera,

externas o exógenas como lo son la condición social, permisos ambientales y gestión de incertidumbres.

Teniendo en cuenta lo anterior, la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 contempla mecanismos de ajuste en la remuneración recibida por los operadores de red dependiendo de su nivel de ejecución con respecto a los montos aprobados.

#### **5.4.7.2. Plan de inversión ejecutado**

Respecto a la ejecución de inversiones y previo a la visita, se realizó una verificación de los reportes realizados bajo las diferentes fuentes de información previamente mencionadas. En la Tabla 33 se ilustra lo anterior en el cual se agregan dos columnas adicionales a las evidenciadas en la Tabla 34.

- **Informe:** corresponde a los montos reportados en los informes de ejecución del plan de inversión en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.
- **INVTR:** corresponde a los montos calculados a partir de los reportes de inventario por UCs reportados por el prestador en el marco de la Circular CREG 024 de 2020.

**Tabla 34.** Montos de inversión anuales ejecutada bajo diferentes fuentes.

| Año               | PI2                       | PI4                       | CREG                       | XM                        | Informe                   | INVTR                      |
|-------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 2020              |                           |                           | 16.471.649.35<br>9         | 876.354.120               | 1.115.220.00<br>0         | 16.661.673.41<br>9         |
| 2021              | 376.213.650               |                           | 260.886.000                | 0                         |                           | 260.886.000                |
| 2022              | 1.336.707.00<br>0         | 1.412.449.56<br>0         | 1.413.458.796              | 2.029.945.80<br>0         | 470.162.022               | 1.413.458.796              |
| 2023              | 2.523.395.00<br>0         | 2.594.377.93<br>2         | 2.594.377.932              | 2.755.789.93<br>2         | 751.967.932               | 2.322.049.932              |
| 2024              |                           |                           | 1.846.172.000              | 2.478.009.00<br>0         |                           | 1.928.226.000              |
| <b>Tota<br/>l</b> | <b>4.236.315.65<br/>0</b> | <b>4.006.827.49<br/>2</b> | <b>22.586.544.08<br/>7</b> | <b>8.140.098.85<br/>2</b> | <b>2.337.349.95<br/>4</b> | <b>22.586.294.14<br/>7</b> |

Fuente. Elaboración propia a partir del reporte en diferentes fuentes de información.

Como se puede observar, los montos reportados bajo las diferentes fuentes son altamente inconsistentes para todos los años, inclusive dentro de una misma fuente de reporte como los son los informes de ejecución del plan de inversión y sus respectivos anexos (CREG, Informe, INVTR). De esto se destaca lo siguiente:

- Se presenta una diferencia significativa entre lo reportado a la CREG y lo empleado por XM SA ESP para el cálculo de ingresos y cargos para la vigencia 2019. Como se verá más adelante, esta se debe a la no inclusión de un proyecto relacionado con un centro de control de nivel 4 en las inversiones ejecutadas reportadas a XM SA ESP, pero que se encuentran en el reporte CREG.
- La empresa reportó inversiones ejecutadas para el año 2020 de cero (0) ante XM SA ESP, pero en lo reportado a la CREG y a esta Superintendencia, se tuvieron inversiones ejecutadas diferentes de cero.
- Podría considerarse que el reporte SUI y el reporte CREG (exceptuando el informe) son cercanos para los años 2022 y 2023. No obstante, esto implica que la empresa reportó indebidamente montos mayores de ejecución a XM SA ESP, lo cual en principio es el que cuenta para sus ingresos y por ende impacta el cargo de distribución.

Por otro lado, en la Tabla 35 se presenta la ejecución de inversiones anuales desagregado por nivel de tensión.

**Tabla 35.** Ejecución de inversiones desagregado por nivel de tensión para varias fuentes de información.

| Año  | Nivel de tensión | CREG        | XM          | SUI | Informe     |
|------|------------------|-------------|-------------|-----|-------------|
| 2020 | 1                | 0           | 649.359.120 |     | 0           |
| 2020 | 2                | 590.497.609 | 226.995.000 |     | 289.302.000 |

| Año  | Nivel de tensión | CREG           | XM            | SUI           | Informe     |
|------|------------------|----------------|---------------|---------------|-------------|
| 2020 | 3                | 445.967.750    | 0             |               | 219.696.000 |
| 2020 | 4                | 15.435.184.000 | 0             |               | 606.222.000 |
| 2021 | 1                | 0              | 0             | 0             |             |
| 2021 | 2                | 165.114.000    | 0             | 235.042.650   |             |
| 2021 | 3                | 71.829.000     | 0             | 117.228.000   |             |
| 2021 | 4                | 23.943.000     | 0             | 23.943.000    |             |
| 2022 | 1                | 0              | 644.766.800   | 0             | 0           |
| 2022 | 2                | 920.138.796    | 967.719.000   | 843.387.000   | 348.614.022 |
| 2022 | 3                | 493.320.000    | 369.396.000   | 493.320.000   | 121.548.000 |
| 2022 | 4                | 0              | 48.064.000    | 0             | 0           |
| 2023 | 1                | 1.353.538.000  | 1.353.538.000 | 1.353.538.000 | 0           |
| 2023 | 2                | 1.090.445.932  | 1.277.393.932 | 1.019.463.000 | 751.967.932 |
| 2023 | 3                | 81.302.000     | 79.798.000    | 81.302.000    | 0           |
| 2023 | 4                | 69.092.000     | 45.060.000    | 69.092.000    | 0           |
| 2024 | 1                | 1.394.627.000  | 1.394.627.000 |               |             |
| 2024 | 2                | 157.617.000    | 821.112.000   |               |             |
| 2024 | 3                | 293.928.000    | 260.768.000   |               |             |
| 2024 | 4                | 0              | 0             |               |             |

Fuente. Elaboración propia a partir del reporte en diferentes fuentes de información.

Adicional a la inconsistencia en la mayoría de las instancias a lo largo de las fuentes de información, se destaca que para los años 2020, 2021 y 2022 la empresa no reportó ante la CREG inversiones ejecutadas en el nivel de tensión 1 a pesar de si haberlo hecho ante XM SA ESP. Al respecto, la empresa informa que por desconocimiento y falta de asignación de códigos IUA a transformadores no se reportó ejecuciones de inversiones sobre este nivel de tensión, a pesar de si haber ejecutado. A partir del 2023, se empezó a reportar la reposición e instalación de transformadores, y el plan de inversión 2025 – 2029 incluye inversiones asociadas a este nivel de tensión.

Es de resaltar que estas inconsistencias fueron informadas al LAC y fueron insumo para que ENERGUAVIARE SA ESP fuera propuesto por parte de esta Superintendencia como empresa priorizada para las auditorias de verificación del plan de inversión. Por otro lado, en



consulta con la empresa, estos no dieron certeza de cuál es la fuente correcta de información o la precisión en la información.

Por otro lado, en lo que respecta a los proyectos de inversión ejecutados, aparte de los proyectos propuestos a la CREG (Tabla 36), la empresa ejecutó por fuera del plan los siguientes proyectos:

**Tabla 36. Proyectos ejecutados fuera del Plan de Inversión**

| Código proyecto                    | Nombre del proyecto   | Descripción del proyecto  | Nivel | Tipo inversión | Año entrada operación |
|------------------------------------|---|---|-------|----------------|-----------------------|
| Seccionador tripolar - la virgen   | Seccionador tripolar - la virgen no incluido en el plan de inversión                        | Instalar un seccionador tripolar en el circuito del retorno, ubicación la virgen - No incluido en el plan   | 3     | IV             | 2020                  |
| SCADA - PAQUETE SPARD              | Scada - Licencias SPARD - No incluido en el plan de inversión                               | Licenciamiento de SCADA Y SPARD - No incluido en el plan  | 4     | III            | 2020                  |
| RELES RETORNO                      | Reles de transformador y circuitos de la SE retorno - No incluido en el plan de inversiones | Adquirir e instalar relés de sobrecorriente para circuitos del retorno y relés de protección de transformadores de potencia.  | 3     | III            | 2020                  |
| BAHIA DE LINEA CC                  | Independización del circuito CC   | Independización del circuito CC del circuito C4 de la SE SJG  | 2     | II             | 2020                  |
| SE Boquerón                        |   |   |       |                |                       |
| Plan de reducción de pérdidas 2022 | Pérdidas y calidad de la potencia   | Instalar en cabeceras de circuitos de las diferentes SE operadas por ENERGUAVIARE instrumentos de medida para calidad de la potencia.   | 3     | IV             | 2022                  |
| Plan de reducción de pérdidas 2022 | Pérdidas y calidad de la potencia   | Instalar en cabeceras de circuitos de las diferentes SE operadas por ENERGUAVIARE instrumentos de medida para calidad de la potencia.   | 3     | IV             | 2022                  |
| 148 - 2019                         | Proyecto 30k segunda etapa Capricho   | Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión y obras complementarias en la subestación para calidad de la potencia.   | 2     | II             | 2023                  |
| 149 - 2019                         | Proyecto 30k segunda etapa Boquerón   | Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión y obras complementarias en la subestación para calidad de la potencia.   | 2     | II             | 2023                  |
| 446 - 2023                         | Reparación de transformadores de distribución quemados                                      | Restaurar banco de transformadores quemados para ser instalados posteriormente en los diferentes circuitos del sistema de distribución local del Operador de red.                   | 1     | I              | 2023                  |
| 193- 2023                          | Adquisición de banco de transformadores de distribución                                     | Adquirir banco de transformadores de distribución para disponer en caso de requerirse la conexión o reposición de transformadores del sistema de distribución local de la compañía. | 1     | II             | 2023                  |
| 215 - 2023                         | Adquisición de Sistemas de puesta a tierra, pararrayos y cortacircuitos.                    | Instalar sistemas de puesta a tierra en los diferentes niveles de tensión de la redes.  | 4     | IV             | 2023                  |

| Código proyecto | Nombre del proyecto  | Descripción del proyecto   | Nivel | Tipo inversión | Año entrada operación |
|-----------------|--|--|-------|----------------|-----------------------|
| 260-2024        | Reparación de transformadores de distribución quemados                   | Reparación de transformadores quemados para ser instalados posteriormente en los diferentes circuitos del sistema de distribución local del Operador de red.               | 2     | I              | 2024                  |
| 501-224         | Compra de transformadores de distribución                                | Adquirir transformadores de distribución para disponer en caso de requerirse la conexión o reposición de transformadores del sistema de distribución local de la compañía. | 2     | I              | 2024                  |
| 307-2024        | Adquisición de Sistemas de puesta a tierra, pararrayos y cortacircuitos. | Instalar sistemas de puesta a tierra en los diferentes niveles de tensión de las redes.  |       | IV             | 2024                  |

Fuente. SSPD

A continuación, se relacionan los principales hitos anuales expresados por la empresa durante la mesa de trabajo.

- **2020**

- Instalación de cinco (5) medidores de calidad de potencia en las subestaciones San José del Guaviare y Retorno.
- Instalación de seis (6) transformadores de corriente en NT2 y tres (3) en NT3 en la subestación San José del Guaviare.
- Instalación de tres (3) reconectores de NT3.
- Puesta en operación de un SCADA.

- **2021**

- Instalación de nueve (9) medidores de calidad de potencia en las subestaciones San José del Guaviare, Retorno, Capricho y Calamar.
- Instalación de un (1) reconector de NT2.

- **2022**

- Instalación de cinco (5) reconectores de NT3.

- **2023**
  - Instalación de quince (15) reconectores de NT2.
- **2024**
  - Instalación de cuatro (4) reconectores de NT2.
  - Instalación y reposición de transformadores de distribución y puestas a tierra.

De lo presentado por la empresa, y basado en la revisión de información previa, se consultó con la empresa de manera particular los siguientes ámbitos:

**5.4.7.2.1. SCADA – SPARD**



Como se destacó anteriormente, este proyecto tiene la particularidad de que fue reportado como ejecutado ante la CREG, pero no ante XM SA ESP, lo que representó que esto no fuera tenido en cuenta en sus ingresos anuales. Por otro lado, teniendo en cuenta la magnitud de lo reportado a la CREG, se observó que la unidad constructiva bajo la cual fue reportado corresponde a un centro de control tipo 4, que en principio se entiende es el nivel más alto en término de robustez y funcionalidad. Teniendo esto en cuenta, se consultó con la empresa bajo que parámetros se definió que lo instalado corresponde a lo reportado y si en efecto el costo del proyecto es cercano con el valor de la unidad constructiva (15.411 MCOP 2017), a lo cual la empresa responde que se debió al volumen de señales que se manejan. Si bien en principio esto no tuvo afectación a los usuarios debido a que no fue reportado a XM SA ESP, se solicitó a la empresa un informe asociado a este centro de control, su costo, y la justificación sobre su asimilación como un centro de control tipo 4, y la falta de reporte ante XM SA ESP. Es de destacar que este informe no fue remitido previo a la redacción de este informe.

**5.4.7.2.2. Subestación Boquerón**

Corresponde a una subestación 34,5/13,2 kV que cuenta con un transformador de potencia de 1,5 MVA construida (contrato de obra No 104 de 2013) a través de recursos públicos ejecutado por la Alcaldía de San José del Guaviare y que fue puesta en operación en el 2021. El objetivo de este proyecto corresponde a la interconexión de los usuarios del sector Boquerón y su zona de influencia en el municipio de San José del Guaviare, y en la actualidad desde esta subestación se alimentan dos circuitos que suministran de energía a 332 y 382 usuarios. En 2019 se suscribió el contrato de obra No. 355 de 2019 cuyo objetivo es la construcción de obras complementarias que consistieron principalmente en la implementación de equipos de corte y maniobra en las cabeceras de circuito junto con los elementos que componen las unidades constructivas para las cabeceras de circuito, los transformadores de instrumentos para la conexión de los puntos de medida para la calidad de la potencia, y los elementos de los tableros de protección, control y medida en la celda y comunicación y que se entienden son las obras reportadas en el plan de inversión como ejecución a través de recursos públicos. Es de destacar que esta subestación fue entregada a ENERGUAVIARE para AOM y se entiende solo recibe remuneración por este concepto.

**5.4.7.2.3. Independización de circuitos rurales a urbanos**

Este proyecto estaba motivado por las constantes fallas que se presentaban en el sistema por la alta densidad de vegetación y tenía una fecha planeada de puesta en operación de 2022. No obstante, este no fue ejecutado y por decisión de la empresa fue descartado. En consulta sobre los motivos sobre lo último, la empresa explica que la instalación de reconectores había proporcionado suficiente selectividad y aislamiento de zonas afectadas, eliminando la necesidad de este proyecto.

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

#### **5.4.7.2.4. Modernización de redes**



Para el año 2023 el plan de inversión aprobado incluía un proyecto de modernización de redes a través del cual se buscaba la reposición de la red de baja tensión en aluminio desnudo abierta a red con cable conductor aislado y trenzado normalizado. No obstante, este no fue ejecutado debido a decisiones administrativas principalmente a recursos limitados y priorización de otros ámbitos teniendo en cuenta situaciones económicas de la empresa. No obstante, este no ha sido descartado y será ejecutado en el quinquenio 2025 – 2029.

#### **5.4.7.2.5. Reposición de bahía de línea 115 kV**

Para el año 2023 se proponía la reposición de equipos para reponer los equipos y elementos que maniobran protegen y miden las magnitudes de la bahía de línea 115 kV en la subestación San José del Guaviare, el cual no fue ejecutado por limitaciones económicas y priorización de otros proyectos. Se prevé la ejecución de este proyecto en el quinquenio 2025 a 2029.

#### **5.4.7.2.6. Inversiones orientadas a expansión y modernización o repotenciación (Tipo I y II)**

Como se ha evidenciado, el plan de inversiones ejecutado por parte del prestador ha tenido un enfoque importante en la instalación de reconectadores y lo cual ha sido enmarcado en proyectos tipo III y IV. Se consultó sobre la ejecución de proyectos tipo I y II, a lo cual la empresa informa que, por políticas internas, la ejecución de este tipo de inversiones fue proyectadas con la ejecución de recursos públicos para no impactar la tarifa de los usuarios.



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

#### **5.4.7.2.7. Deterioro de la calidad del servicio**

Como fue destacado anteriormente, el enfoque principal del plan de inversión ejecutado para este periodo tarifario responde al cumplimiento de los requisitos regulatorios en torno al esquema de calidad del servicio en torno a la instalación de equipos de corte en circuitos y líneas. En principio la instalación de reconectores en cabeceras del circuito busca una mejora en la calidad del servicio e inclusive ha llevado a que no se requiera la ejecución de proyectos como el de independización de circuitos urbanos y rurales. No obstante, la realidad es que los indicadores de calidad han presentado un deterioro de los índices de calidad media.

Durante la visita se consultó al respecto, a lo cual se expone que con la entrada en operación de un mayor número de equipos telemedidos, se ha tenido un mayor acceso a información asociada a fallas, la cual ha permitido ver en más detalle la realidad del sistema operador por ENERGUAVIARE. SA ESP. Adicionalmente, se atribuye este deterioro a zonas de alto nivel cerámico que implican una alta tasa de quema de transformadores a temas de orden público, y la necesidad de un mayor conocimiento de las causales de la Circular CREG 063 de 2019.

En términos de retos, la empresa destaca el mejoramiento en la gestión de los 39 reconectores que se encuentran operativos y la falta de comunicación con equipos rurales debido a la baja cobertura de señal. En términos de planes de mejora, se expresa que se encuentran reforzando los sistemas de puesta a tierra y en proceso de adquisición de equipos amplificadores de frecuencia para mejorar la comunicación con los reconectores en áreas rurales. Asimismo, se menciona como reto las descargas atmosféricas en ciertas zonas que causan y dentro de las medidas de la empresa se proponen mejorar las puestas a tierra y la poda de vegetación para mitigar estos efectos.

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

#### **5.4.7.2.8.      Sistema de Gestión de Activos**

Por parte de esta Superintendencia se cuestionó el lento progreso en la implementación y certificación del sistema de gestión de activos, en el cual se entiende que hasta la fecha solo se ha avanzado en el diagnóstico de cierre de brechas, y que se ha excedido el plazo establecido por la Resolución CREG 015 de 2018 para ello. La empresa explicó que la priorización económica ha llevado a destinar recursos a otras inversiones críticas, posponiendo este proceso. Además, la empresa priorizó la certificación ISO 9001, la cual ya fue obtenida por segundo año consecutivo.

#### **5.4.7.3.      *Propuesta Plan de Inversión 2025 – 2029***

Siendo conscientes de las falencias respecto a la solicitud de ajuste 2023 – 2027 y el proceso de verificación retroactiva de los cargos aprobados por la CREG que llevó a una solicitud de ajuste tarifario, la empresa remitió a finales de agosto de 2024 una propuesta de ajuste al plan de inversión 2025 – 2029 la cual se encuentra en proceso de revisión por parte de la CREG. Acorde con la empresa, esta propuesta fue construida con base en las lecciones aprendidas de la aplicación de la metodología a lo largo del periodo tarifario con el fin de que este fuera *robusto*.

Adicional a proyectos de inversión pendientes del anterior de inversión como la reposición de equipos en la bahía de 115 kV, instalación de elementos en bahías de línea y transformador en subestaciones para complementar unidades constructivas, adquisición de relés y equipos de protección para mejorar el control y coordinación de protecciones, y la modernización de redes, la empresa propone la instalación y reposición de transformadores de distribución a lo largo de su sistema, adquisición de software y consultoría para la implementación y certificación del sistema gestión de activos.

#### **5.4.8. Gestión de pérdidas**

En el marco de la Resolución CREG 015 de 2018 el mercado de Guaviare tuvo la posibilidad de solicitar un plan de reducción de pérdidas (PRP) al contar a fecha de corte con pérdidas totales del nivel de tensión 1 superiores a las reconocidas. Durante la presentación de cargos, ENERGUAVIARE SA ESP solicitó dicho plan de reducción, el cual fue aprobado por la CREG junto con la aprobación de cargos. Bajo estas consideraciones, a través de la Resolución CREG 140 de 2021 la CREG aprobó el Costo Anual del Plan (CAP) presentado en la Tabla 36, el cual ha sido remunerado a través del CPROG a partir del inicio de liquidación de cargos.

**Tabla 37.** Costo anual remunerado para gestión de pérdidas en distribución (montos dados en COP 2017).

| <b>CAP</b>         | <b>INVNUC</b>           | <b>AOM</b>            |
|--------------------|-------------------------|-----------------------|
| <b>232.340.767</b> | <b>225.350.41<br/>8</b> | <b>69.903.4<br/>8</b> |

Fuente: DTGE a partir información Resolución CREG 140 de 2021

A lo largo de esta sección, se explorará la evolución del índice de pérdidas totales (IPT) para ambos mercados, la gestión adelantada por la empresa con el fin de reducir estos índices

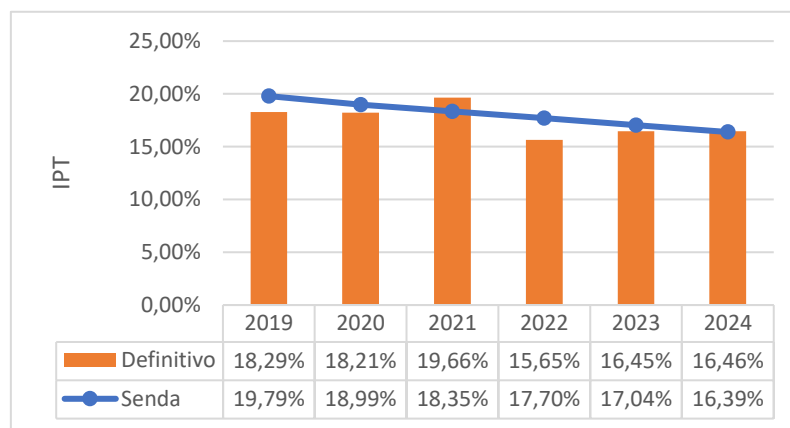
##### **5.4.8.1. Evolución de índice de pérdidas y evaluación PRP**

La fuente primaria de la evolución anual del índice de pérdidas totales (IPT) es el formulario PR9 del Sistema Único de Información (SUI); no obstante, la empresa no ha realizado la debida certificación de este. De esta manera, y teniendo en cuenta que la empresa cuenta con un plan de reducción, se parte de la publicación de la evaluación del plan de reducción de pérdidas por parte de XM SA ESP. En la Figura 17 se ilustra la evaluación del índice de pérdidas totales (IPT) anual calculado por XM SA ESP y su contraste con la senda de



reducción de metas, las cuales corresponde a metas anuales establecidas por el regulador con base en la propuesta por parte del prestador.

**Figura 17.** Índice de pérdidas totales para ENERGUAVIARE contraste con senda de reducción



Fuente: DTGE a partir de publicación por parte de XM.

Se observa que el índice presentó un deterioro considerable entre 2020 y 2021 que causó el incumplimiento de la senda, pero el cual logró ser controlado e inclusive se logró una reducción en este índice para el 2022. No obstante, desde 2023 este índice ha presentado nuevamente deterioro al punto de que para 2024 se incumple nuevamente la meta. Las consideraciones en la evaluación del plan de reducción se presentan en la Tabla 38.

**Tabla 38.** Evaluación del plan de reducción de pérdidas.

| Año evaluado | Cumple | Estado plan | Causa  |
|--------------|--------|-------------|--|
| 2019         | Si     | Activo      | Cumplimiento de metas  |
| 2020         | Si     | Activo      | Cumplimiento de metas  |
| 2021         | No     | Activo      | Aplicación de la Resolución CREG 167/2020. A pesar del incumplimiento, esta resolución dispone que para esta vigencia esto no implicará suspensión del plan. |
| 2022         | Si     | Activo      | Cumplimiento de metas.   |

| Año evaluado | Cumple | Estado plan | Causa                   |
|--------------|--------|-------------|-------------------------|
| 2023         | Si     | Activo      | Cumplimiento de metas   |
| 2024         | No     | Suspendido  | Incumplimiento de metas |

**Fuente:** DTGE a partir de publicación por parte de XM.

En la Tabla anterior, se puede observar que el incumplimiento de la meta para la vigencia 2024 generó la suspensión del plan de reducción, lo cual implica que, desde junio de 2025, el cálculo de la remuneración por gestión de pérdidas en distribución a través de la componente CPROG no tiene en cuenta la componente de inversión del costo del plan de reducción (INVNUC); es decir, el INVNUC es cero durante la liquidación del CPROG desde mayo de 2025 y hasta abril de 2026. Teniendo en cuenta que el INVNUC representa alrededor del 97% de la remuneración recibida por el prestador por concepto de gestión de pérdidas, en esta misma proporción se vio reducido el CPROG al caer de 5,25 \$/kWh en mayo de 2025 a 0,16 \$/kWh en junio de 2025, lo cual, si bien se traduce en una reducción tarifaria y beneficia al usuario, podría perjudicar la viabilidad de aplicación de estrategias de gestión de pérdidas para la empresa.

Desde esta Superintendencia, se consultó sobre las implicaciones de la suspensión del plan de reducción de pérdidas, ya que el impacto en los ingresos por CPROG fue significativo. La empresa explicó que el año pasado hubo inconvenientes con el cumplimiento de la meta debido a problemas de facturación y falta de tiempo para revisar la preliquidación. Sin embargo, el índice actual está por debajo de la meta para 2025, lo que sugiere que están en buen camino para reactivar el plan.

Respecto a las dificultades en la gestión que se presentará a continuación, la empresa recalcó factores de orden público que han impedido la movilización de lectores y la toma de lecturas, lo que afectó el cumplimiento del plan el año pasado.

#### **5.4.8.2. Plan de Gestión de pérdidas**

El plan de gestión de pérdidas propuesto por la empresa a través del plan de reducción de pérdidas y que ha sido ejecutado por la empresa a lo largo del quinquenio 2019 a 2023 se compone de tres líneas de acciones principales: instalación de macromedidores, reposición de medidores electromecánicos obsoletos o averiados, y ubicación y normalización de usuarios con conexiones no autorizadas.

##### **5.4.8.2.1. Reposición de medición**

Esta estrategia surgió como resultado del plan de acción establecido con esta Superintendencia en el año 2017 en el cual la empresa identificó un total de 10.504 usuarios sobre los cuales se requería modernización del equipo de medida debido a avería u obsolescencia. A corte de 2024, la empresa informa que se ha logrado un avance significativo, en el cual quedan por reemplazar alrededor de 500 medidores debido a oposición por parte de los usuarios restantes.

La empresa detalló el procedimiento que se ha implementado en esta estrategia, en el cual se destaca que el usuario es notificado de la anomalía detectada y la empresa otorga un plazo de treinta (30) días para solventarlo. En términos generales esta estrategia ha funcionado, pero existen instancias sobre las cuales los usuarios solicitan prorrogas debido a la alta inversión que ello implica. A consulta sobre si se ofrece el servicio de normalización, la empresa expresa que se contempló, pero no se disponía de los recursos para adquirir los materiales necesarios y resultaría más costoso al usuario.

#### **5.4.8.2.2. Detección y seguimiento de anomalías**

Se consultó sobre la revisión periódica o estrategia para detectar anomalías aplicada desde 2019, teniendo en cuenta la posibilidad de reincidencia a pesar de haberse solventado la anomalía en la estrategia anterior. Por parte de la empresa se explica que utilizan la liquidación mensual para identificar usuarios con consumos anómalos o diferentes a lo normal, lo que les permite detectar equipos dañados, averiados o fraudes. El proceso de atención a novedades implica una visita técnica para verificar el equipo y, si se encuentra una anomalía, se le explica al usuario en su presencia, dándole la oportunidad de asesorarse. También se llegó a suspender el servicio a usuarios por incumplimiento, pero con la posibilidad de acuerdos para restablecerlo.

#### **5.4.8.2.3. Instalación de macromedidores y desarrollo de software**

La empresa informó que en 2023 se ejecutó un proyecto con el objetivo de realizar la instalación 16 macromedidores en cabeceras de circuito, en conjunto con el área de distribución teniendo en cuenta que este también traería el beneficio de medición de la calidad de potencia. A raíz de consulta de esta Superintendencia, se confirmó la instalación de los 16 macromedidores y el desarrollo de un software instalado en el servidor de distribución que recibe la información de estos equipos. Este software permite realizar balances energéticos, flujos de energía y consumos por circuito para delimitar posibles focos de pérdidas.

Adicional a estas estrategias, la empresa ha propuesto las siguientes estrategias con el fin de continuar mejorando la gestión:

- **Estrategias de Uso Racional de la Energía (URE):** la empresa ha adelantado campañas de URE a través de redes sociales, la página web de la empresa y las

facturas. Además, se realizaron campañas presenciales en instituciones educativas con el apoyo de la oficina ambiental y el área de salud ocupacional.

- **Adquisición de stock de medidores:** para facilitar el cambio a usuarios que no cumplen con los plazos.
- **Adquisición de medidores testigo:** para verificar el estado operativo de los equipos de medida de los usuarios.
- **Usuarios con medidas especiales:** se dispone de una ruta especial para 142 usuarios con medidas especiales, planificando una modernización de sus equipos para comunicarse con el CGM y tener una gestión más actualizada.
- **Normalización de redes:** como se vio en la sección del plan de inversión, para el quinquenio 2025 – 2029 la empresa propone la ejecución de un proyecto de modernización de redes, el cual tendrá un beneficio a la reducción de pérdidas. Desde la Superintendencia se resaltó la importancia de una gestión social en los proyectos de normalización de redes, como la sustitución de red abierta a trenzada, para evitar la oposición de los usuarios. Desde la empresa se confirmó que se está ejecutando un proyecto de modernización de redes que incluye el cambio a red trenzada y que se han realizado comunicados y socializaciones previas para sensibilizar a la gente sobre los beneficios y las posibles interrupciones del servicio. A pesar de algunas incomodidades iniciales, la comunidad está entendiendo y aceptando las intervenciones para mejorar la calidad del servicio.

#### **5.4.9. 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 actualizado 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 SSPD, 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.

#### **5.4.9.1. 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.

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 (...).»*

Como parte de las actividades de su plan de riesgo eléctrico, ENERGUAVIARE SA ESP, 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. Se verifica que se han desarrollado comunicaciones 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 comunicaciones realizadas a la Secretaria de Desarrollo y Proyección Municipal y a la alcaldía del municipio de Puerto Concordia, Alcaldía de Calamar, Alcaldía Retorno y Alcaldía San José

Adicional a esto, la empresa remite los casos que se han presentado durante 2024, según lo manifestado por la empresa, 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 ENERGUAVIARE SA ESP, 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.

#### **5.4.9.2. 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.

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 (...).»*

A partir de la consulta realizada mediante visita de evaluación integral, la Empresa informa que no se han ejecutado, razón por la cual se solicita cronograma para la realización de dichas mediciones, así como las correspondientes certificaciones de calibración de los equipos utilizados.

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 39.1.*

| <b>Tipo de Exposición</b>                                    | <b>Intensidad de Campo Eléctrico (Kv/M)</b> | <b>Densidad de Flujo Magnético (<math>\mu</math>t)</b> |
|--|---|--|
| Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas    | 8,3   |  |
| Exposición del público en general hasta ocho horas continuas | 4,16  |  |

**Tabla 39.1 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.**

*(...).»*

De acuerdo con lo anterior y verificando la información aportada, 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 la

subestación San José, la cual opera a 115 kV, en concordancia con lo establecido en el anexo general del RETIE resolución 90708 de agosto 30 de 2013 con sus ajustes.

#### **5.4.9.3. 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 estos.

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.

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, Plan Anual de Mantenimiento en Subestaciones y Redes SDL y STR 2024, Informe Mantenimiento Redes 2024, Informe de Mantenimientos Correctivos e Informe de Mantenimientos Preventivos a las Subestaciones 2024.

#### **5.4.9.4. 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»*

A partir de la consulta realizada mediante visita de evaluación integral, la empresa remitió a la SSPD el documento “3.9.2. Descripción de accidentes de origen eléctrico”. El cual contiene el reporte e investigación de un evento ocurrido en 2024, junto con su respectiva investigación y reportado en el formato TT5, posterior a este evento, la empresa manifiesta que no se han presentado accidentes de origen eléctrico e informan que se encuentra en investigación un evento ocurrido a un semoviente en el mes de junio del presente año, se recuerda a la empresa la importancia de realizar el reporte una vez se tenga conocimiento del hecho.

#### **5.4.9.5. Cartilla de seguridad**

El numeral 26.1. “*CARTILLA DE SEGURIDAD*” del RETIE, Resolución 90708 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 de Seguridad Sobre Riesgos Asociados a la Electricidad\_ENERGUAVIARE\_2025*”, publicado en la página Web de la Empresa, se evidencia cumplimiento con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

#### **5.4.9.6. 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 ENERGUAVIARE SA ESP que remitiera la información sobre los mantenimientos realizados en las subestaciones y redes de su propiedad, frente a lo cual, la Empresa remitió los informes de las mediciones realizadas así: Informe instalación de Sistemas de Puesta a Tierra - Plan Anual de Mantenimiento en Subestaciones y Redes SDL y STR 2024, Informe SPT SDL ABRIL 2024 e Informe General SPT 2023. Conforme al RETIE en su artículo 15.4.

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.

#### **5.4.9.7.      *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, 2024 y 2025, frente a lo cual remitió listado de provisionales 2023, relacionando 19 instalaciones de estas características, con fecha de inicio y fecha de finalización.

Adicional a esto, el prestador describe dentro del procedimiento “*Procedimiento Conexión de Cargas del SIN V-4*” de la siguiente manera:

*«a. Para efectos de cumplimiento del RETIE se entenderá como instalación provisional aquella que se hace para suministrar el servicio de energía a un proyecto en construcción, con un tiempo de vigencia hasta la energización definitiva de la construcción o la terminación de la construcción, o para el suministro de energía en instalaciones transitorias a ferias o espectáculos, la cual tendrá una autorización no mayor a seis (6) meses (prorrogables según el criterio de OR que preste el servicio), previa solicitud del usuario o el OR podrá suspenderse el servicio provisional. “En ningún caso la instalación provisional se debe dejar como definitiva1.*

*b. En todo momento que se tenga contacto con el usuario se debe aplicar el protocolo de atención al usuario.»*

En relación con lo presentado, se encuentra cumplimiento, con el cierre de las provisionales presentadas.

#### **5.4.10. Acceso a redes**

En el tópico correspondiente a acceso a redes se procedió a realizar una revisión de la aplicación de lo establecido en las resoluciones CREG 174 de 2021 y CREG 075 de 2021 por parte de ENERGUAVIARE SA ESP.

##### **5.4.10.1. 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).



De manera preliminar es importante mencionar que, en el desarrollo de la comisión la Empresa manifestó que desde la fecha de entrada en vigor de la Resolución CREG 174 de 2021 hasta la fecha de realización de esta Comisión han recibido solamente cuatro solicitudes de conexión de proyectos AGPE, AGGE y GD, respecto a los cuales desde la DTGE se identificó que habían sido atendidos en los tiempos regulatorios hasta la etapa de verificación técnica de la documentación. Sin embargo, a la fecha de la remisión de información por parte del Prestador, aún no habían sido energizados por la no instalación de los equipos de medida.

#### **5.4.10.1.1. 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 ajustes menores, aspectos que fueron subsanados una vez finaliza la visita integral.

#### **5.4.10.1.2. Estándares técnicos de disponibilidad de la red**

El prestador indica en lo relacionado en el artículo 6 correspondiente a los estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1, que aplica el criterio del literal a) de la resolución ibidem, donde se indica que:

*«a) 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. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador que la alimenta. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.»*

En cuanto a los literales b) y c) donde se indica que la cantidad total de energía que pueden entregar los GD y AGPE a la red para sistemas de producción de energía distinto al fotovoltaico con o sin capacidad de almacenamiento de energía, donde se indica que:

*«La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.»*

Al respecto, es importante resaltar que en la práctica esto no es posible teniendo en cuenta que implicaría tener medición horaria en el 100% de los transformadores de distribución que opera la Empresa. Así pues, la CREG le propuso a los Operadores de Red (OR) que indicaran una propuesta de metodología para hacer el cálculo de la demanda mínima, ratificado mediante el concepto 1038 de 2023, donde se indica que:

*«(...) si el OR no tiene la información completa, deberá usar la información real más actualizada posible para poder determinar la demanda mínima horaria del año anterior al de la solicitud de conexión, pero no se tiene regulado una metodología específica a utilizar. Por lo tanto, y dado que el OR es propietario de la red que opera, será responsabilidad de este el usar la mejor información real y disponible, así como el definir el proceso de determinación de la mínima demanda horaria.»*

ENERGUAVIARE SA ESP, conforme lo indica la resolución CREG 174 de 2021 informa que están aplicando el parágrafo 2, donde se estipula que en caso de no tener la posibilidad de contar con la información para aplicar los criterios b) y c):

*«(...), el OR deberá aceptar las conexiones que le soliciten, y no podrá trasladar ninguna responsabilidad ante contingencias presentadas por este hecho.»*

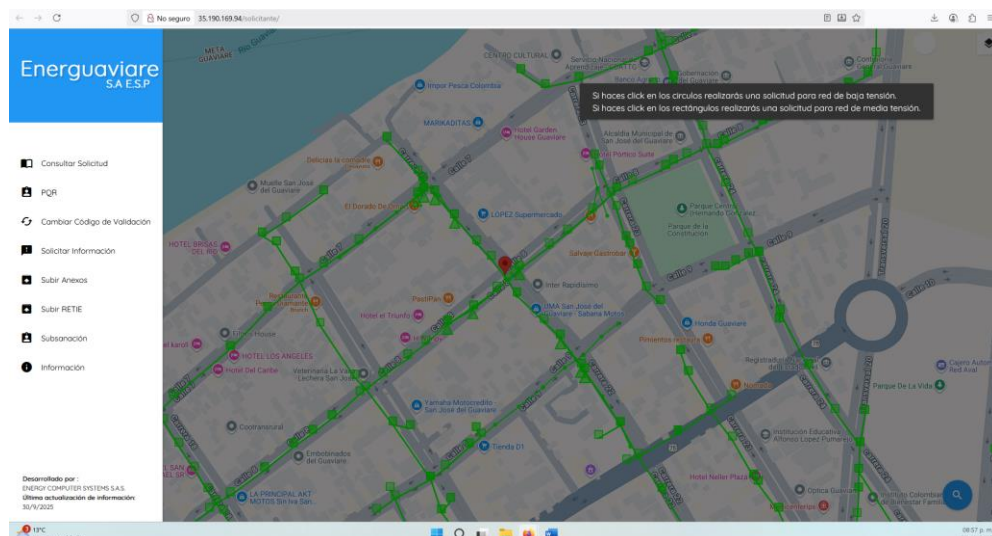
#### **5.4.10.1.3. Sistema de información de disponibilidad de la red**

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 ENERGUAVIARE para consultar la disponibilidad de la red, respecto a la cual en la Figura 18 se presenta un recorte de pantalla de esta.

**Figura 40.** Sistema de georreferenciación de ENERGUAVIARE SA ESP



Fuente: Página de ENERGUAVIARE

#### **5.4.10.1.4. Sistema de información para el trámite en línea**

En relación a lo presentado en la Figura anterior, si bien es posible consultar la totalidad de transformadores que hacen parte del mercado de ENERGUAVIARE SA ESP, se le consulto a la empresa el procedimiento que deben seguir los usuarios para realizar una solicitud del servicio posterior a esta etapa, frente a lo cual no fue posible consultar la plataforma, manifestando que al momento de realizar la Comisión se encontraban en proceso de reparación de la misma, indicando que en los momentos en que se el usuario requería información se podía comunicar telefónicamente o mediante correo electrónico con la empresa para recibir retroalimentación en relación a un proyecto en particular.

Al respecto, es importante mencionar que 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.»*

Frente a lo anterior, ENERGUAVIARE SA ESP indicó que aún no cuentan con la plataforma desarrollada 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.

#### **5.4.10.2. 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.

##### **5.4.10.2.1. Conexiones de proyectos tipo 1**

La regulación define los proyectos clase 1 como «(...) *proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.*»

En línea con lo anterior, ENERGUAVIARE SA ESP, al no disponer de redes en el STN o STR, no tiene conectados o en proceso de conexión proyectos clase 1.

##### **5.4.10.2.2. Conexiones de proyectos tipo 2**

Los proyectos clase 2 son definidos en la Regulación como «(...) *proyectos de conexión, o de modificación de condiciones de la conexión, de usuarios finales en los SDL.*»

En el desarrollo de la vista integral, se le solicitó al prestador que presentará los formatos a partir de los cuales tramitaba las solicitudes de conexión de potenciales usuarios, teniendo en cuenta que la Circular 001 de 2023 indica que:

*«(...) Con base en las disposiciones del capítulo VII de la Resolución CREG 075 de 2021, la CREG publica los formatos que deberán ser utilizados por los OR y los*

*usuarios interesados en conectarse o modificar su conexión a los Sistemas de Distribución Local del Sistema Interconectado Nacional.*

*Los OR podrán realizar adaptaciones de forma a estos formatos, pero no de contenido. Estos formatos podrán ser implementados a través de los diferentes medios que ofrezca el OR para la realización del trámite.»*

Respecto a lo cual se encontró que ENERGUAVIARE SA ESP, no se encontraba utilizando los formatos acordes a lo indicado en la Circular ibídem, aplicando formatos con adaptaciones particulares.

Adicionalmente, dicha circular también refiere que:

*«Tanto los formatos como el documento “Guía sobre formatos de solicitudes conexión de proyectos clase 2” que se publican con esta circular deberán encontrarse disponibles para consulta general y permanente en el sistema de información digital que debe tener dispuesto el OR, de que trata el artículo 41 de la Resolución CREG 075 de 2021.»*

Al respecto, el Operador manifestó que el documento no se encontraba disponible en su página web, por lo que una vez finalizada la comisión, ENERGUAVIARE SA ESP, creo el link “Conexión de proyectos clase 2-SDL CREG 075-2021”, donde adicional a disponer de dicho archivo para consulta de los interesados, adicionó los formatos que deben utilizar los usuarios para tramitar sus solicitudes de conexión.

Es importante señalar, que desde la DTGE se le hizo la observación que desde el año 2023 cuando fue emitida la Circular 001, el prestador debió haber realizado los ajustes necesarios

para alinearse con las exigencias regulatorias establecidas por la CREG dentro de un plazo de seis (6) meses a partir de su publicación.

Asimismo, se le indicó a la Empresa que debe comenzar a implementar los formatos exigidos para las solicitudes de servicio, factibilidades, rechazos, diseños, solicitud de recibo técnico y actas de recibo. En ese sentido, si bien ENERGUAVIARE SA ESP indicó que comenzaría a implementarlo dentro de sus procesos internos, constituye un presunto incumplimiento regulatorio a la fecha de realización de la visita Integral.

En el marco de las funciones asignadas a la DTGE, mediante el radicado SSPD No. 20242225023361 del 12/11/2024 se le había solicitado a ENERGUAVIARE SA ESP realizar el registro del documento “FORMATO SOLICITUDES CONEXIÓN CREG 075 de 2021” para verificar tiempos de respuesta en cada una de las etapas de las solicitudes de conexión conforme lo establecido en el Capítulo VII de la Resolución CREG 075 de 2021.

Posteriormente, a la fecha del desarrollo de la visita integral, no se encontró en el sistema de información documental de la entidad respuesta al radicado mencionado, razón por la cual, dentro de los compromisos suscritos, se le solicitó al prestador:

*«78. ACCESO A REDES: Remitir la información solicitada mediante el radicado SSPD No. 20242225023361. En lo correspondiente a proyectos en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021, se solicita actualizar la información a la fecha de la comisión.»*

Al momento de revisar la información remitida perteneciente a dicho compromiso, se encontró que diligenciaron el formato con información correspondiente a proyectos AGPE, y no con proyectos de conexión clase 1 como fue solicitado.

Posteriormente, como resultado de una solicitud de información a la empresa, mediante radicado SSPD No. 20255294630972 del 6/11/2025 con Asunto “Entrega de subsanaciones de los compromisos resultantes de la Evaluación Integral a la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.- (ENERGUAVIARE SA ESP) para la vigencia 2024” la empresa remitió el documento “Usuarios SDL Res CREG 075 2021” donde se listan usuarios conectados al SDL, así como el documento “FORMATO SOLICITUDES CONEXIÓN CREG 075 de 2021” sin haber ajustado la información conforme a la solicitud, manteniendo la remisión de proyectos AGPE en dicho formato.

Por tanto, no fue posible hacer una verificación de los tiempos de respuesta a lo largo de un proceso de solicitud de energización por parte de un potencial usuario del servicio de energía de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021.

#### **5.4.11. Plan de Gestión del riesgo de desastres**

El Plan de Gestión de Riesgo de Desastres del prestador ENERGUAVIARE SA ESP, denominado «*Plan de Gestión del Riesgo de Desastre Vigencia 2025*», homologa la metodología del PGRD, la cual es concebida para facilitar el logro del direccionamiento estratégico y la toma de decisiones, considerando la interacción entre los niveles de gestión con el entorno.

El Plan de Gestión de Riesgo de Desastres implementado por la empresa, aplica a las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica.

El documento de PGRD y anexos remitidos por ENERGUAVIARE SA ESP, 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.

#### **5.4.11.1.      *Proceso de conocimiento del riesgo***

El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de ENERGUAVIARE SA ESP, desarrolla un componente de conocimiento del riesgo amplio. La empresa identifica amenazas naturales como vendavales, descargas eléctricas e inundaciones, así como amenazas tecnológicas y operacionales entre las que se encuentran incendios, explosiones, derrames de combustibles, fallas en redes de energía y colapso de postes. Esta identificación toma en cuenta cada instalación crítica, incluyendo subestaciones, plantas diésel, sistemas fotovoltaicos y redes del SIN y de las ZNI, reconociendo la exposición y vulnerabilidad de la infraestructura eléctrica frente a eventos adversos. La identificación detallada de instalaciones y condiciones propias del departamento del Guaviare permite entender claramente los elementos que incrementan el riesgo, entre ellos el aislamiento geográfico, las condiciones climáticas extremas y la alta dependencia del transporte de combustibles en zonas remotas.

El conocimiento del riesgo también incorpora un inventario de sustancias peligrosas utilizadas en la operación, tales como aceites dieléctricos, combustibles y productos corrosivos. Este inventario contribuye a la identificación de escenarios de emergencia derivados del manejo inadecuado o derrame de materiales peligrosos, cumpliendo así uno de los requerimientos fundamentales del Decreto 2157 para caracterizar riesgos químicos y tecnológicos. Asimismo, el plan describe las actividades críticas que pueden desencadenar interrupciones o emergencias, como la operación de subestaciones, el manejo de plantas diésel y el mantenimiento de redes de media y alta tensión. Esto permite comprender de manera precisa cuáles son los procesos misionales más sensibles y que requieren mayor nivel de control.

Finalmente, el PGRD incluye una matriz de valoración del riesgo que mide probabilidad e impacto, clasificando cada riesgo en aceptable, tolerable, alto o extremo. La matriz considera impactos sobre la salud, el ambiente, la operación y la reputación, lo que permite priorizar los riesgos más significativos para la continuidad del servicio eléctrico.

#### **5.4.11.2.      *Proceso de reducción del riesgo***

El componente de reducción del riesgo del PGRD de ENERGUAVIARE SA ESP, está basado en acciones correctivas, prospectivas y de protección financiera, tal como lo establece el Decreto 2157. Las medidas correctivas están orientadas a intervenir los riesgos existentes y comprenden actividades como mantenimiento preventivo y correctivo de redes, podas técnicas para evitar contacto con líneas, apantallamiento contra descargas atmosféricas y control riguroso del almacenamiento y manipulación de combustibles. Estas acciones buscan reducir la probabilidad de fallas o eventos no deseados en la infraestructura eléctrica, especialmente en zonas donde los fenómenos climáticos y la falta de accesibilidad aumentan la vulnerabilidad.

Por su parte, las medidas prospectivas se enfocan en prevenir la creación de nuevos riesgos asociados al crecimiento del sistema eléctrico. Estas incluyen la implementación de normas técnicas en nuevas instalaciones, mejoras técnicas en el diseño de la infraestructura, y la expansión planificada y segura del sistema eléctrico. Estas acciones prospectivas permiten anticiparse a futuros escenarios de riesgo y son completamente consistentes con la gestión preventiva del Decreto 2157.

El plan también incorpora elementos de protección financiera, tales como la transferencia de riesgos mediante seguros y conceptos de manejo financiero ante eventos adversos. Aunque este aspecto está presente en el documento, requiere mayor detalle para cumplir plenamente

las expectativas del Decreto, que exige definir claramente los mecanismos de financiación, las coberturas y las estrategias de respaldo económico que garanticen la recuperación ante emergencias. No obstante, la inclusión de este componente muestra que la empresa reconoce la importancia de mantener un esquema financiero preparado ante posibles desastres.

#### **5.4.11.3.      *Proceso de manejo del desastre.***

El componente de manejo del desastre en el PGRD de ENERGUAVIARE SA ESP, se centra en la preparación, la respuesta y la recuperación ante emergencias. Para la preparación, la empresa cuenta con brigadas especializadas en incendios, evacuación, primeros auxilios y manejo ambiental, además de realizar entrenamientos y simulacros periódicos que permiten mantener la capacidad de respuesta de los trabajadores. También se destacan los protocolos de comunicación interna y externa, así como los lineamientos para la notificación de emergencias al centro de control, lo que garantiza una cadena de comunicación clara y eficiente durante un evento adverso.

En cuanto a la respuesta, el PGRD presenta procedimientos operativos detallados para la atención de fallas en redes de media y alta tensión, los cuales incluyen pasos secuenciales para el despeje de fallas, verificación de condiciones de seguridad y restablecimiento progresivo del servicio. Estos procedimientos ofrecen claridad técnica y metodológica para la intervención operativa, asegurando que el personal actúe bajo criterios de seguridad y eficiencia. El Decreto 2157 exige que las entidades cuenten con protocolos de respuesta inmediatos y claros.

Finalmente, el componente de recuperación contempla el restablecimiento del servicio mediante la priorización de cargas críticas y el uso de bitácoras operativas que permiten

documentar y evaluar el proceso de reposición. Si bien el plan aborda la fase de recuperación inmediata, aún puede fortalecerse en aspectos de rehabilitación a mediano y largo plazo, como la reconstrucción de infraestructura afectada y la restauración completa de condiciones normales de operación. No obstante, el documento cumple el requisito básico del Decreto 2157 en materia de restablecimiento funcional posterior a un evento

Al respecto, es preciso indicar que consecuente 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.

## **5.5 Aspectos comerciales**

Según la información reportada en el SUI, al cierre del año 2024, ENERGUAVIARE SA ESP registró un total de 29.432 usuarios en el Mercado Regulado y 0 usuarios en el Mercado No Regulado, donde las actividades se ejecutaron principalmente en los departamentos de Meta y Guaviare. El prestador atiende usuarios de los sectores residencial, industrial, comercial, oficial, provisional y alumbrado público.

### **5.5.1.Generalidades-Usuarios y Consumos**

En la siguiente Tabla, se muestra información de usuarios por estrato y sector para las vigencias 2023 y 2024 con cierre en el mes de diciembre:

**Tabla 38.** Cantidad de usuarios al cierre de diciembre de 2023 y 2024 por Estrato Sector

| AÑO                     | Usuarios SUI<br>2023 | Usuarios SUI<br>2024 | Variación %  |
|-------------------------|----------------------|----------------------|--------------|
| Estrato 1               | 16900                | 17867                | 5.72%        |
| Estrato 2               | 7040                 | 7271                 | 3.28%        |
| Estrato 3               | 1300                 | 1291                 | -0.69%       |
| Estrato 4               | 11                   | 11                   | 0.00%        |
| Industrial              | 24                   | 23                   | -4.17%       |
| Comercial               | 2457                 | 2456                 | -0.04%       |
| Oficial                 | 452                  | 463                  | 2.43%        |
| Provisional             | 2                    | 15                   | 650.00%      |
| AP                      | 4                    | 46                   | 1050.00%     |
| <b>USUARIOS_TOTALES</b> | <b>28190</b>         | <b>29443</b>         | <b>4.44%</b> |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – TC2

Durante las vigencias 2023 y 2024, se registró un aumento de 1.253 usuarios, equivalente a un incremento del 4.44%. Este crecimiento se observa principalmente en los estratos 1, 2, provisionales y alumbrado público respecto al año inmediatamente anterior.

Así mismo, la empresa reporta para los meses de diciembre de 2023 y 2024, información de usuarios regulados y usuarios del mercado no regulado.

**Tabla 39.** Cantidad de usuarios Regulados y No Regulado al cierre de diciembre de 2023 y 2024

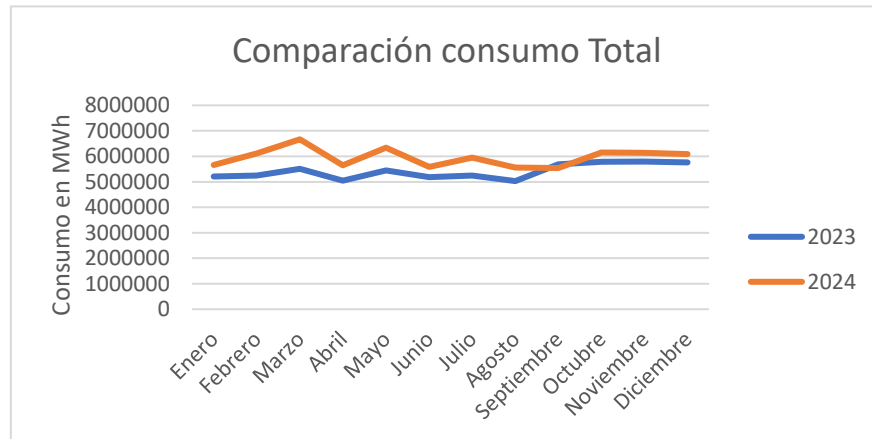
| Tipo Mercado | Usuarios Diciembre<br>2023 | Usuarios Diciembre<br>2024 |
|--------------|----------------------------|----------------------------|
| No Regulada  | 0                          | 0                          |
| Regulada     | 28.201                     | 29.432                     |

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – TC2

Como se muestra en la Tabla 39, el 100% de los usuarios que atiende el prestador son regulados y se evidencia un aumento del 4,18% en sus usuarios regulados. El prestador no reporta usuarios del mercado No regulado ante el SUI.

Respecto al comparativo de la demanda de energía mensual, la en la siguiente Figura se podrá observar el comportamiento:

**Figura 19.** Comparativo del consumo total kWh de ENERGUAVIARE SA ESP 2023-2024



Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – TC2

A partir de la Figura 19, para el año 2024 se puede evidenciar un aumento en los consumos del 9.13%. El mes de septiembre de 2024 corresponde con el mes en el que menos se presentó consumo o demanda de energía según la información analizada.

La información consolidada en las tablas y figuras anteriores del presente numeral proviene del Sistema Único de Información (SUI) de los formatos **TC1. Inventario de Usuarios** y **TC2. Facturación de Usuarios**.

#### ***5.5.2. Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y energía reactiva***

En esta sección se abordan los temas relacionados a los usuarios AGPE, como se le factura la energía reactiva a este tipo de usuarios y en complemento, como se realiza la facturación de energía reactiva de manera general.

##### ***5.5.2.1. Facturación a usuarios AGPE***

En cuanto a este aspecto, se solicita a la empresa información sobre la existencia de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y si la expedición de las Resoluciones CREG

135 y 174 de 2021 tuvo algún impacto en su sistema comercial. Asimismo, se consulta sobre el proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE y el procedimiento que se sigue para participar en el control automático de tensión, con el fin de evitar el cobro de energía reactiva, tanto inductiva como capacitiva.

Al respecto, la empresa informó que, a la fecha de la evaluación, no cuenta con usuarios AGPE, sin embargo, el indicó que si cuenta con seis (6) solicitudes de usuarios potenciales AGPE en curso. Para la legalización de los usuarios se considera necesario mencionar que se deberá evaluar lo relacionado con el control automático de tensión, el cual exonera a los futuros usuarios del cobro de energía reactiva. Además, señaló que dispone en su página web de la infraestructura necesaria para que los clientes consulten el sistema de distribución y la potencia requerida, así mismo manifestó que divulgara el acuerdo especial preparado para su inclusión en el contrato de condiciones uniformes.

#### **5.5.2.2. Facturación de Energía Reactiva**

Previo a la visita de evaluación se le requirió a la empresa remitir una base de datos para validar la correcta aplicación de la metodología de facturación de energía reactiva en función de las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018, en particular de las reglas asociadas al denominado «Factor M». En una primera verificación, de parte de la SSPD se identificó que, de la información remitida por la empresa, existían inconsistencias en la aplicación de la metodología del incremento de dicha variable. El prestador no aplica el incremento en el factor multiplicador M y no se evidenció la implementación del cobro del exceso de energía inductiva capacitiva que trata el capítulo 12 de la misma resolución. Al respecto, la empresa informa que este se encuentra implementado las modificaciones en el

sistema comercial. En atención a la facturación de energía reactiva capacitiva se recuerda que, el cobro requiere de medidor calibrado en los cuatro cuadrantes de energía.

En ese sentido, se solicitó a la empresa revisar la parametrización del Factor M en su sistema comercial, en conjunto con las reglas de aplicables a esta variable e informar a la SSPD de los ajustes realizados en caso de haberse requerido.

### **5.5.3. Código de Medida**

De manera particular se revisaron algunas disposiciones del Código de Medida. En primer lugar, se realizan revisiones de la base de datos remitida por la empresa a la SSPD respecto de las características de los elementos de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC de las cuales ENERGUAVIARE SA ESP es el representante de frontera. Al respecto, no se encuentran reportes que puedan generar algún interés particular dado que se reportan dentro de los parámetros que exige la regulación y más cuando la única frontera comercial, fue sometida a la verificación por parte de los agentes verificadores dentro del marco de las verificaciones quinquenales, dando como resultado *«conforme con el Código de Medida»*.

Sobre el registro de fronteras comerciales ante el ASIC, para las fronteras de distribución, se evidencio que el prestador no realizo el procedimiento establecido en las resoluciones CREG 157 de 2011 y CREG 038 de 2021. Así las cosas, el prestador remitió un comunicado informando lo siguiente:

*«Se ha reportado al formato SUI CS4 el inventario para los puntos de medición en las barras de 34.5kV y 13.2kV con la nomenclatura del código del punto de medida respectivo definidos por Energuaviare. Este reporte se empezó a realizar desde agosto de 2023, sin embargo, la empresa no ha realizado el registro de las fronteras de*



distribución a través de las plataformas de XM, como lo establece la resolución CREG 038 de 2014. Para el caso de Energuaviare, quien aún no ha hecho el registro de las fronteras de distribución a XM, se solicitará a XM proveer los aplicativos y formatos requeridos para el proceso de capacitación, creación y actualización necesaria para cumplir con los requisitos regulatorios.» (subrayado fuera del texto).

#### **5.5.4. Sobre Artículo 19 de la Resolución CREG 038 de 2014**

Sobre este apartado en particular, en el marco de la evaluación se le requirió a la empresa una base de datos de los usuarios que estuvieran conectados a través de un transformador exclusivo, donde se encuentra varias fronteras que no cumplen con dicho artículo.

De manera general, la empresa parece no considerar ajustarse a la normatividad vigente al momento del registro o creación de usuarios en el sistema comercial. Dado que varias fronteras nuevas, con posterioridad al año 2018, aparentemente no dan cumplimiento al artículo 19 del Código de Medida al contar con sistemas de medida que no coinciden con el punto de conexión o por el lado de baja tensión del transformador. Expuesto lo anterior y de acuerdo con la información remitida por la empresa, presuntamente existen fronteras comerciales representadas por Energuaviare que no cumplen el artículo 19.

Por otra parte, las fronteras cuentan con un esquema de comunicaciones cifrado para cada medidor que se conecta al Centro de Gestión de Medida (CGM). El software especializado, permite la comunicación con los medidores y almacenar los datos descargados. La información extraída de los medidores al momento de realizar la consulta se envía al CGM, donde se aplica un protocolo de protección de datos, de acuerdo con lo requerido por el Código de Medida. En caso de identificar una falla en la comunicación o dificultad para consultar los registros del medidor, que no puedan subsanarse de forma remota, se

programan visitas técnicas dentro de los plazos establecidos por el ASIC. Tras interrogar los medidores, el CGM permite que los datos descargados sean concentrados y almacenados en una base de datos, tal como lo establece el artículo 18 del Código de Medida. Tal como lo establece el mismo artículo, el CGM puede emplear el mismo software para la validación de datos con la información extraída, revisando la coherencia en la información.

El administrador del CGM asigna privilegios especiales para el acceso a los equipos únicamente al personal autorizado. De acuerdo con lo señalado por la prestadora, el sistema de medida cuenta con un esquema de protección de datos alineado a los requisitos del artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014. De la misma manera, se emplean mecanismos de protección y seguridad en los equipos del sistema de medida.

Sobre el CGM, la empresa también publicó el informe final para el periodo evaluado, sobre la gestión de la medición del que habla el artículo 40 y el anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014. En el informe publicado, se destaca que se lleva un estricto control sobre las fallas, encontrando que la prestadora no presentó fallas reportadas ante el ASIC durante el año 2024.

#### ***5.5.5.Subsidios FOES y FSSRI***

Al momento de realizar la revisión de la información suministrada y la reportada mediante el Sistema Único de Información (SUI) se evidenció una diferencia, se verificó la información por parte de la empresa y esta indicó que las diferencias presentadas estaban dadas a los ajustes realizados a la facturación.

**Tabla 40.** Subsidios FOES – FSSRI y contribuciones

| AÑO  | PERIODO | SUBSIDIO OTORGADO      | SUBSIDIO REPORTADO EN SUI     | DIFERENCIA      |
|------|---------|------------------------|-------------------------------|-----------------|
| 2023 | T1      | \$ 2.592.169.887       | \$ 2.588.953.541              | -\$ 3.216.346   |
|      | T2      | \$ 2.707.282.880       | \$ 2.707.364.725              | \$ 81.845       |
|      | T3      | \$ 2.797.227.889       | \$ 2.797.239.795              | \$ 11.906       |
|      | T4      | \$ 2.990.503.303       | \$ 2.992.179.431              | \$ 1.676.128    |
| 2024 | T1      | \$ 3.169.227.433       | \$ 3.136.914.106              | -\$ 32.313.327  |
|      | T2      | \$ 3.375.506.622       | \$ 3.274.622.124              | -\$ 100.884.498 |
|      | T3      | \$ 3.385.713.373       | \$ 3.388.957.246              | \$ 3.243.873    |
|      | T4      | \$ 3.485.660.869       | \$ 3.443.828.475              | -\$ 41.832.394  |
| 2025 | T1      | \$ 3.908.268.533       | \$ 3.902.784.549              | -\$ 5.483.984   |
| AÑO  | PERIODO | CONTRIBUCIÓN FACTURADA | CONTRIBUCIÓN REPORTADA EN SUI | DIFERENCIA      |
| 2023 | T1      | \$ 434.165.698         | \$ 433.010.867                | -\$ 1.154.831   |
|      | T2      | \$ 437.174.435         | \$ 437.547.793                | \$ 373.358      |
|      | T3      | \$ 457.093.543         | \$ 461.487.757                | \$ 4.394.214    |
|      | T4      | \$ 510.666.897         | \$ 512.406.348                | \$ 1.739.451    |
| 2024 | T1      | \$ 534.832.287         | \$ 557.598.781                | \$ 22.766.494   |
|      | T2      | \$ 544.367.579         | \$ 543.848.109                | -\$ 519.470     |
|      | T3      | \$ 562.958.210         | \$ 562.788.630                | -\$ 169.580     |
|      | T4      | \$ 590.641.912         | \$ 590.197.089                | -\$ 444.823     |
| 2025 | T1      | \$ 665.513.728         | \$ 666.894.078                | \$ 1.380.350    |

Fuente: SSPD

Se realizarán los ajustes pertinentes y la solicitud de reversión del formato TC2 - Facturación a Usuarios para las vigencias 2023, 2024 y 2025.

#### **5.5.5.1. Análisis Suscriptores**

Se verifico el número de usuarios reportados por la empresa con respecto a la información suministrada mediante el formato TC1 - Caracterización de Usuarios y TC2 - Facturación a usuarios para la vigencia 2023 a 2025.

- Usuarios residenciales

**Tabla 41. Usuarios Residenciales**

| AÑO  | MES DE FACTURA | ESTRATO 1 |        |            | ESTRATO 2 |       |            | ESTRATO 3 |       |            |
|------|----------------|-----------|--------|------------|-----------|-------|------------|-----------|-------|------------|
|      |                | REPORTADO | SUI    | DIFERENCIA | REPORTADO | SUI   | DIFERENCIA | REPORTADO | SUI   | DIFERENCIA |
| 2023 | Enero          | 16.235    | 16.235 | 0          | 6.840     | 6.840 | 0          | 1.296     | 1.297 | -1         |
| 2023 | Febrero        | 16.235    | 16.278 | -43        | 6.840     | 6.840 | 0          | 1.296     | 1.296 | 0          |
| 2023 | Marzo          | 16.235    | 16.392 | -157       | 6.840     | 6.870 | -30        | 1.296     | 1.281 | 15         |
| 2023 | Abril          | 16.235    | 16.457 | -222       | 6.840     | 6.883 | -43        | 1.296     | 1.278 | 18         |
| 2023 | Mayo           | 16.235    | 16.527 | -292       | 6.840     | 6.897 | -57        | 1.296     | 1.286 | 10         |
| 2023 | Junio          | 16.235    | 16.596 | -361       | 6.840     | 6.912 | -72        | 1.296     | 1.286 | 10         |
| 2023 | Julio          | 16.235    | 16.650 | -415       | 6.840     | 6.925 | -85        | 1.296     | 1.292 | 4          |
| 2023 | Agosto         | 16.235    | 16.710 | -475       | 6.840     | 6.941 | -101       | 1.296     | 1.293 | 3          |
| 2023 | Septiembre     | 16.235    | 16.778 | -543       | 6.840     | 6.963 | -123       | 1.296     | 1.298 | -2         |
| 2023 | Octubre        | 16.235    | 16.813 | -578       | 6.840     | 6.979 | -139       | 1.296     | 1.304 | -8         |
| 2023 | Noviembre      | 16.235    | 16.843 | -608       | 6.840     | 7.019 | -179       | 1.296     | 1.305 | -9         |
| 2023 | Diciembre      | 16.235    | 16.900 | -665       | 6.840     | 7.042 | -202       | 1.296     | 1.300 | -4         |
| 2024 | Enero          | 16.927    | 16.927 | 0          | 7.057     | 7.057 | 0          | 1.293     | 1.293 | 0          |
| 2024 | Febrero        | 16.927    | 16.985 | -58        | 7.057     | 7.093 | -36        | 1.293     | 1.293 | 0          |
| 2024 | Marzo          | 16.927    | 17.023 | -96        | 7.057     | 7.107 | -50        | 1.293     | 1.293 | 0          |
| 2024 | Abril          | 16.927    | 17.139 | -212       | 7.057     | 7.126 | -69        | 1.293     | 1.288 | 5          |
| 2024 | Mayo           | 16.927    | 17.195 | -268       | 7.057     | 7.142 | -85        | 1.293     | 1.285 | 8          |
| 2024 | Junio          | 16.927    | 17.249 | -322       | 7.057     | 7.159 | -102       | 1.293     | 1.284 | 9          |
| 2024 | Julio          | 16.927    | 17.321 | -394       | 7.057     | 7.175 | -118       | 1.293     | 1.284 | 9          |
| 2024 | Agosto         | 16.927    | 17.424 | -497       | 7.057     | 7.190 | -133       | 1.293     | 1.285 | 8          |
| 2024 | Septiembre     | 16.927    | 17.591 | -664       | 7.057     | 7.219 | -162       | 1.293     | 1.284 | 9          |
| 2024 | Octubre        | 16.927    | 17.664 | -737       | 7.057     | 7.229 | -172       | 1.293     | 1.290 | 3          |
| 2024 | Noviembre      | 16.927    | 17.842 | -915       | 7.057     | 7.246 | -189       | 1.293     | 1.292 | 1          |
| 2024 | Diciembre      | 16.927    | 17.867 | -940       | 7.057     | 7.271 | -214       | 1.293     | 1.291 | 2          |
| 2025 | Enero          | 17.939    | 17.013 | 926        | 17.939    | 7.024 | 10.915     | 17.939    | 1.262 | 16.677     |
| 2025 | Febrero        | 17.962    | 17.962 | 0          | 17.962    | 7.302 | 10.660     | 17.962    | 1.295 | 16.667     |

Fuente: SSPD

- Usuarios no residenciales

**Tabla 42. Usuarios No Residenciales**

| Año  | Mes de Factura | Comercial | Reporte SUI | Diferencia | Industrial | Reporte SUI | Diferencia |
|------|----------------|-----------|-------------|------------|------------|-------------|------------|
| 2023 | Enero          | 2427      | 2.411       | -16        | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Febrero        | 2427      | 2.399       | -28        | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Marzo          | 2427      | 2.407       | -20        | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Abril          | 2427      | 2.414       | -13        | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Mayo           | 2427      | 2.418       | -9         | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Junio          | 2427      | 2.424       | -3         | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Julio          | 2427      | 2.428       | 1          | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Agosto         | 2427      | 2.434       | 7          | 20         | 24          | 4          |

| Año  | Mes de Factura | Comercial | Reporte SUI | Diferencia | Industrial | Reporte SUI | Diferencia |
|------|----------------|-----------|-------------|------------|------------|-------------|------------|
| 2023 | Septiembre     | 2427      | 2.442       | 15         | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Octubre        | 2427      | 2.455       | 28         | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Noviembre      | 2427      | 2.450       | 23         | 20         | 24          | 4          |
| 2023 | Diciembre      | 2427      | 2.457       | 30         | 20         | 24          | 4          |
| 2024 | Enero          | 2463      | 2.463       | 0          | 2463       | 24          | -2.439     |
| 2024 | Febrero        | 2465      | 2.465       | 0          | 2465       | 23          | -2.442     |
| 2024 | Marzo          | 2434      | 2.434       | 0          | 2434       | 23          | -2.411     |
| 2024 | Abril          | 2420      | 2.420       | 0          | 2420       | 23          | -2.397     |
| 2024 | Mayo           | 2424      | 2.424       | 0          | 2424       | 23          | -2.401     |
| 2024 | Junio          | 2430      | 2.430       | 0          | 2430       | 23          | -2.407     |
| 2024 | Julio          | 2429      | 2.429       | 0          | 2429       | 23          | -2.406     |
| 2024 | Agosto         | 2438      | 2.438       | 0          | 2438       | 23          | -2.415     |
| 2024 | Septiembre     | 2438      | 2.439       | 1          | 2438       | 23          | -2.415     |
| 2024 | Octubre        | 2451      | 2.451       | 0          | 2451       | 23          | -2.428     |
| 2024 | Noviembre      | 2453      | 2.454       | 1          | 2453       | 23          | -2.430     |
| 2024 | Diciembre      | 2456      | 2.456       | 0          | 2456       | 23          | -2.433     |
| 2025 | Enero          | 2465      | 2.392       | -73        | 2465       | 23          | -2.442     |
| 2025 | Febrero        | 2470      | 2.470       | 0          | 2470       | 41          | -2.429     |

Fuente: SSPD

La empresa realizó la verificación correspondiente y encontró inconsistencias en la información reportada para el primer trimestre de 2025 en el formato TC1 - Caracterización de Usuarios, por lo cual solicitará la reversión de dicho formato para el año 2025. Asimismo, se evidenció que el prestador no presentó información que permitiera verificar los datos correspondientes a las vigencias 2023 y 2024. En consecuencia, las diferencias persisten y se consideran un hallazgo.

#### **5.5.5.2. Análisis subsidios y contribuciones presentadas ante el ministerio**

Verificación información suministrada mediante los formatos TC2 - Facturación a Usuarios Y S1 - Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES

Se verificó la información de las conciliaciones para subsidios y contribuciones presentadas ante el Ministerio de Minas y Energía (Formato 1), los formatos TC2 - Facturación a Usuarios, S1 - Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2 - Giros Recibidos y

Efectuados y S10 - Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudas Después de Conciliado su No Recaudo.

El prestador identificó las inconsistencias y después de verificar la información para las vigencias del 2023, 2024 y el primer trimestre del 2025, procedió a solicitar la reversión de la información del formato S1 - Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, lo anterior dado a unos ajustes realizados en los periodos de facturación.

Para el formato S10 - Contribuciones No Recaudadas se procedió a dar corrección a la información reportados para los meses de mayo, junio, septiembre, y octubre del 2023 y marzo del 2024.

Para el formato S2 - Giros Recibidos y Efectuados se evidenció diferencias para el mes de abril del 2023.

**Tabla 43. Giros Recibidos y Efectuados**

| AÑO  | TRI<br>MES<br>TRE | S1                   | S2                | S1                    | S2   |
|------|-------------------|----------------------|-------------------|-----------------------|------|
|      |                   | GIROS RECIBIDOS (\$) |                   | GIROS EFECTUADOS (\$) |      |
| 2023 | 1                 | -\$ 3.416.017.508    | -\$ 3.416.017.508 | \$ 0                  | \$ 0 |
|      | 2                 | -\$ 1.706.698.008    | -\$ 1.066.686.255 | \$ 0                  | \$ 0 |
|      | 3                 | -\$ 3.451.665.640    | \$ 0              | \$ 0                  | \$ 0 |
|      | 4                 | -\$ 1.142.233.830    | \$ 0              | \$ 0                  | \$ 0 |
| 2024 | 1                 | -\$ 3.786.695.600    | \$ 0              | \$ 0                  | \$ 0 |
|      | 2                 | -\$ 1.948.712.652    | \$ 1.204.212.574  | \$ 0                  | \$ 0 |
|      | 3                 | -\$ 1.555.905.888    | -\$ 2.000.000     | \$ 0                  | \$ 0 |
|      | 4                 | \$ 0                 | \$ 0              | \$ 0                  | \$ 0 |
| 2025 | 1                 | -\$ 1.242.379.438    | \$ 0              | \$ 0                  | \$ 0 |

| TRIMESTRE |   | TC2/F2                  | S1                            | TC2/F2   | S1   | S1   | S1   | S1                   |
|-----------|---|-------------------------|-------------------------------|--|--|--|--|----------------------|
|           |   | SUBSIDIOS OTORGADOS(\$) | CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$) | CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$) | GIROS RECIBIDOS (\$) |
| 2023      | 1 | -\$ 3.216.346           | \$ 3.868.880                  | -\$ 1.154.897  | -\$ 1.958.645  | \$ 0   | -\$ 1.122.130  | -\$ 3.416.017.508    |
|           | 2 | \$ 81.311               | \$ 456.974                    | \$ 373.358   | \$ 234.488   | \$ 0   | \$ 11.018.862  | -\$ 1.706.698.008    |
|           | 3 | \$ 10.011.906           | \$ 10.000.000                 | \$ 4.393.214   | -\$ 4.800.506  | \$ 0   | -\$ 833.311  | -\$ 3.451.665.640    |
|           | 4 | \$ 1.676.128            | -\$ 48.428                    | \$ 1.739.451   | \$ 38.886  | \$ 725.906   | -\$ 1.104.618  | -\$ 1.142.233.830    |
| 2024      | 1 | \$ 2.187.129            | -\$ 573.188.666               | \$ 22.766.494  | -\$ 102.625.168  | \$ 660.298   | -\$ 855.877  | -\$ 3.786.695.600    |
|           | 2 | -\$ 18.985              | -\$ 667.766.234               | -\$ 519.470  | -\$ 106.958.656  | \$ 2.530   | \$ 0   | -\$ 1.948.712.652    |
|           | 3 | \$ 3.879.495            | -\$ 588.485.484               | -\$ 167.580  | -\$ 110.662.173  | -\$ 2.117.395  | \$ 592.373   | -\$ 1.555.905.888    |
|           | 4 | -\$ 566.220             | -\$ 495.205.994               | -\$ 444.823  | -\$ 79.936.129   | \$ 946.953   | -\$ 303.143  | \$ 0                 |
| 2025      | 1 | -\$ 5.483.984           | -\$ 128.543.501               | \$ 1.380.350   | -\$ 1.915.087  | \$ 0   | \$ 106.505   | -\$ 1.242.379.438    |

| Nº   | TRIMESTRE | S1   | S10  | S1   | S10  |
|------|-----------|--|--|--|--|
|      |           | 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 (\$) |
| 2023 | 1         | \$ 0   | \$ 0   | -\$ 1.122.130  | \$ 0   |
|      | 2         | \$ 0   | \$ 9.987.924   | \$ 11.018.862  | \$ 87.663.180  |
|      | 3         | \$ 0   | \$ 0   | -\$ 833.311  | \$ 31.882.076  |
|      | 4         | \$ 725.906   | \$ 725.904   | -\$ 1.104.618  | \$ 0   |
| 2024 | 1         | \$ 660.298   | \$ 90  | -\$ 855.877  | \$ 10  |
|      | 2         | \$ 2.530   | -\$ 355.684  | \$ 0   | \$ 355.684   |
|      | 3         | -\$ 2.117.395  | \$ 0   | \$ 592.373   | \$ 0   |
|      | 4         | \$ 946.953   | \$ 0   | -\$ 303.143  | \$ 0   |
| 2025 | 1         | \$ 0   | \$ 0   | \$ 106.505   | \$ 0   |

Fuente: SSPD

### 5.5.5.3. Contribuciones

Se verificó la información enviada inicialmente por el prestador donde se identificaron dos usuarios los cuales no se encontraban relacionados en el formato S6 - Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria, relacionados bajo la siguiente actividad económica:

**Tabla 44.** Contribuciones Actividad Económica

| ACTIVIDAD ECONOMICA | DESCRIPCIÓN  |
|---------------------|--|
| <b>1081</b>         | El comercio al por menor de productos de panadería                     |
| <b>1104</b>         | La producción de aguas minerales naturales y otras aguas embotelladas. |

Fuente: SSPD

Adicional a lo anterior al momento de verificar la información para las vigencias 2023, 2024 y 2025 se evidencia la relación de una actividad económica que según el Decreto 2860 del 2013 NO ESTA EXENTA del pago de contribución:

**Tabla 45.** Actividad Económica No exenta

| ACTIVIDAD ECONOMICA | DESCRIPCION   |
|---------------------|---|
| 4731                | Comercio al por menor de combustible para automotores |

Fuente: SSPD

Se le solicitó al prestador verificar la información reportada para este periodo de tiempo dado que todo el registro corresponde a un mismo usuario y él envió de la documentación presentada por los usuarios para aplicar a este beneficio tributario.

El prestador presentó un cálculo con el impacto financiero indicando una contribución de \$11.486.497 no cobrada, se procedió a verificar la documentación suministrada por el prestador para este tipo de usuario y a partir de lo expuesto anteriormente el prestador procede hacer las respectivas correcciones en los formatos TC1 – Caracterización de Usuarios, TC2 – Facturación a Usuarios y S6 - Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria.

#### **5.5.5.4.      *Publicación Informe Subsidios***

Se verificó la información enviada inicialmente por la empresa, pero esta no era clara con la información que presuntamente se le presento a la comunidad en su momento sobre el uso o destino de los recursos recibidos y su ejecución sobre los subsidios.



El prestador envía la documentación requerida donde se certifica el uso de medio de comunicación (Estaciones de radio) como medio de difusión de la información.

#### **5.5.5.5. Concurso Económico**

Se evidenció inicialmente en los formatos TC1 – Caracterización de Usuarios y TC2 - Facturación a Usuarios la atención de usuarios para los municipios PUERTO CONCORDIA, SAN JOSÉ DEL GUAVIARE, CALAMAR, EL RETORNO y MIRAFLORES. El prestador verificó la información, indicó y certificó que no se presta el servicio de energía en el municipio MIRAFLORES.

#### **5.5.6. Aspectos tarifarios**

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 GUAVIARE.

*“(…) **Usuario regulado:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (…)”*

#### **5.5.6.1. Análisis por componente del Costo Unitario CU**

Es importante señalar que los valores totales presentados para en análisis de cada componente, para el año 2024, corresponden a la información reportada por ENERGUAVIARE SA ESP en el Formato T3 – Tarifas Publicadas y su anexo, debido a que el Formato T7 no se encuentra certificado ante el SUI para la vigencia completa, específicamente los meses de agosto, septiembre y octubre de 2024. Para los meses en los que, si existe certificación del T7, se realizó la verificación y consistencia frente a la

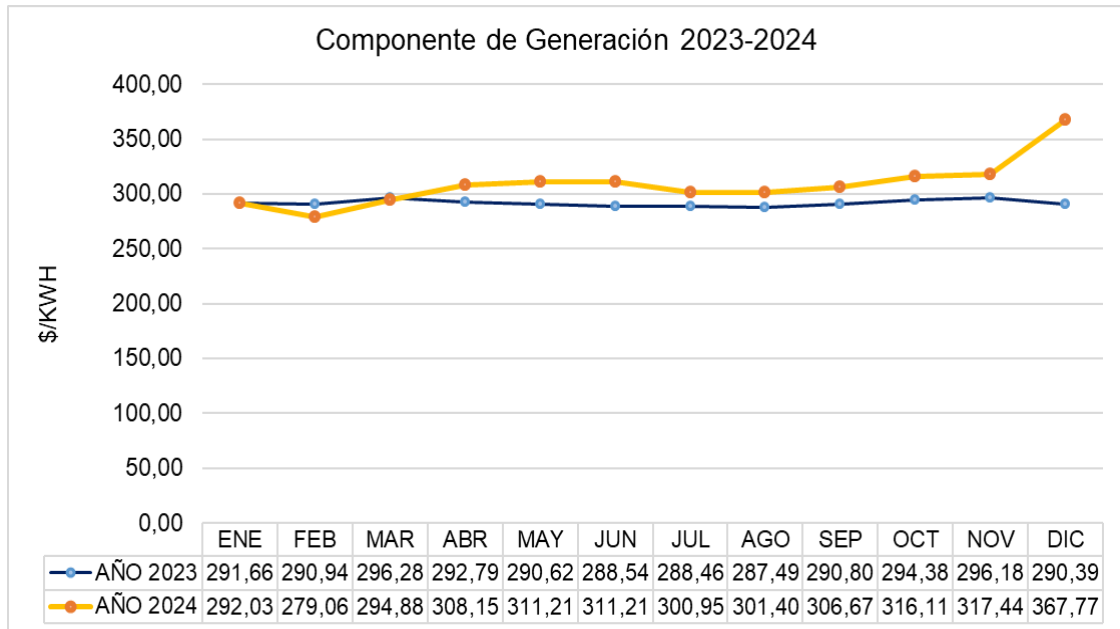
información del anexo del T3. En consecuencia, la serie utilizada para el análisis se construyó con base en la información disponible y validada.

**5.5.6.1.1. Componente de Generación**

El Componente de Generación permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, compras en bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Este componente es calculado de acuerdo a la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018 y la Resolución CREG 129 de 2019, CREG 101 002 de 2022.

Para el periodo de análisis, el componente de Generación registró un costo de 308,91 \$/kWh, lo que representó un incremento del 6% respecto al año anterior. Así mismo, se identificó que para el año 2024, la demanda de energía fue atendida en promedio en un 84% mediante contratos bilaterales, 12% mediante compras de energía en bolsa y 4% mediante energía proveniente de la subasta adjudicada por el Ministerio de Minas y energía. Las variaciones observadas para la vigencia 2024 pueden atribuirse a la combinación de precio de bolsa y el nivel de exposición del prestador a la misma.

**Figura 20.** Componente de Generación 2023 - 2024



**Fuente:** Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

Si bien uno de los objetivos del presente informe es mostrar la evolución y el comportamiento de los distintos mecanismos de compra de energía contemplados en la regulación, es importante señalar, que el cálculo del promedio se efectuó únicamente con la información disponible. Lo anterior debido a que ENEGUAVIARE SA ESP no cuenta con la información certificada ante el SUI para los formatos tarifarios T9 y T7 para los meses de agosto, septiembre y octubre de 2024, lo cual limita la posibilidad de evaluar el comportamiento anual completo de los mecanismos de compra de energía contemplados en la regulación.

#### **5.5.6.1.2. 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. Este 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. Se aclara que los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente. Teniendo en cuenta lo anterior, a continuación, se relaciona el valor del componente de Transmisión cobrado por ENERGUAVIARE SA ESP a sus usuarios durante el año 2023 y 2024.

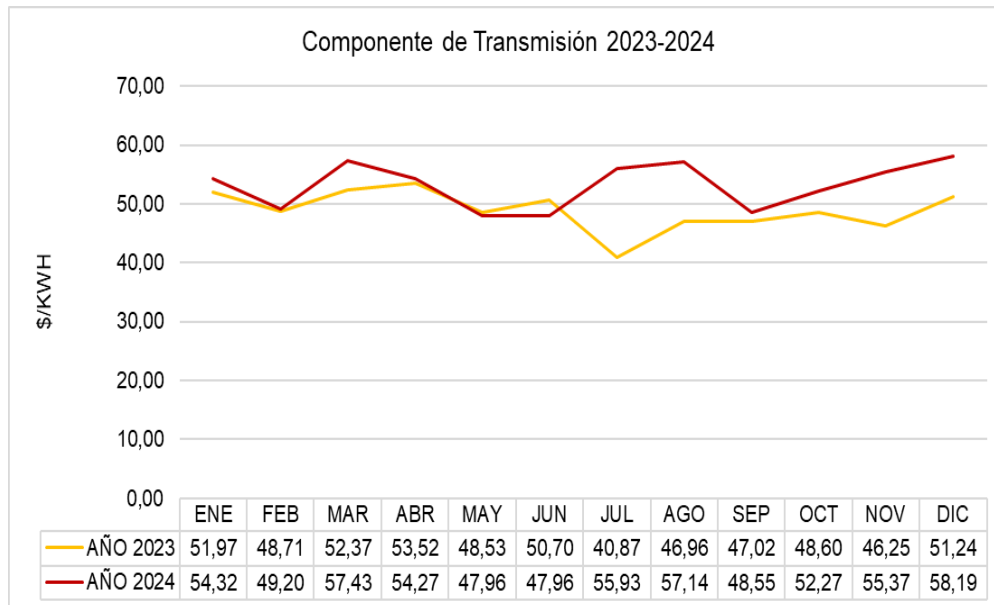
**Tabla 46.** Comportamiento Componente de Transmisión

| MES             | AÑO 2023     | AÑO 2024     | % Variación |
|-----------------|--------------|--------------|-------------|
| ENERO           | 51,97        | 54,32        | 4%          |
| FEBRERO         | 48,71        | 49,20        | 1%          |
| MARZO           | 52,37        | 57,43        | 9%          |
| ABRIL           | 53,52        | 54,27        | 1%          |
| MAYO            | 48,53        | 47,96        | -1%         |
| JUNIO           | 50,70        | 47,96        | -6%         |
| JULIO           | 40,87        | 55,93        | 27%         |
| AGOSTO          | 46,96        | 57,14        | 18%         |
| SEPTIEMBRE      | 47,02        | 48,55        | 3%          |
| OCTUBRE         | 48,60        | 52,27        | 7%          |
| NOVIEMBRE       | 46,25        | 55,37        | 16%         |
| DICIEMBRE       | 51,24        | 58,19        | 12%         |
| <b>PROMEDIO</b> | <b>48,90</b> | <b>53,22</b> | <b>8%</b>   |

Fuente: Publicación Tarifas ESP – Elaboración DTGE

De acuerdo con la información reportada, en términos generales, se identificó una tendencia de incremento. Para el año 2024 se evidenció un aumento del 8% respecto al mes anterior, con un valor promedio de 53,22 \$/kWh.

**Figura 21.** Componente de Transmisión 2023 - 2024



Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

Es importante precisar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país deben reflejar mensualmente, a través de la tarifa, un único valor asociado a este componente.

#### **5.5.6.1.3. 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.

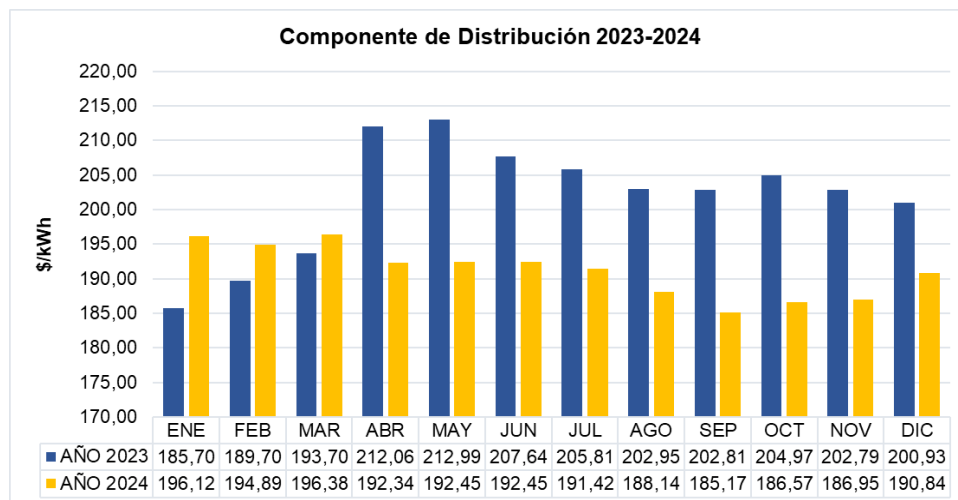
La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo 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.

Para este caso, se aclara que el Operador de Red ENERGUAVIARE SA ESP no fue incluido en ninguna de estas áreas por lo que el cargo de Distribución que incluye en el CU de sus usuarios corresponde a cargo por uso por nivel de tensión obtenido bajo la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008.

Aclarado lo anterior, durante el año 2024 este componente para ENERGUAVIARE SA ESP se ubicó entre los 185,17 \$/kWh y los 196,38 \$/kWh con un valor promedio de 191,14 \$/kWh, 6% por debajo del promedio del año 2023. Los cargos de Distribución de una empresa bajo esta metodología varían mensualmente de acuerdo con el índice de precios al productor (IPP) el cual corresponde al índice de precios del productor de la serie oferta interna publicado mensualmente por el Departamento Nacional de Estadística, DANE.

**Figura 22.** Componente de Distribución 2023 – 2024



Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

#### **5.5.6.1.4. Componente de Comercialización**

El componente de Comercialización remunera los costos asociados a la actividad de comercialización, que incluyen margen de la actividad, 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.

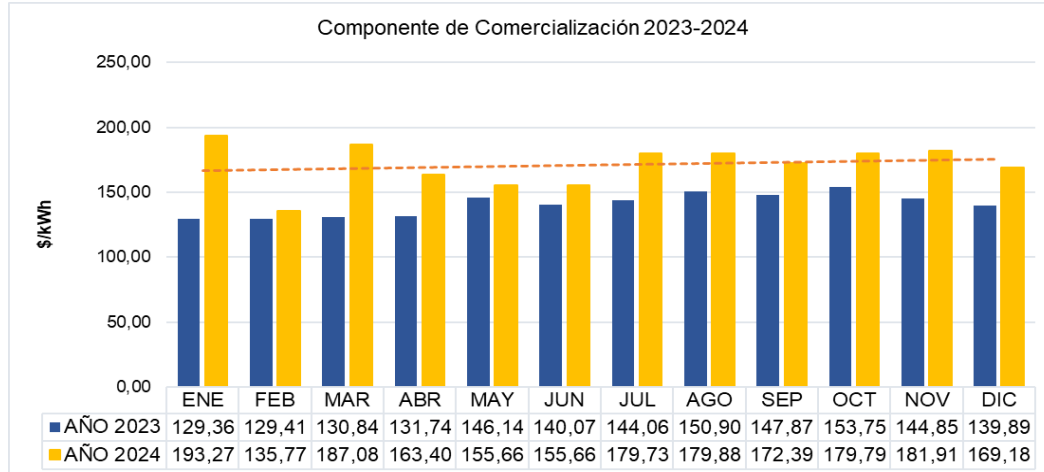
Para el caso de ENERGUAVIARE SA ESP, la conformación de este componente es la siguiente:

$$Cv_{m,i,j} = \underbrace{C_{i,j,m}^*}_{12\%} + \underbrace{\frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}}}_{2\%} + \underbrace{CvR_{i,j,m}}_{86\%}$$

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). Para ENERGUAVIARE SA ESP estos fueron definidos bajo la Resolución CREG 206 de 2015.



**Figura 23. Componente de Comercialización 2023 – 2024**



Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

De acuerdo con la Figura anterior, durante el año 2024 el componente se mantuvo entre los 135,77 \$/kWh y 193,27 \$/kWh, con un promedio de 171,14 \$/kWh lo que representó un incremento del 18% respecto al promedio del año anterior.

Respecto a la variación, es preciso indicar que, 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.

Lo anterior, a través de la inclusión de la variable correspondiente al Costo asociado a la recuperación del saldo de la opción tarifaria (COT), expresado en \$/kWh, dentro del componente de Comercialización. Así, se identificó que el prestador incluyó la variable COT en el componente de Comercialización, lo cual indica que el año 2024 ha venido aplicando esta variable con el propósito de recuperar los saldos acumulados. Se relaciona el Costo

asociado a la recuperación del saldo de la opción tarifaria (COT), expresado en \$/kWh para la vigencia analizada:

**Tabla 47. COT 2024**

| MES        | COT (\$/kWh) |
|------------|--------------|
| Enero      | 21,17        |
| Febrero    | 22,24        |
| Marzo      | 21,38        |
| Abril      | 23,60        |
| Mayo       | 23,59        |
| Junio      | 24,26        |
| Julio      | 24,32        |
| Agosto     | 24,43        |
| Septiembre | 24,38        |
| Octubre    | 23,43        |
| Noviembre  | 23,82        |
| Diciembre  | 24,17        |

Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

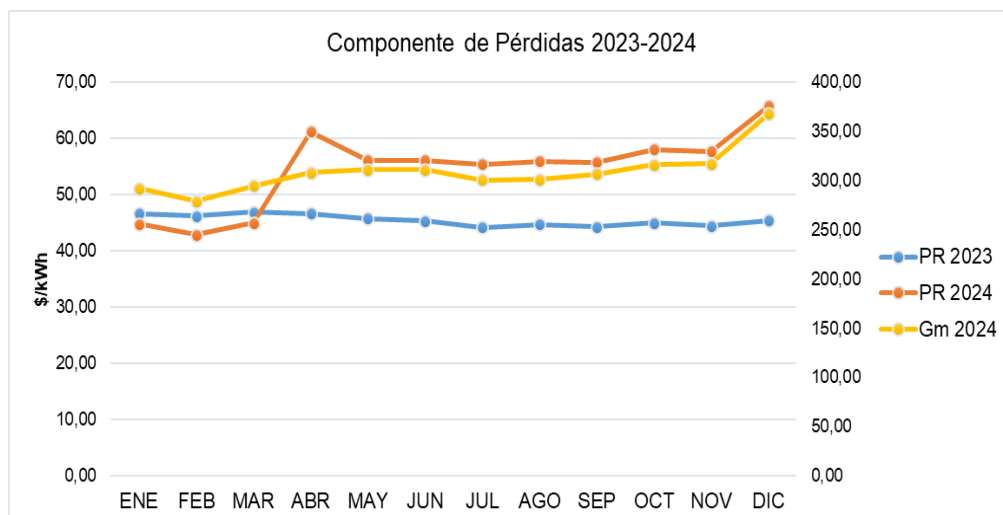
#### **5.5.6.1.5. Componente de Pérdidas**

El componente de Pérdidas reconoce al comercializador el costo reconocido de pérdidas de energía que por factores técnicos y no técnicos que se pierden en el STN, STR y SDL. 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.

Para el año 2024, el componente de Pérdidas reportó un promedio de 54,60 \$/kWh, incremento del 17% respecto al año 2023.

En promedio, el componente de Pérdidas está conformado en un 85% por el componente de Generación y en un 15% por el componente de Transmisión. En consecuencia, la curva presentada en la siguiente gráfica refleja un comportamiento similar al componente de generación. Por lo que, cualquier variación en el costo de Generación se traslada directamente al componente de Pérdidas, generando un aumento y/o disminución proporcional en su valor.

**Figura 24. Componente de Pérdidas 2023 – 2024**



Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

#### **5.5.6.1.6. Componente de Restricciones**

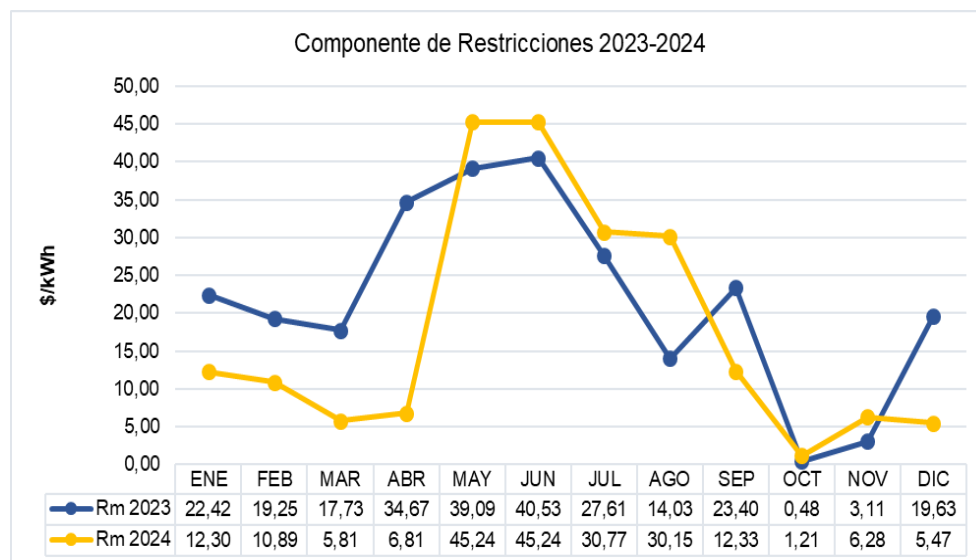
En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía y asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

De acuerdo con la regulación, 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.

Este componente para el año 2024 registró valor un promedio del componente fue de 17,71 \$/kWh.

**Figura 25. Componente de Restricciones 2023 – 2024**



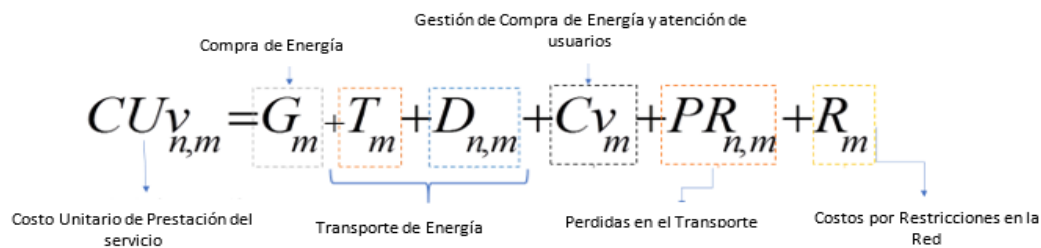
Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

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.

#### 5.5.6.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

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.

**Figura 26.**Componentes del CU



Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

Es importante señalar que los valores totales presentados corresponden a la información reportada por ENERGUAVIARE SA ESP en el Formato T3 – Tarifas Publicadas y su anexo, debido a que el Formato T7 no se encuentra certificado ante el SUI para la vigencia completa, específicamente los meses de agosto, septiembre y octubre de 2024. Para los meses en los que, si existe certificación del T7, se realizó la verificación y consistencia frente a la información del anexo del T3. En consecuencia, la serie utilizada para el análisis se construyó con base en la información disponible y validada.

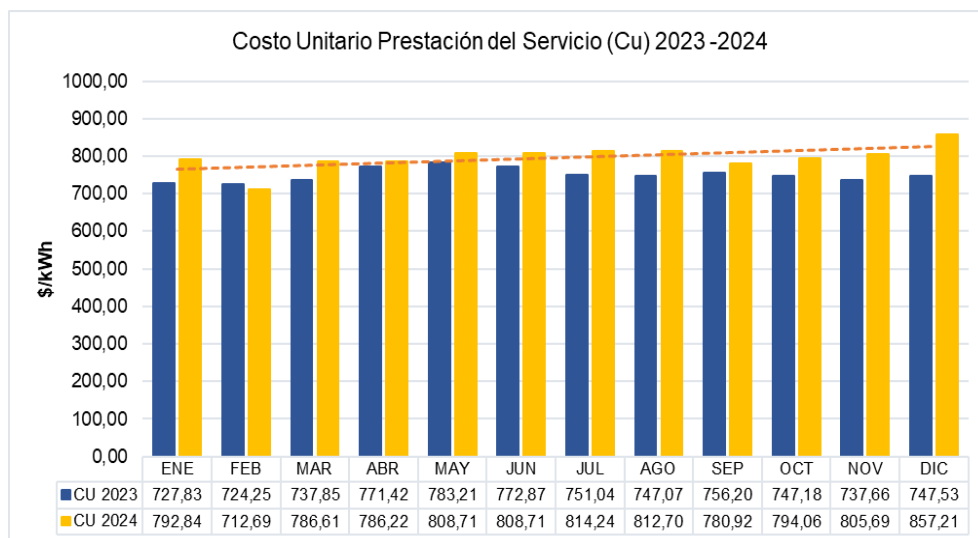
**Tabla 48.** Comportamiento Costo Unitario de Prestación del Servicio (Cu) 2023 -2024

| MES             | CUv 2023      | CUv 2024      | % Variación |
|-----------------|---------------|---------------|-------------|
|                 | \$/kWh        | \$/kWh        |             |
| Enero           | 727,83        | 792,84        | 8%          |
| Febrero         | 724,25        | 712,69        | -2%         |
| Marzo           | 737,85        | 786,61        | 6%          |
| Abril           | 771,42        | 786,22        | 2%          |
| Mayo            | 783,21        | 808,71        | 3%          |
| Junio           | 772,87        | 808,71        | 4%          |
| Julio           | 751,04        | 814,24        | 8%          |
| Agosto          | 747,07        | 812,70*       | 8%          |
| Septiembre      | 756,20        | 780,92*       | 3%          |
| Octubre         | 747,18        | 794,06*       | 6%          |
| Noviembre       | 737,66        | 805,69        | 8%          |
| Diciembre       | 747,53        | 857,21        | 13%         |
| <b>PROMEDIO</b> | <b>750,34</b> | <b>796,72</b> | <b>6%</b>   |

Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

\*Información no certificada en el formato tarifario T7, extraída del formato tarifario T3

**Figura 27.** Comportamiento CU 2023 – 2024



Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

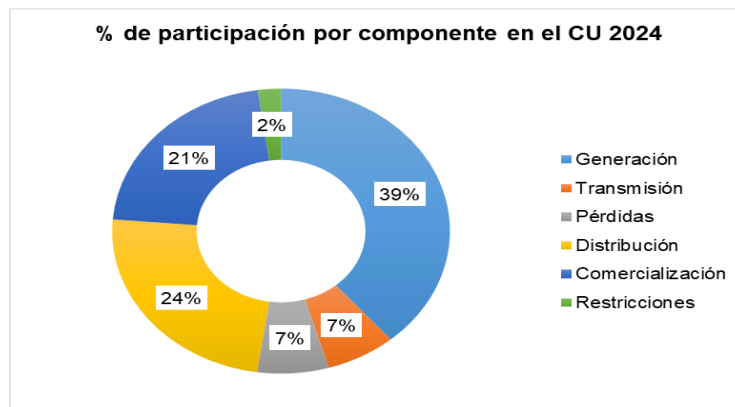
En la gráfica se presenta la evolución del Costo Unitario de Prestación del Servicio (Cuv) correspondiente a las vigencias 2023 y 2024. Para el año 2023 el Cuv tuvo valor promedio

de 750,34 \$/kWh y para el año 2024 registró un promedio de 796,72 \$/kWh, incremento del 6% respecto al año anterior.

En términos generales, se identificó una tendencia de incremento en el Costo Unitario de Prestación del Servicio durante la vigencia 2024 frente a la vigencia 2023, lo que sugiere una posible variación en los componentes tarifarios. Este comportamiento podría estar asociados a mayores costos de compra de energía en bolsa, ajustes en los componentes tarifarios o a actualizaciones regulatorias.

A continuación, se relaciona el porcentaje de participación promedio de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación de Servicio de ENERGUAVIARE SA ESP para la vigencia 2024:

**Figura 28. Comportamiento CU 2023 – 2024**



Fuente: Publicación Tarifas ESP - Elaboración DTGE

En la gráfica se presenta la participación porcentual de los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio (Cuv) para el año 2024, donde se identifica que el componente de generación es el de mayor participación dentro del Cuv con 39%, seguido del componente de distribución, con una participación del 24%. Estos dos componentes representan, en conjunto, más del 60% del costo total del servicio.

El componente de transmisión mantiene una participación estable del 7%, mientras que el componente de comercialización representa entre el 19% y 21%, mostrando leves variaciones mensuales, las cuales pueden estar atribuidas a la variación del IPC. Finalmente, las restricciones y las pérdidas tienen un porcentaje de participación entre el 2% y 7% respectivamente.

#### **5.5.6.3. Tarifas de Energía Eléctrica**

La tarifa de energía eléctrica 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%, hasta el 50% y del 15% respectivamente, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, aplicables al denominado Consumo de Subsistencia (CS).

Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa equivale al CU.

Se relacionan a continuación las tarifas aplicadas por ENERGUAVIARE SA ESP para el año 2024, esta información es reportada por el prestador en el formato tarifario T3:

**Tabla 49. Tarifas Aplicadas Estratos Residenciales 1-2-3 vigencia 2024**

| <b>MES</b> | <b>ESTRATO 1</b> | <b>ESTRATO 2</b> | <b>ESTRATO 3</b> |
|------------|------------------|------------------|------------------|
| Enero      | 317,14           | 396,42           | 673,92           |
| Febrero    | 285,07           | 356,34           | 605,78           |
| Marzo      | 314,65           | 393,31           | 668,62           |
| Abril      | 314,49           | 393,11           | 668,28           |
| Mayo       | 323,48           | 404,35           | 687,40           |
| Junio      | 324,29           | 405,36           | 689,12           |
| Julio      | 330,40           | 413,00           | 702,10           |



| MES             | ESTRATO 1     | ESTRATO 2     | ESTRATO 3     |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|
| Agosto          | 329,83        | 412,29        | 700,88        |
| Septiembre      | 312,37        | 390,46        | 663,78        |
| Octubre         | 317,62        | 397,03        | 674,95        |
| Noviembre       | 322,28        | 402,84        | 684,84        |
| Diciembre       | 342,88        | 428,61        | 728,63        |
| <b>PROMEDIO</b> | <b>319,54</b> | <b>399,43</b> | <b>679,02</b> |

Fuente: Formato Tarifario T3 - Elaboración DTGE

Como se mencionó anteriormente, Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa equivale al CU.

**Tabla 50. Tarifas Aplicadas Estrato 4**

| MES             | ESTRATO 4     | CU         |
|-----------------|---------------|------------|
|                 | Formato T3    | Formato T7 |
| Enero           | 792,84        | 792,84     |
| Febrero         | 712,69        | 712,69     |
| Marzo           | 786,61        | 786,61     |
| Abril           | 786,22        | 786,22     |
| Mayo            | 808,71        | 808,71     |
| Junio           | 810,73        | 808,71     |
| Julio           | 826,00        | 814,24     |
| Agosto          | 824,57        | -          |
| Septiembre      | 780,92        | -          |
| Octubre         | 794,06        | -          |
| Noviembre       | 805,69        | 805,69     |
| Diciembre       | 857,21        | 857,21     |
| <b>PROMEDIO</b> | <b>798,85</b> | <b>-</b>   |

Fuente: Formato Tarifario T3 - Elaboración DTGE

Al revisar las tarifas aplicadas para el estrato 4 registras en el formato T3 – Tarifas Publicadas, se identificó que la tarifa reportada para el estrato 4 para la mayoría de los meses efectivamente corresponde al CU pleno. Sin embargo, al cruzar esta información con los valores certificados en el Formato T7, se identificaron diferencias para los meses resaltados en rojo, particularmente en junio y julio. Por lo anterior, se recomienda al prestador verificar

la calidad y consistencia de la información certificada en el SUI, con el fin de garantizar la coherencia y correcta publicación de la información tarifaria.

#### **5.5.6.4. Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios**

Del 07 a 08 de agosto de 2025, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, llevó a cabo los espacios virtuales respectivos con la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento Del Guaviare SA ESP (ENERGUAVIARE SA ESP)., en el marco de la evaluación integral prevista en el plan de acción correspondiente al año 2025.

##### **a) Procedimiento del Cálculo de Tarifas**

Durante el espacio, convocado por la Dirección Técnica de Energía (DTGE), se abordó el tema relacionado con:

- El proceso integral de determinación del CU y tarifas, desde su cálculo y verificación hasta su publicación.
- Verificación por parte de la SSPD del cálculo de los componentes del CU
- Observaciones identificadas en el proceso de verificación tarifaria.

La empresa presentó el marco regulatorio vigente aplicado a cada componente del CU, así como las fuentes de información utilizadas y el proceso mediante el cual realizan el cálculo tarifario, el cual lo realizan desde el aplicativo Tarifel, implementado desde el año 2021 aproximadamente, así:

- Inicia con el cargue de los insumos mensuales mediante archivos planos, para cada uno de los componentes del CU (usuarios, ventas de energía, COT,

Garantías financieras, contribuciones, información reportada por XM, Indicadores Económicos, entre otros).

- El aplicativo una vez con la información cargada, el cálculo es ejecutado de manera automática y al finalizar genera el documento para publicación en prensa, este incluye el resultado por componente, las tarifas, el porcentaje de subsidios e información de energía reactiva.
- Adicionalmente, Tarifel contiene una sección para el cargue de los formatos tarifarios de la RESOLUCIÓN SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021.
- Indican que los cálculos realizados en el aplicativo están alineados con las actualizaciones normativas.

#### **b) Documentación del procedimiento de cálculo de Tarifas**

ENERGUAVIARE SA ESP informó que cuentan con el Procedimiento definido y denominado “Procedimiento de Estructura Tarifaria” con Código SC-GE-PC-001 y con Fecha de Aprobación: 05/05/2025, en el cual tienen definido el siguiente propósito y alcance:

##### *“(…) 1. PROPÓSITO*

*Establecer el costo unitario variable y tarifas aplicadas a los usuarios del mercado regulado, acorde a lo estipulado en la estructura regulatoria vigente.*

##### *2.ALCANCE*

**INICIA:** *Recopilación y análisis de la información interna y externa que aplica a ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. como insumo para el cálculo de estructura tarifaria.*

**TERMINA:** *Publicación tanto interna como externa de las tarifas y demás grupos interesados y cargue de formatos al Sistema Único de información (SUI) (…)*”

Y, adicionalmente tiene estructurado el Manual de Uso del aplicativo TARIFEL: “(...) *El presente manual expone de forma detallada como usar la herramienta Tarifel en el cálculo tarifario, este proceso parte de cargar al aplicativo una información, previamente extraída de la empresa, XM, DANE y BanRepublica, para luego, proceder al cálculo tarifario, a partir de la metodología de remuneración vigente, la cual se encuentra modelada dentro de la herramienta (...).*”.

### c) Hallazgos evidenciados en el reporte de información

Tras la validación para ENERGUAVIARE SA ESP a la fecha de la evaluación se identificó lo siguiente en relación con el estado de cargue de los formatos tarifarios:

**Tabla 51.** Estado de Reporte formatos tarifarios 2024

| MES | T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008 |                | T6          | T7          | T9          |
|-----|---|----------------|-------------|-------------|-------------|
|     | ESTADO                                      | DATO REPORTADO |             |             |             |
| 1   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 2   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 3   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 4   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 5   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 6   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 7   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 8   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Pendiente   | Pendiente   |
| 9   | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | No Aplica   | Pendiente   | Pendiente   |
| 10  | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Pendiente   | Pendiente   | Pendiente   |
| 11  | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |
| 12  | RADICADO                                    | 1 SI APLICA OT | Certificado | Certificado | Certificado |

Fuente: Estado de Reporte Base de Datos SUI

- El prestador informó que para el cargue del formato T6 de agosto de 2024 solicitó soporte mediante la mesa de ayuda 585935, sin embargo, se identificó que la solicitud de soporte fue realmente para el mes de abril de 2024.
- Se identificó que el formulario T5 se encuentra cargado y certificado ante el SUI para los meses de enero a diciembre de 2024. El prestador reportó que “Si aplica Opción Tarifaria 168/2008”.
- El formato T6 para el periodo de septiembre fue certificado como “No Aplica” con la siguiente justificación por parte del prestador: *“Formato no aplica la Empresa Energuaviare para el mes de Sep-2024 no aplico OT dentro su cálculo de tarifa. Solo se encuentra en proceso de recuperación de los saldos acumulados de los años anteriores”*.
- El Formato T7 para el mes de agosto de se encuentra disponible en cargue masivo para el cargue y certificación. A la fecha se encuentra en estado pendiente.
- Frente al formato T7 para los periodos septiembre y octubre de 2024 y el formato T9 para los periodos de agosto, septiembre y octubre de 2024 se evidenció que no están habilitados para el cargue. El prestador indicó que la plataforma SUI no habilitó dichos formatos para realizar el cargue.

Una vez verificados los compromisos remitidos, el prestador no adjuntó números de mesa de ayuda u otro soporte de la gestión realizada frente a esta situación donde solicitarán la habilitación de los formatos pendientes, a pesar de contar con los formatos y formularios pre-requisito debidamente certificados en el SUI.

En consecuencia, ENERGUAVIARE SA ESP deberá efectuar el reporte de la información correspondiente a los formatos tarifarios que se encuentran pendientes de cargue en el SUI.

En caso de que dichos formatos no estén habilitados, el prestador deberá solicitar su revisión y habilitación a través de la mesa de ayuda del SUI, con el fin de garantizar el cumplimiento oportuno de las obligaciones de reporte y la disponibilidad de la información.

#### **5.5.6.5. Cumplimiento al régimen tarifario**

El proceso de verificación tarifaria consiste en replicar los cálculos de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y compararlos con las publicaciones realizadas por los prestadores. Este proceso se realiza con base en la información reportada por los prestadores y por el administrador del mercado (XM SA ESP) al Sistema Único de Información (SUI), en el marco del capítulo de tarifas, de la Resolución SSPD n.º 20212200012515 de 2021.

Teniendo en cuenta lo anterior, la revisión se realizó teniendo en cuenta la información certificada en el SUI, las variables y las memorias de cálculo remitidas por el prestador.

Tras esta verificación, se detallan las siguientes observaciones:

- El formato T9 para los periodos agosto, septiembre y octubre de 2024 no se encuentran certificados, situación que impide realizar los cálculos tarifarios asociados a dichos meses.
- Diferencias en la variable «Costo promedio ponderado de la energía comprada en contratos (Pc)» entre lo consignado en las memorias de cálculo y el valor obtenido a partir de la información reportada en el SUI, con las variables Compras en contratos, Ajuste compras en contratos, Valor compras en contratos y Ajuste Valor compras en contratos.
- Diferencias en la variable “Costo promedio ponderado de la energía comprada en bolsa (Pb)” entre lo consignado en las memorias de cálculo y el valor obtenido a partir de la

información reportada en el SUI con las variables Compras en bolsa MR, Ajustes compras en bolsa MR, Valor compras en bolsa MR y Ajustes Valor compras en bolsa MR.

- No se evidencian valores registrados tanto en kWh como en pesos para las variables de ajustes de compra en contratos y ajuste compras en bolsa.
- Diferencias en la variable W1 entre lo consignado en las memorias de cálculo y el valor reportado en el SUI, por otro lado, se identificó para algunos meses reporte incorrecto de la variable W al convertirlo en decimal e ir en contra de lo establecido en los lineamientos de cargue.
- Así mismo, se identificaron diferencias en el resultado de la variable W2 entre lo reportado en las memorias de cálculo y lo obtenido a partir de la información reportada en el SUI, esta variable está relacionada con energía proveniente de la subasta adjudicada por el Ministerio de Minas y energía.
- Diferencias en la variable AJ reportada en los formatos T9 para los meses certificados y el valor AJ consignado en las memorias de cálculo.
- Diferencias en las variables Cargo Nivel de Tensión 1 por inversión (CDIj,1) y Cargo Nivel de Tensión 1 por mantenimiento (CDM o (CDA)) actualizado entre lo reportado en el formato T11 por XM y los valores utilizados por el prestador para el cálculo del componente de distribución.
- Para el componente de pérdidas se identificó que el prestador calcula correctamente el Porcentaje de Pérdidas Reales de Energía asignadas por el ASIC.
- Sin embargo, al finalizar la validación de la información reportada en el SUI y las memorias de cálculo remitidas por el prestador, se evidenciaron diferencias en el resultado del



componente de Pérdidas, por lo que es importante que el prestador proceda a verificar los valores utilizados para la variable CPROG en el cálculo del componente.

Lo anterior teniendo que para los cálculos se deberá tomar el valor del CPROG correspondiente a la versión definitiva de la información publicada en la sección “Cargos de distribución para el cobro del uso de la red y cargos para el cobro de la remuneración de los planes de gestión de pérdidas.

- Para el componente de comercialización se identificó que el prestador reporta correctamente el Costo Base de Comercialización (Cfj) y los valores para el concepto de Prima de riesgo cartera no gestionable usuarios tradicionales (RCT), lo anterior está alineado con lo definido Resolución CREG 206 de 2015.
- Sin embargo, se identificaron diferencias en la variable Costos financieros asociados al ciclo de efectivo de la comercialización (CFE), lo que genera variaciones en el resultado del Costo Variable de Comercialización. De igual forma, se evidenciaron inconsistencias en la variable CER, correspondiente al costo mensual de las Contribuciones CREG y SSPD. Estas diferencias se presentan entre la información reportada en el SUI y la consignada en las memorias de cálculo.
- Por otro lado, una vez revisada la información remitida por el prestador en el anexo Formato Variables 2024-2025, se identificó que para el concepto de Ventas totales a usuarios de áreas especiales (VAEi,j,m-1) se registraron valores relacionados con Número de Usuarios.

Teniendo en cuenta las diferencias encontradas entre los valores reportados el SUI, los consignados en las memorias de cálculo, las variables tarifarias remitidas por el prestador y la ausencia de certificación de algunos formatos tarifarios, no fue viable efectuar el recálculo



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

integral de los componentes tarifarios. Esto restringe la posibilidad de evaluar el comportamiento real.

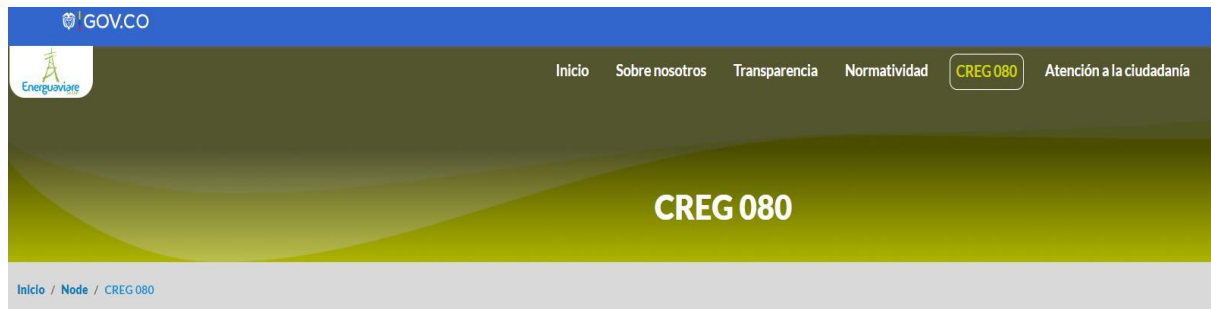
Como consecuencia de todo lo indicado anteriormente, se estableció el compromiso de que la empresa deberá revisar y proporcionar las razones claras y detalladas de las diferencias entre lo reportado en el SUI y los valores utilizados para los cálculos del CU en las memorias de cálculo. Así mismo, el prestador deberá revisar la calidad de la información reportada ante el Sistema Único de Información (SUI) para los formatos tarifarios para la vigencia 2024 y dado el caso proceder con la corrección de esta.

Y en caso tal, de evidenciar inconsistencias en la aplicación de la metodología deberá realizar los recálculos del CU (119 y 012) y las tarifas, incluyendo los impactos en pesos y las diferencias encontradas.

## **5.6 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 29.** Visualización normas de comportamiento página web Energuaviare



Por la cual se establecen reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que desarrollen las actividades de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible.

[RESOLUCIÓN 080 DE 2019](#)

[Declaración de cumplimiento de reglas de comportamiento 2025](#)

[Declaración de cumplimiento de reglas de comportamiento 2024](#)

Fuente: Página ENERGUAVIARE SA ESP

Página web: <https://www.energuaviare.com/>, los procedimientos que a continuación se relacionan con su respectivo enlace:

**Tabla 52.** Procedimientos publicados Energuaviare SA ESP - Resolución CREG 080

| Procedimiento publicado                        | Ubicación o enlace  |
|--|---|
| Portafolio servicios Energuaviare              | <a href="https://drive.google.com/file/d/10qZvZaCoBz4WKx7mE_4xleugLwJR4jec/view">https://drive.google.com/file/d/10qZvZaCoBz4WKx7mE_4xleugLwJR4jec/view</a>   |
| Trámites y servicios                           | <a href="https://www.energuaviare.com/tramites-y-servicios">https://www.energuaviare.com/tramites-y-servicios</a>   |
| Declaración de cumplimiento Res. CREG 080 2019 | <a href="https://www.energuaviare.com/sites/default/files/documentos-2025-06/CERTIFICACION%202025_%20REGLAS%20DE%20COMPORTAMIENTO%20RES%20CREG%20080%20DE%202019.pdf">https://www.energuaviare.com/sites/default/files/documentos-2025-06/CERTIFICACION%202025_%20REGLAS%20DE%20COMPORTAMIENTO%20RES%20CREG%20080%20DE%202019.pdf</a> |
| PQR  | <a href="https://www.energuaviare.com/pqr">https://www.energuaviare.com/pqr</a>   |
| Atención al ciudadano                          | <a href="https://www.energuaviare.com/atencion-la-ciudadania">https://www.energuaviare.com/atencion-la-ciudadania</a>   |
| Seguridad Eléctrica                            | <a href="https://www.energuaviare.com/noticias/segunda-parte">https://www.energuaviare.com/noticias/segunda-parte</a>   |
| Tarifas  | <a href="https://www.energuaviare.com/tarifas-0">https://www.energuaviare.com/tarifas-0</a>   |
| Desconexión y pagos por gestión de cobro       | <a href="https://www.energuaviare.com/node/185">https://www.energuaviare.com/node/185</a>   |
| Solicitud de factibilidad                      | <a href="http://solicitudes.energuaviare.com:1860/solicitudes/frontend/">http://solicitudes.energuaviare.com:1860/solicitudes/frontend/</a>   |
| Cambio de comercializador                      | <a href="https://www.energuaviare.com/node/191">https://www.energuaviare.com/node/191</a>   |

| Procedimiento publicado           | Ubicación o enlace  |
|-----------------------------------|---|
| Contrato de condiciones uniformes | <a href="https://www.energuaviare.com/sites/default/files/2025-01/CONTRATO%20DE%20CONDICIONES%20UNIFORMES%202024.pdf">https://www.energuaviare.com/sites/default/files/2025-01/CONTRATO%20DE%20CONDICIONES%20UNIFORMES%202024.pdf</a> |

Fuente: Página ENERGUAVIARE SA ESP

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 ENERGUAVIARE SA 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.

## 5.7 Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de la empresa ENERGUAVIARE SA ESP al Sistema Único de Información (SUI).

#### **5.5.7. Inscripción y actualización RUPS**

El prestador ENERGUAVIARE SA ESP realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) bajo imprimible No. 202413076430248 del 10 de enero del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 30 de agosto de 2001.
- Fecha de inicio de operaciones: 10 de septiembre de 2001.
- NIT: 822004680 - 9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

**Tabla 53.** Registro actividades RUPS

| <b>Servicio</b> | <b>Actividad</b>     | <b>Fecha de Inicio</b> | <b>Fecha Final</b> |
|-----------------|----------------------|------------------------|--------------------|
| Energía         | Comercialización SIN | 24/07/2002             |                    |
| Energía         | Distribución SIN     | 24/07/2002             |                    |
| Energía         | Comercialización ZNI | 10/09/2001             |                    |
| Energía         | Distribución ZNI     | 10/09/2001             |                    |
| Energía         | Generación ZNI       | 10/09/2001             |                    |

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).

**5.5.8. Cargue y Calidad de Información**

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información (SUI), se evidenció que el prestador a la fecha de realizada la evaluación integral presenta 507 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en las siguientes Tablas.

**Tabla 54.** Porcentaje de 2002 a 2023

| ID Empresa | Empresa      | Año       | Certificado | Certificado No Aplica | Pendiente | Porcentaje Cargue |
|------------|--------------|-----------|-------------|-----------------------|-----------|-------------------|
| 3076       | ENERGUAVIARE | 2002-2023 | 4259        | 2328                  | 281       | 62.01 %           |

Fuente: Sistema Único de Información SUI.

**Tabla 55.** Porcentaje de cargue 2024

| ID Empresa | Empresa      | Año  | Certificado | Certificado No Aplica | Pendiente | Porcentaje Cargue |
|------------|--------------|------|-------------|-----------------------|-----------|-------------------|
| 3076       | ENERGUAVIARE | 2024 | 311         | 63                    | 105       | 64.93 %           |

Fuente: Sistema Único de Información SUI.

**Tabla 56.** Porcentaje de cargue 2025

| ID Empresa | Empresa      | Año  | Certificado | Certificado No Aplica | Pendiente | Porcentaje Cargue |
|------------|--------------|------|-------------|-----------------------|-----------|-------------------|
| 3076       | ENERGUAVIARE | 2025 | 256         | 46                    | 121       | 60.52 %           |

Fuente: Sistema Único de Información SUI.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 56, el prestador, para la vigencia 2024, tiene (105) 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 ENERGUAVIARE SA ESP presentó el 31.52% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes, lo cual se puede apreciar en la siguiente Tabla 57 y Figura 30.

**Tabla 57.** Oportunidad en el cargue

| Variable     | Fuera de<br>Término | Con<br>Oportunidad |
|--------------|---------------------|--------------------|
| Cantidad N°  | 328                 | 151                |
| Porcentaje % | 68.48%              | 31.52%             |

**Figura 30.** Oportunidad en el cargue



Fuente: Sistema Único de Información SUI.

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 con 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 (31.52% 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.



## 6 HALLAZGOS

**Tabla 58.** Relación hallazgos para ENERGUAVIARE SA ESP

| No. | Criterio  | Condición evaluada  | Evidencia / soporte   | Estado de cumplimiento |
|-----|---|---|---|------------------------|
| 1   | CALIDAD DE LA POTENCIA:<br>Verificación de estándares de calidad de la potencia suministrada como resultado de los reportes semanales remitidos a la CREG | Artículo 6. Reporte Valores Indicadores de la Resolución CREG 024 de 2005 | Prestador no remite información solicitada para verificación de tiempos de respuesta. | NO CUMPLE              |



|    |  |  |  |           |
|----|--|--|--|-----------|
| 2  | 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 Energuaviare.   | NO CUMPLE |
| 3  | ACCESO A REDES: Implementación de los formatos establecidos en la circular 001 de 2023   | Circular 001 de 2023 de acuerdo a lo indicado en el Capítulo 7 de la Resolución CREG 075 de 2021   | Grabación de reunión correspondiente a acceso a redes donde el prestador mostró el no uso de los formatos requeridos   | NO CUMPLE |
| 4  | ACCESO A REDES: Tiempos de respuesta en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021.  | Artículo 43 - Resolución CREG 075 de 2021  | Prestador no remite información solicitada para verificación de tiempos de respuesta.  | NO CUMPLE |
| 5  | RETIE: Cronograma para la realización de mediciones de paso y de contacto de todas las subestaciones Y cronograma de la medición de campos electromagnéticos para la SE San José, la cual opera a 115 kV | Artículo 14: "campos electromagnéticos" - Resolución 40117 del 2 de abril de 2024  | Prestador no remite información solicitada para verificación   | NO CUMPLE |
| 6  | RETIE: No se evidencian soportes de campañas de socialización acerca de los riesgos eléctricos presentes en las zonas aledañas a los lugares en que se realice mantenimiento                             | Numeral 26.2 Resolución 40117 del 2 de abril de 2024   | Prestador no remite información solicitada para verificación   | NO CUMPLE |
| 7  | Calidad SDL: La empresa no tiene soportes del cumplimiento de los requisitos del esquema de incentivos   | Numeral 5.2.10, Resolución CREG 015 de 2018  | Prestador no remite documentación suficiente para para verificación  | NO CUMPLE |
| 8  | AEGR: Resolución No. SSPD - 20211000555175 del 5 de octubre de 2021  | Artículo 5: Características de las AEGR. Numeral 1. Las auditorias deben ser permanentes y por un periodo comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre del periodo correspondiente.<br><br>Artículo 8: Reporte por parte del AEGR y Oficinas de Control Interno, en su numeral 1, literal a. "Formato "Información General de Auditoria de Gestión y Resultados", literal b. "Formulario de Indicadores de Riesgo". | No cargue de información en SUI.<br><br>Pantallazo SUI en el cual se observa el periodo comprendido entre el 10 de enero del año 2024 y el 19 de septiembre de 2025 en el cual no se actualizó la información en RUPS, por tanto, no se registró ningún contrato con un AEGR ni se comunicó a la Superintendencia dentro de sus canales oficiales.<br><br>El contrato de auditoria venció el 10 de enero de 2024, se contrató nuevamente a partir del 27 de junio de 2025. | NO CUMPLE |
| 9  | Facturación y Recaudo: Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021  | Error en el cargue de información. La empresa en el SIN presenta dos actividades, pero solo reporta comercialización. Cumplidos los plazos de compromiso la empresa no realizó la corrección del formato y por tanto no se autorizó la reversión.  | Formato FC1- Facturación y Recaudo   | NO CUMPLE |
| 10 | Energía reactiva: CREG 015 de 2018   | Capítulo 12. Costos De Transporte De Energía Reactiva  | Información remitida por la empresa  | NO CUMPLE |

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

|    |  |  |  |           |
|----|--|--|--|-----------|
| 11 | Código de medida:  | Artículo 19. Ubicación de las fronteras comerciales. Artículo 20 Fronteras de distribución | Información remitida por la empresa  | NO CUMPLE |
| 12 | SUI: Se comparte consolidado de estado cargue, validar los formatos que se encuentran es estado "pendiente" y colocar la justificación respectiva, con fechas de compromiso. | Cargue de información  | A la fecha de validación en base de datos no se evidencia depuración significativa de los formatos que se encuentran en estado pendiente. Se sugiere reunión de seguimiento. | NO CUMPLE |

Fuente: Elaboración DTGE

## 7 ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

- ENERGUAVIARE SA ESP en el marco de la Resolución CREG 024 de 2005 debe realizar la recolección de la información definida en el Artículo 5º. Plan de Recolección de Datos, así como la remisión de la misma a la CREG de acuerdo a lo establecido en el Artículo 6º. Reporte Valores Indicadores.
- El Prestador debe desarrollar la plataforma indicada en el artículo 8 Sistema de Información para el Trámite en Línea de la Resolución CREG 174 de 2021, de tal manera que los interesados puedan hacer seguimiento a cada una de las etapas de su solicitud de conexión.
- En caso de que ENERGUAVIARE SA ESP clasifique algún evento con la causal 28 "Catástrofes naturales", es necesario que realice las gestiones con las entidades de gestión del riesgo para que se obtenga la documentación soporte según los criterios regulatorios.
- Ajustar la parametrización del sistema comercial para la facturación de energía reactiva.

- Realizar el registro de las fronteras comerciales – distribución, según lo establecido en las Regulaciones CREG 157 de 2011 y CREG 038 de 2021. Adicionalmente, revisar lo estipulado en el Artículo 19 de la resolución CREG 038 de 2021,
- ENERGUAVIARE SA ESP deberá revisar las diferencias entre lo reportado en el SUI y los valores utilizados para los cálculos del CU en las memorias de cálculo, es decir, revisar la calidad de la información reportada ante el Sistema Único de Información (SUI) para los formatos tarifarios para la vigencia 2024 y dado el caso proceder con la corrección de la misma.
- ENERGUAVIARE SA ESP deberá efectuar el reporte de la información correspondiente a los formatos tarifarios que se encuentran pendientes de cargue en el SUI.

## **8 CONCLUSIONES:**

- Desde el punto de vista financiero, en el periodo de análisis, la empresa ha presentado presiones de liquidez a partir del incremento en los días de pago de los subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía, esta situación se profundizó a través de los requerimientos adicionales de capital de trabajo que demandó la operación, producto del cambio contractual para el último trimestre del año 2024 con el proveedor de energía Profesionales de Energía S.A. E.S.P., situación que obligó a la empresa a comprar energía en bolsa en momentos que los precios se encontraban muy superiores a los registrados en el contrato bilateral.
- La rentabilidad del negocio se ha visto afectada por la falta de facturación en la Zonas No Interconectadas - ZNI, al respecto la empresa relaciona en la taxonomía XBRL

anual el costo de la prestación del servicio de energía en estas zonas, pero no registra ningún ingreso por este concepto.

- Para el año 2025, la empresa logró firmar los contratos necesarios para disminuir la exposición en bolsa que viene presentando desde el último trimestre del año 2024, de esta forma, se proyecta para los años 2026-2029 una exposición en bolsa inferior al 5%. Los precios del kilovatio logrados en los contratos bilaterales mejoran año tras año, efecto que se refleja en el flujo de caja proyectado con crecimientos del costo inferior al crecimiento de la demanda de energía.
- A pesar de que el panorama de la empresa en el mediano plazo se observa mejor a los años 2023 y 2024, los resultados en auditoria reflejan serías falencias desde el punto de vista administrativo, contable – financiero y de control interno, toda vez que la empresa no contó con un contrato de auditoría externa para el año 2024 y el revisor fiscal de la compañía emite un concepto con salvedades que reflejan los problemas administrativos y financieros que presentó ENERGUAVIARE SA ESP para el periodo de análisis. De esta forma se hace necesario un plan de acción en el cual se asegure el cumplimiento de la regulación que demanda la Ley 142 de 1994, en particular lo concerniente a la vigilancia por parte de un Auditor Externo de Gestión de Resultados.
- En el año 2024 la inversión en CAPEX, específicamente en los activos misionales de la empresa fue nula lo que representa un riesgo latente de cara al cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018 en todo lo referente al plan de inversiones y de pérdidas.
- Se hace necesario un plan de mejoramiento para ENERGUAVIARE SA ESP en el cual se establezcan metas relacionadas con:

1. Obtener para la vigencia 2026 una opinión sin salvedades por parte del revisor fiscal de la empresa.
  2. Para la vigencia 2025 y en adelante, reflejar en los estados financieros auditados y certificados, la facturación por los servicios prestados en ZNI para lo cual la empresa debió cumplir con todos los procedimientos necesarios para la generación de facturación, reclamo de subsidios, etc.
  3. Se corrijan los hallazgos descritos en esta evaluación integral.
- La empresa debe subsanar la no recolección de los datos de calidad de la potencia de acuerdo con lo establecido en el artículo 5º de la Resolución CREG 024 de 2005.
  - La aplicación de los formatos establecidos para proyectos clase 1 en la Circular CREG 001 de 2023, derivados de la Resolución CREG 075 de 2021, configura un incumplimiento a la Regulación, aunado al hecho que dio una ventana de implementación de 6 meses desde su expedición.
  - La empresa no ha desarrollado la plataforma necesaria para el sistema de información para el trámite en línea, establecido en el artículo 8 de la Resolución CREG 174 de 2021. Si bien la empresa ha tenido 4 solicitudes en el marco de dicha Resolución, dicha situación no lo exime de dar estricto cumplimiento a lo establecido por la CREG.
  - Si bien, la empresa demostró avances en el cumplimiento de los requisitos del esquema de incentivos establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, hasta la fecha de la elaboración de este informe, estos han sido insuficientes para tal fin.
  - 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.

## **9 MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR**

- El indicador PST y V2/V1 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, se recomienda incorporarlas dentro del análisis de acciones para mejorar la calidad de la potencia en el mercado de ENERGUAVIARE SA ESP, así como hacerles seguimiento para monitorear su evolución e identificar señales de mejora.

## **10 RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN (MENCIONA NOMBRES Y APELLIDOS COMPLETOS)**

### **10.1 Responsable general**

Omar Camilo López López – Director Técnico de Gestión de Energía (E)

### **10.2 Equipo de evaluación**

Mauricio Rengifo Bocanegra – Tópico Financiero

Jhon Alonso Castañeda – Tópico Administrativo

Luis Carlos Rodríguez – Tópico Administrativo

Walter Patiño Piñeros – Tópico SUI

Luisa Fernanda Rodríguez – Tópico Comercial

Lina María Torres – Tópico Comercial

Marlon Millán Martínez – Tópico Técnico Operativo

Diego Alejandro medina – Tópico Técnico Operativo

Camilo Andrés Romero -- Tópico Técnico Operativo

Fabian Leonardo Forero – Tópico Técnico Operativo

Darío Fernando Obando – Tópico Técnico Operativo

## **11 ANEXOS**