



# INFORME DE **RENDICIÓN DE CUENTAS** 2025





## TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	6
2.	ANTECEDENTES.....	7
3.	LOGROS DE ENELAR.....	8
4.	DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO .....	10
4.1	Visión .....	10
4.2	Misión .....	10
4.3	Valores Corporativos.....	10
4.4	Estructura Organizacional .....	10
4.5	Mapa de procesos .....	11
4.6	Plan estratégico empresarial (PEE) 2024-2027 .....	12
4.7	Plan de acción anual empresarial (PAAE) .....	14
4.8	Planes del Decreto 612 de 2018.....	14
5.	CALIDAD DEL SERVICIO.....	14
5.1	Indicadores de calidad del servicio - SAIDI y SAIFI .....	14
5.2	Desconexiones por ISA Intercolombia .....	16
5.2.1	<i>Desconexiones no programadas por ISA Intercolombia</i> .....	17
5.3	Acciones para mejorar la calidad del servicio .....	18
6.	GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO .....	21
6.1	Compra de Energía .....	21
6.2	Tarifa.....	23
6.2.1	<i>Análisis de la evolución del CU Calculado durante 2024 y 2025</i> .....	24
6.3	Pérdidas de Energía.....	26
6.4	Cartera.....	37
6.4.1	<i>Comportamiento de la cartera para el año 2025</i> .....	38
6.4.2	<i>Cartera por Tipo de Uso</i> .....	39
6.4.3	<i>Cartera Por Municipio</i> .....	40
6.4.4	<i>Comportamiento del Recaudo año 2025 Vs 2024</i> .....	40
6.5	Atención al Usuario .....	44
7.	INVERSIONES Y MODERNIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA.....	51
7.1	Ejecución del Plan de Inversión .....	51



<b>8. CUMPLIMIENTO NORMATIVO .....</b>	<b>52</b>
<b>8.1 Sistemas de gestión adoptados .....</b>	<b>52</b>
<b>9. ESTADOS FINANCIEROS .....</b>	<b>53</b>

## LISTA DE ILUSTRACIONES

<b>Ilustración 1.</b> Estructura Organizacional – ENELAR E.S.P. ....	<b>10</b>
<b>Ilustración 2.</b> Mapa de procesos.....	<b>11</b>
<b>Ilustración 3.</b> Eje 1 calidad del servicio .....	<b>12</b>
<b>Ilustración 4.</b> Eje 2 Sostenibilidad económica.....	<b>13</b>
<b>Ilustración 5.</b> Eje 3 capacidades internas. ....	<b>13</b>
<b>Ilustración 6.</b> Pruebas técnicas y puesta en operación de la Planta Generadora .....	<b>19</b>
<b>Ilustración 7.</b> Liberación del servicio de energía eléctrica en terreno. ....	<b>29</b>
<b>Ilustración 8.</b> Socialización del programa flexible .....	<b>43</b>
<b>Ilustración 9.</b> Institucion Educativa Cristo Rey .....	<b>45</b>
<b>Ilustración 10.</b> Colegio General Santander Bto.....	<b>45</b>
<b>Ilustración 11.</b> Ciudadela Laureles M/pio de Arauca.....	<b>46</b>
<b>Ilustración 12.</b> Charla del uso eficiente y responsable de Energía en el SENA.....	<b>46</b>
<b>Ilustración 13.</b> Asentamiento Humano Jerusalén. ....	<b>48</b>
<b>Ilustración 14.</b> Auditorio de la Contraloría.....	<b>48</b>
<b>Ilustración 15.</b> Plan de Gestión Comunitario departamental -2025 .....	<b>49</b>

## LISTA DE GRAFICAS

<b>Grafica 1.</b> Costo del mercado de energia mayorista .....	<b>22</b>
<b>Grafica 2.</b> Compras de Energia .....	<b>23</b>
<b>Grafica 3.</b> Comportamiento del Cu calculado.....	<b>24</b>
<b>Grafica 4.</b> Evolución Cu calculado - Cu aplicado .....	<b>25</b>
<b>Grafica 5.</b> Recuperación de energia.....	<b>30</b>
<b>Grafica 6.</b> Recuperacion de energia por Municipios .....	<b>31</b>
<b>Grafica 7.</b> Centro de gestión de medidas (CGM).....	<b>32</b>
<b>Grafica 8.</b> Puntos de Medida de Subestaciones .....	<b>33</b>
<b>Grafica 9.</b> Comportamiento cartera mensual 2025 .....	<b>38</b>
<b>Grafica 10.</b> Cartera por tipo de uso.....	<b>39</b>
<b>Grafica 11.</b> Comportamiento de la cartera morosa por municipio .....	<b>40</b>
<b>Grafica 12.</b> Desempeño del recaudo por vigencia (2024–2025) .....	<b>41</b>





## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Metas internas Indicadores de Calidad del Servicio .....	15
<b>Tabla 2.</b> Reporte mensual acumulado de desempeño de los indicadores de calidad del servicio (SAIDI y SAIFI) .....	15
<b>Tabla 3.</b> Registro de Jornadas Operativas por Zona .....	16
<b>Tabla 4.</b> Fallas no programadas en línea 230kV .....	18
<b>Tabla 5.</b> Avances en la habilitación de la planta eléctrica del municipio de Cravo Norte.....	20
<b>Tabla 6.</b> Evolución de los Costos en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) .....	21
<b>Tabla 7.</b> Análisis de la evolución de la compra de energía .....	22
<b>Tabla 8.</b> Relación entre el Cu calculado – Cu aplicado 2025.....	25
<b>Tabla 9.</b> Comportamiento de la disminución del .....	26
<b>Tabla 10.</b> Pérdidas totales mensuales.....	28
<b>Tabla 11.</b> Recuperación de energía.....	30
<b>Tabla 12.</b> Puntos de medida instalados en las diferentes subestaciones .....	32
<b>Tabla 13.</b> Fronteras de Distribución con reporte al ASIC .....	34
<b>Tabla 14.</b> Estado de Integración y Medición por Subestación para cumplimiento de Código de Medida .....	34
<b>Tabla 15.</b> Componentes Técnicos .....	36
<b>Tabla 16.</b> Reportes de causales de reclamos .....	50
<b>Tabla 17.</b> Inversión aprobada para el año 2025 .....	51
<b>Tabla 18.</b> Inversión ejecutada por nivel de tensión.....	52
<b>Tabla 19.</b> Seguimiento por nivel de tensión .....	52
<b>Tabla 20.</b> Análisis Horizontal.....	54
<b>Tabla 21.</b> Estado del resultado integral.....	55
<b>Tabla 22.</b> Análisis Vertical septiembre.....	56



## SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES

**AMI:** Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de Medición Avanzada)

**ASIC:** Administrador sistema de intercambios comerciales

**CREG:** Comisión de Regulación de Energía y Gas

**ICONTEC:** Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación

**MEM:** Mercado de Energía Mayorista

**MIPG:** Modelo Integrado de planeación y gestión

**PEE:** Plan Estratégico Empresarial

**PQR:** peticiones, quejas y reclamos

**SAIDI:** System Average Interruption Duration Index

**SAIFI:** System Average Interruption Frequency Index

**STN:** Sistema de Transmisión Nacional



## 1. INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de los principios de transparencia, eficiencia y responsabilidad pública, ENELAR E.S.P, presenta su Informe de Rendición de Cuentas – Vigencia 2025, un documento estratégico que integra los avances más significativos, los resultados institucionales y los temas trascendentales que orientarán el rumbo de la empresa en los próximos años.

Este informe recoge los logros alcanzados, los desafíos enfrentados y las decisiones clave adoptadas para fortalecer la continuidad, confiabilidad y calidad del servicio de energía eléctrica que beneficia a más de 100 mil usuarios en el departamento de Arauca. Su elaboración contó con la participación activa de los líderes de proceso y sus equipos de trabajo, quienes realizaron un análisis de la gestión desarrollada a lo largo de la vigencia.

El documento será publicado en nuestra página web y en los demás canales digitales con el fin de garantizar el acceso oportuno a la ciudadanía, promoviendo un ejercicio abierto y participativo que facilite la socialización previa a la audiencia pública de rendición de cuentas. Con ello, reafirmamos nuestro compromiso con un modelo de gestión transparente, cercano y orientado al mejoramiento continuo.

Finalmente, destacamos la importancia de este informe como una herramienta que evidencia la evolución de ENELAR E.S.P., los avances en modernización institucional y los retos estratégicos que impulsarán la sostenibilidad y transformación de la empresa en el corto, mediano y largo plazo.



## 2. ANTECEDENTES

La Empresa de Energía de Arauca – ENELAR E.S.P. fue creada el 13 de diciembre de 1985 mediante el Acuerdo 004 del Gobierno Intendencial de Arauca, con el propósito de garantizar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el departamento. Posteriormente, el Acuerdo 008 de 1995 adoptó y actualizó sus estatutos, consolidando la estructura administrativa, operativa y financiera necesaria para fortalecer la gestión empresarial y ampliar su capacidad institucional de atención a la creciente demanda energética regional.

Actualmente, ENELAR E.S.P. desarrolla sus operaciones en los siete (7) municipios del departamento, a través de una infraestructura que integra los sistemas de distribución local y los procesos comerciales asociados a la prestación del servicio. Su labor se ejecuta en un territorio de amplia extensión, dispersión geográfica y limitaciones de acceso, sumado a condiciones sociales complejas. Este conjunto de factores representa desafíos técnicos, financieros y operativos que inciden directamente en la sostenibilidad y continuidad del suministro de energía.

Durante la última década, la empresa ha enfrentado problemáticas estructurales que han afectado de manera significativa su equilibrio financiero y su desempeño operativo. Entre las dinámicas más relevantes se encuentra el hurto constante de energía por parte de usuarios, lo que incrementa las pérdidas no técnicas; así como las pérdidas técnicas derivadas del deterioro progresivo de la infraestructura, el crecimiento de asentamientos no formalizados y las conexiones irregulares. A ello se suma una débil cultura de pago en algunos sectores del departamento, situación que ha impactado negativamente el recaudo y la calidad del servicio. Paralelamente, la cartera morosa principalmente del sector oficial, ha aumentado de forma considerable, generando fuertes presiones sobre la liquidez institucional y limitando el cumplimiento oportuno de compromisos financieros y comerciales.

Adicionalmente, ENELAR E.S.P. ha presentado en los últimos años una elevada exposición al mercado de energía en bolsa, especialmente durante 2023, un periodo marcado por una crisis energética nacional producto de condiciones hidrológicas adversas y alta volatilidad en los precios. Este escenario produjo un incremento sustancial en los costos de compra de energía, elevando el Costo Unitario del servicio y deteriorando la estabilidad financiera de la empresa. De manera simultánea, la aplicación de la Opción Tarifaria —implementada para mitigar el impacto tarifario sobre los usuarios— generó un saldo acumulado significativo que continúa afectando la capacidad financiera institucional y presionando los principales indicadores económicos.

Bajo este contexto, la crisis energética de 2022 y 2023 profundizó aún más las restricciones financieras de ENELAR E.S.P., al limitar la posibilidad de recuperar los costos a través de la tarifa y exigir la adopción rápida de medidas administrativas, contractuales y financieras orientadas a garantizar la continuidad del servicio y proteger la sostenibilidad de la empresa.



### 3. LOGROS DE ENELAR

Bajo el liderazgo del equipo administrativo y con el compromiso permanente de su grupo de trabajo, la Empresa de Energía de Arauca – ENELAR E.S.P. ha orientado sus esfuerzos hacia una gestión más eficiente, sostenible y alineada con las necesidades del territorio. Durante la vigencia 2025, la administración definió un plan de acción integral que articula a todas las áreas de la empresa, respondiendo a los principales desafíos identificados en materia financiera, operativa, comercial y de infraestructura eléctrica.

Este enfoque estratégico ha permitido consolidar avances significativos que reflejan la mejora en la prestación del servicio, el fortalecimiento operativo y la optimización de procesos internos. A continuación, se presentan algunos de los logros más relevantes alcanzados en el marco de esta gestión:

- **Optimización de la compra de energía**

Durante el año 2025, aunque ENELAR E.S.P. no realizó nuevas compras de energía, se obtuvieron resultados altamente positivos derivados de la estrategia de contratación ejecutada en 2024. Las compras efectuadas durante la crisis energética del año anterior, en el marco de la Resolución CREG 101 036 de 2024 y la convocatoria CP-ENIC2024-001, permitieron asegurar precios estables, fortalecer la cobertura contractual y reducir significativamente la exposición al precio de bolsa. Como resultado de esta planificación, la empresa inició la vigencia con una posición contractual más sólida, protegida frente a la alta volatilidad del mercado spot, lo que se reflejó en una reducción importante de los costos del Mercado de Energía Mayorista (MEM). La exposición al mercado de bolsa disminuyó del 49 % en 2024 a un rango entre el 7 % y el 18 % en 2025, reduciendo el riesgo financiero y contribuyendo a una disminución del 13 % en los costos del MEM, equivalente a ahorros cercanos a \$22.634 millones.

Adicionalmente, el componente de generación presentó una reducción aproximada del 19 %, evidenciando una mayor eficiencia en la compra de energía y mayor estabilidad en los precios, lo que impactó positivamente el Costo Unitario del servicio, el cual descendió de \$1.080/kWh a \$932/kWh al cierre de 2025, fortaleciendo la sostenibilidad financiera de la empresa y los beneficios tarifarios para los usuarios.

- **Reducción del Índice de Pérdidas de Energía**

Durante la vigencia 2025, ENELAR E.S.P. logró reducir en más de un (1) punto porcentual el Índice de Pérdidas de Energía, mediante acciones técnicas y comerciales orientadas al control del consumo y la legalidad del servicio. Se legalizaron 3.540 usuarios nuevos, fortaleciendo la facturación y los ingresos operacionales. Asimismo, se ejecutaron más de 8.000 revisiones técnicas que permitieron identificar irregularidades y adelantar procesos de recuperación de energía por más de \$2.100 millones, con un recaudo superior a \$1.300 millones. A esto se sumó la revisión de más de 1.900 medidores en laboratorio certificado y la implementación de medición avanzada con 96 equipos AMI y tele medición en transformadores.





Estas acciones contribuyeron a mejorar el control operativo, reducir pérdidas no técnicas y fortalecer la sostenibilidad financiera de la empresa.

- **Gestión tarifaria y fortalecimiento regulatorio**

Durante la vigencia 2025, ENELAR E.S.P. mantuvo una estricta aplicación del marco regulatorio tarifario, garantizando la correcta liquidación del Costo Unitario del servicio de energía. Como resultado, el CU Calculado disminuyó de \$1.081/kWh a \$932/kWh, lo que representa una reducción del 14 %, asociada principalmente a una menor exposición al mercado de bolsa, mayor cobertura contractual y control de pérdidas de energía. El CU Aplicado se mantuvo dentro de los límites regulatorios, permitiendo estabilidad tarifaria y evitando incrementos abruptos para los usuarios. En cuanto a la Opción Tarifaria, entre mayo y noviembre de 2025 se lograron reducciones progresivas del saldo acumulado, impulsadas por la disminución del componente de generación y el aumento de la energía facturada.

Adicionalmente, la empresa cumplió oportunamente sus obligaciones regulatorias ante los entes de control y fortaleció su participación técnica en espacios gremiales y regulatorios del sector eléctrico, consolidando su posicionamiento institucional.

- **Mejoras en la calidad del servicio**

La empresa de energía de Arauca – ENELAR E.S.P fortaleció la calidad y continuidad del servicio mediante la operación y mantenimiento de una infraestructura eléctrica integrada por más de 10.494 km de redes, 19 subestaciones y una capacidad de transformación de 140 MVA, al servicio de los siete municipios del departamento, con operación centralizada desde el Centro de Control de Arauca. Para asegurar la confiabilidad del sistema, se invirtieron \$858 millones en operación desde el Centro de Control, orientados al monitoreo y gestión en tiempo real de la red eléctrica, y \$11.062 millones en mantenimiento, destinados a reposición de transformadores, mejora de redes, servidumbres, compra de materiales, trabajos en línea viva y transporte operativo.

Estas inversiones permitieron fortalecer la atención de fallas, mejorar la capacidad de respuesta técnica y garantizar mayor estabilidad del servicio, impactando positivamente los niveles de continuidad y confiabilidad del suministro de energía en el departamento.

- **Construcción de Confianza con la Comunidad**

El Plan Comunitario se implementó como un instrumento estratégico de gestión social, fortaleciendo la relación empresa–usuario. La estrategia promovió acciones de comunicación institucional, participación ciudadana, educación sobre el uso eficiente y seguro de la energía y optimización de los canales de atención al usuario, logrando una mejora progresiva en la percepción de la empresa en sus áreas de influencia.

Estas iniciativas consolidan un avance significativo en la confianza y satisfacción de los usuarios, y sientan las bases para ampliar la cobertura de las actividades comunitarias,



mejorar la oportunidad en la atención de requerimientos y establecer indicadores que midan de manera objetiva la relación positiva con la comunidad.

## 4. DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO

### 4.1 Visión

Ser una empresa competitiva y referente del buen servicio.

### 4.2 Misión

Somos una empresa industrial y comercial del estado de orden departamental, dedicada a la prestación de servicios en las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica para contribuir a mejorar la calidad de vida de nuestros usuarios y al desarrollo sostenible del territorio.

### 4.3 Valores Corporativos

**Honestidad:** Actuar siempre con fundamento en la verdad, cumpliendo deberes con transparencia y rectitud, y siempre favoreciendo el interés general.

**Respeto:** Reconocer, valorar y tratar de manera digna a todas las personas, con sus virtudes y defectos, sin importar su labor, su precedencia, títulos o cualquier otra condición.

**Compromiso:** Ser consciente de la importancia del rol como servidor público y estar en disposición permanente para comprender y resolver las necesidades de las personas con las que me relaciono en mis labores cotidianas, buscando siempre mejorar su bienestar.

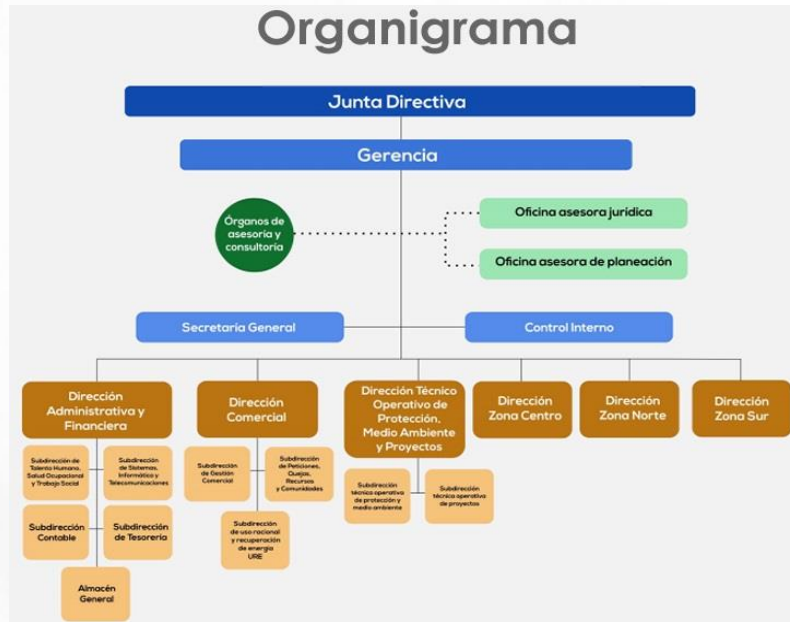
**Solidaridad:** Brindar ayuda a las personas cuando lo necesitan sin esperar algo a cambio, entendiendo que hago parte de una comunidad.

**Lealtad:** obrar de acuerdo con los principios éticos, morales, culturales, ecológicos y a las normas colombianas e institucionales.

### 4.4 Estructura Organizacional

La actual estructura orgánica de la empresa está conformada por: la gerencia, 2 oficinas asesoras, la secretaría general, la oficina de control interno, 6 direcciones, 9 subdirecciones y almacén. Como se muestra a continuación:

**Ilustración 1.**Estructura Organizacional – ENELAR E.S.P.

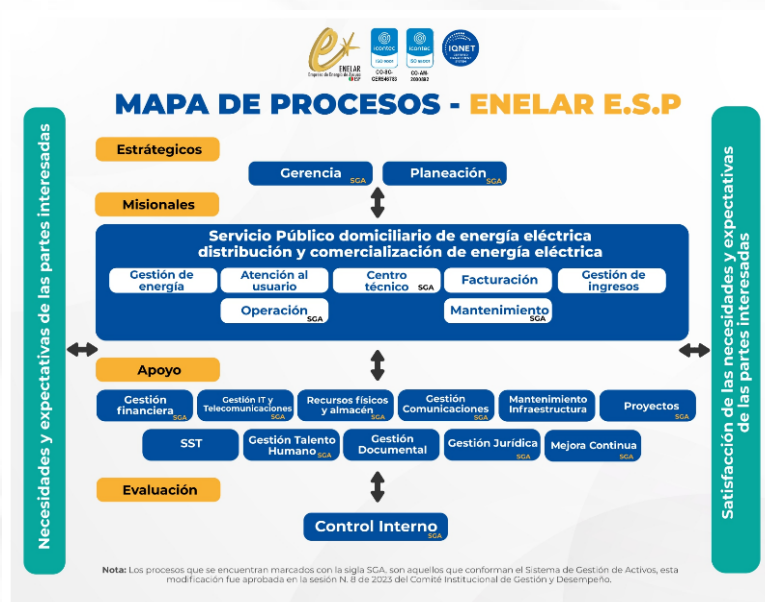


Fuente. Página web ENELAR E.S.P, 2024.

#### 4.5 Mapa de procesos

La empresa cuenta con el Sistema de Gestión de Calidad, certificado desde el año 2017 bajo la norma ISO 9001:2015 y el Sistema de Gestión de Activos certificado en el mes de enero de 2024, con base en la norma ISO 55001:2014. El mapa de procesos está conformado por 21 procesos, clasificados en: procesos estratégicos, misionales, de apoyo y evaluación. Como se muestra:

**Ilustración 2.** Mapa de procesos



Fuente. Página web ENELAR E.S.P, 2024.



#### 4.6 Plan estratégico empresarial (PEE) 2024-2027

El Plan Estratégico Empresarial 2024-2027 "**somos más que energía**", fue construido en conjunto con los líderes de procesos y refleja la realidad comercial, operativa, administrativa y financiera de la empresa. Este documento se configura como la hoja de ruta que proporciona las estrategias para hacerle frente a los retos actuales del sector de la energía. Además, incluye el aporte a las metas del Plan de Desarrollo Departamental (PDD) y la alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). El documento completo se encuentra alojado en el aplicativo ISOLUCIÓN, y el resumen fue dispuesto en la página web en el siguiente enlace:

<https://api-web.enelar.com.co/storage/documentos/archivos/presentaci%C3%A3%C2%B3n-pee-2024-2027.pdf>

A continuación, se presentan los tres ejes estratégicos, los objetivos, los indicadores y las metas correspondientes, los cuales permitirán a la Oficina Asesora de Planeación y a la Oficina de Control Interno realizar el seguimiento alineado con las políticas establecidas:

**Ilustración 3.**Eje 1 calidad del servicio



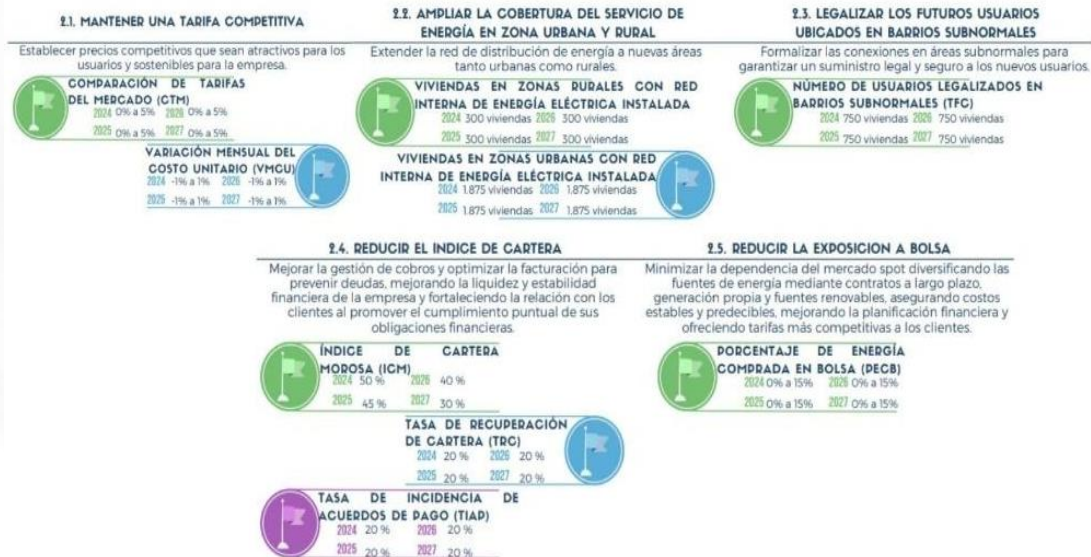
Fuente. Plan Estratégico Empresarial 2024-2027





Ilustración 4. Eje 2 Sostenibilidad económica

## 2. SOSTENIBILIDAD ECONÓMICA



Fuente. Plan Estratégico Empresarial 2024-2027

Ilustración 5. Eje 3 capacidades internas.

Fuente. Plan Estratégico Empresarial 2024-2027

## 3. CAPACIDADES INTERNAS





#### **4.7 Plan de acción anual empresarial (PAAE)**

Con el propósito de cumplir las metas establecidas en el Plan Estratégico Empresarial, ENELAR cuenta con el Plan de Acción Empresarial (PAAE). Este instrumento incluye las actividades, entregables, responsables, fechas, y su alineación con las políticas de MIPG y los planes definidos en el Decreto 612 de 2018. Según el informe del tercer trimestre elaborado por la Oficina Asesora de Planeación, de las 46 actividades programadas, 43 avanzan satisfactoriamente y se encuentran en ejecución dentro de los plazos establecidos. Solo 3 actividades quedaron programadas para una etapa posterior, dado que requieren recursos adicionales.

#### **4.8 Planes del Decreto 612 de 2018**

En cumplimiento del Decreto 612 de 2018, "Por el cual se fijan directrices para la integración de los planes institucionales y estratégicos al Plan de Acción por parte de las entidades del Estado", ENELAR E.S.P. cuenta con los doce planes establecidos en dicha norma. Estos planes pueden ser consultados en la página web de ENELAR:

<https://www.enelar.com.co/transparencia/>

- Plan Anual de Adquisiciones
- Plan Anual de Trabajo de SGSST
- Plan Anual de Vacantes
- Plan de Bienestar e Incentivos
- Plan de Previsión de Recursos Humanos
- Plan de Tratamiento de Riesgo de Seguridad y Privacidad de la Información
- Plan de Seguridad Y Privacidad De La Información
- Plan Estratégico de Talento Humano
- Plan Estratégico de Tecnologías de la Información -PETI
- Plan Estratégico de Comunicaciones
- Plan Institucional de Archivo -PINAR
- Plan Institucional de Capacitaciones

### **5. CALIDAD DEL SERVICIO**

#### **5.1 Indicadores de calidad del servicio - SAIDI y SAIFI**

Los indicadores SAIDI y SAIFI permiten evaluar de manera objetiva el desempeño operativo del sistema eléctrico, midiendo la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio percibidas por los usuarios. Estos indicadores constituyen referencias fundamentales para monitorear la continuidad del suministro y la eficiencia operativa durante la vigencia 2025.

En la Tabla N.º 1 se presentan las metas internas anuales definidas por la empresa para estos indicadores, las cuales sirven como parámetros técnicos de control y seguimiento del desempeño del sistema eléctrico. Si bien las metas regulatorias son establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), hasta la fecha de elaboración del presente



informe no se ha expedido la resolución que defina los valores regulatorios aplicables para 2025. Por lo tanto, para el análisis de los indicadores se tomará como referencia la meta vigente para el año 2024.

**Tabla 1.** Metas internas Indicadores de Calidad del Servicio

Meta Interna	
SAIDI	SAIFI
62.76	24.48

Fuente. Dirección TOPMA ENELAR E.S.P, 2025

La Tabla N.º 2 presenta los valores mensuales acumulados de los indicadores de calidad del servicio SAIDI (duración de interrupciones) y SAIFI (frecuencia de interrupciones), permitiendo analizar el desempeño operativo del sistema eléctrico y la eficiencia en la atención de los usuarios durante el periodo enero-octubre de 2025.

**Tabla 2.** Reporte mensual acumulado de desempeño de los indicadores de calidad del servicio (SAIDI y SAIFI)

Mes	SAIDI	SAIFI
Enero	4.18	1.8
Febrero	2.03	1.25
Marzo	3.98	2.03
Abril	5.44	2.32
Mayo	8.1	3.02
Junio	7.53	2.74
Julio	6.15	2.06
Agosto	6.21	3.06
Septiembre	6.02	2.2
Octubre	4.87	1.53
<b>TOTAL</b>	<b>54.51</b>	<b>22.01</b>

Fuente. Dirección TOPMA ENELAR E.S.P, 2025

Durante la vigencia 2025 se registró un incremento relevante en los indicadores de calidad del servicio en el periodo comprendido entre los meses de abril y septiembre. Este comportamiento estuvo asociado principalmente a factores de origen climático y operativo, entre los cuales se destacan:

- Intensificación de la temporada invernal.
- Incremento de eventos asociados a descargas atmosféricas.
- Afectaciones por crecimiento de vegetación sobre las redes eléctricas.
- Condiciones climáticas adversas en las zonas de operación.



A partir del mes de octubre, se evidencia una mejora técnica en el comportamiento de los indicadores, como resultado de la implementación de acciones correctivas y preventivas por parte de las áreas operativas, sumado a la disminución progresiva de las condiciones climatológicas adversas.

De acuerdo con las proyecciones técnicas, se espera que durante los meses de noviembre y diciembre los indicadores mantengan una tendencia descendente, lo que permitirá alcanzar las metas internas establecidas para la vigencia.

## 5.2 Desconexiones por ISA Intercolombia

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA, en su calidad de operador del Sistema de Transmisión Nacional (STN), es responsable de la operación, mantenimiento y confiabilidad de la infraestructura de transmisión en alta tensión que soporta el suministro de energía eléctrica a nivel nacional. En desarrollo de estas funciones, ejecuta actividades de mantenimiento preventivo y correctivo que implican desconexiones programadas de activos estratégicos del sistema, las cuales son coordinadas con los operadores de red, entre ellos ENELAR E.S.P., conforme a los lineamientos técnicos, operativos y regulatorios vigentes.

En el marco de la desconexión anual programada por ISA Intercolombia, se desarrolló un plan integral de mantenimiento sobre líneas, redes y subestaciones del departamento de Arauca, orientado a la intervención de activos críticos que, por su condición operativa, no pueden ser atendidos bajo condiciones normales de servicio. Estas actividades permitieron ejecutar acciones correctivas, preventivas y de optimización técnica, contribuyendo al fortalecimiento de la confiabilidad y continuidad del sistema eléctrico regional.

Como resultado de esta jornada operativa, el 11 de noviembre de 2025 se ejecutaron sesenta y ocho (68) actividades técnicas, organizadas en ocho (08) frentes de trabajo, las cuales se detallan a continuación.

**Tabla 3.** Registro de Jornadas Operativas por Zona

Zona / Proyecto	Contexto Operativo	N.º de Actividades	Tipo de Intervenciones Realizadas
<b>Tame</b>	Alta criticidad por clima extremo y antigüedad de infraestructura.	6	Vestida de estructuras, podas, reposición de postes, instalación de estructura completa, cambio de aisladores, limpieza y ajuste en subestación.
<b>Saravena</b>	Subestación con condiciones anormales y riesgo operativo inmediato.	5	Reemplazo de aislador fracturado, cambio de conductores fatigados, eliminación de puntos calientes, estandarización de calibres, cambio de bajantes primarios.
<b>Línea Caño Limón 34.5 kV</b>	Flameo crítico, corrosión y deterioro mecánico generalizado.	17	Intervenciones en aisladores, mantenimiento de templetes, reparaciones y control de servidumbre.





<b>Línea 13.2 kV</b>	Red urbana y rural con alta dispersión y múltiples puntos críticos.	8	Mantenimiento de cortacircuitos, seccionadores y eliminación de puntos calientes.
<b>Subestaciones (Panamá, Pesquera, Esmeralda)</b>	Infraestructura crítica de alta especialización.	9	Mantenimiento de transformadores, protecciones y control.
<b>Proyecto Especial AQ03R18</b>	Migración tecnológica para mejorar la calidad del servicio.	1	Instalación mecánica, eléctrica y comunicaciones para reubicación del reconector.
<b>Programación Fortul</b>	Actividades complementarias aprovechando ventana de desconexión.	4	Intervenciones en línea 34,5 kV y alimentadores.
<b>Zona Centro (Arauca – Cravo Norte)</b>	Zona urbana de alta densidad y carga crítica.	18	Mantenimiento y optimización de alimentadores urbanos.

Fuente. Dirección TOPMA ENELAR E.S.P, 2025

El cumplimiento de las actividades programadas fue posible gracias al despliegue coordinado del talento humano, conformado por cuadrillas operativas, profesionales especializados, personal de maniobras, comunicaciones, apoyo logístico y seguridad industrial. La capacidad técnica del equipo para ejecutar trabajos simultáneos en escenarios de alta complejidad operativa y condiciones ambientales adversas fue un factor determinante para asegurar el logro de las metas dentro de los tiempos establecidos.

La jornada operativa demandó adicionalmente una gestión integral de permisos de trabajo, consignaciones, inspecciones técnicas previas, análisis de riesgos operacionales, alistamiento de materiales y disponibilidad de herramientas especializadas, así como una articulación permanente con los Centros de Control de ENELAR, el CSM y el CND. Este esquema de coordinación permitió garantizar una ejecución segura, controlada y trazable de cada intervención, minimizando riesgos para el personal y asegurando la integridad de los activos del sistema eléctrico.

### ***5.2.1 Desconexiones no programadas por ISA Intercolombia***

Durante el año 2025 se presentaron cinco (5) desconexiones no programadas en la línea de transmisión a 230 kV operada por ISA Intercolombia, infraestructura que constituye el único punto de conexión del departamento de Arauca al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La totalidad de los eventos estuvo asociada a fallas en la línea de transmisión, ocasionando salidas intempestivas del sistema eléctrico departamental.

Los tiempos de interrupción oscilaron entre 8 y 228 minutos, lo que refleja tanto eventos transitorios, principalmente vinculados a la actuación automática de los sistemas de protección, como una falla de mayor duración que impactó de manera significativa la continuidad del servicio. En todos los casos, la reposición del servicio se realizó sin



contratiempos relevantes, evidenciando una correcta operación de los esquemas de protección y de los procedimientos de restablecimiento. Sin embargo, la recurrencia de fallas en un corredor de transmisión sin redundancia pone de manifiesto la alta vulnerabilidad del suministro eléctrico en el departamento. Estas afectaciones inciden directamente sobre los indicadores de confiabilidad y disponibilidad del sistema, lo cual resalta la necesidad de avanzar en el fortalecimiento de la infraestructura, la evaluación de alternativas de respaldo y el seguimiento técnico permanente, con el fin de mitigar el riesgo de interrupciones futuras.

**Tabla 4.** Fallas no programadas en línea 230kV

No.	Fecha	Inicio	Final	Duración (Min)
1	27/03/2025	05:06	05:21	<b>15</b>
2	22/05/2025	19:43	20:07	<b>24</b>
3	23/07/2025	22:11	22:19	<b>8</b>
4	20/09/2025	04:36	04:52	<b>16</b>
5	07/10/2025	11:56	15:44	<b>228</b>

Fuente. Dirección TOPMA ENELAR E.S.P, 2025

### 5.3 Acciones para mejorar la calidad del servicio

El equipo operativo, en coordinación con las Direcciones de Zona, implementó un conjunto de acciones técnicas orientadas a disminuir la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio, con el objetivo de mejorar la continuidad del suministro y el desempeño de los indicadores de calidad.

Entre las principales acciones ejecutadas se destacan:

- Monitoreo diario del comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, permitiendo la toma oportuna de decisiones operativas para el cumplimiento de las metas internas.
- Identificación de los circuitos con mayor impacto en los indicadores y ejecución de acciones correctivas focalizadas.
- Revisión y coordinación de esquemas de protección para garantizar la adecuada selectividad entre fusibles, reconectores y seccionadores.
- Seguimiento permanente a equipos telecontrolados, asegurando su correcta operación y disponibilidad.
- Ejecución de mantenimiento preventivo sobre la infraestructura eléctrica, incluyendo revisión de líneas, postes, estructuras y aisladores en condiciones críticas.
- Mantenimiento de servidumbre mediante despeje de vegetación en corredores eléctricos, con el fin de reducir eventos por contacto con la red.

Estas acciones han contribuido a una mejora progresiva del desempeño operativo frente a la vigencia anterior. Asimismo, se prevé su fortalecimiento durante el cierre del año 2025, como parte del compromiso institucional con la calidad y continuidad del servicio.



### **5.3.1 Habilitación de la planta eléctrica del municipio de Cravo Norte**

Dentro de los alcances del contrato de prestación de servicios N.º 428 de 2025, se puso en operación la Planta Generadora N.º 2, con una capacidad instalada de 300 kW, lo que permite atender aproximadamente el 40 % de la demanda de energía del municipio de Cravo Norte de manera sectorizada, ante eventos de indisponibilidad prolongada de la línea de 34,5 kV Caño Limón – Cravo Norte. Esta solución fortalece la continuidad del servicio en condiciones de contingencia y reduce la vulnerabilidad del suministro eléctrico del municipio.

De manera complementaria al contrato mencionado, ENELAR E.S.P. recuperó el transformador elevador de tensión de 400 kVA asociado a dicha planta, lo que garantiza condiciones técnicas adecuadas para la evacuación de la energía generada hacia la red de distribución y mejora la confiabilidad operativa del sistema local.

Adicionalmente, en el marco del mismo contrato, se avanzó en el proceso de recuperación de la Planta Generadora N.º 1, con el objetivo de concluir su rehabilitación durante el primer semestre del próximo año. Una vez esta unidad entre en operación, se estima que será posible atender hasta el 80 % de la demanda energética del municipio de Cravo Norte, incrementando de manera significativa la capacidad de respaldo y la autonomía operativa del sistema de generación local.

**Ilustración 6.** Pruebas técnicas y puesta en operación de la Planta Generadora



Fuente. Dirección Zona centro E.S.P, 2025



**Tabla 5.**Avances en la habilitacion de la planta electrica del municipio de cravo norte

<b>Proyecto: Mantenimiento preventivo y correctivo de los grupos electrógenos del municipio de Cravo norte, departamento de Arauca</b>					
<b>Item</b>	<b>descripción</b>	<b>unidad</b>	<b>cantidad</b>	<b>p. unitario</b>	<b>valor unitario</b>
1	Instalación de bomba de agua dulce para Caterpillar 3406, 3406B y 3406C (Incluye insumos y transportes)	Und	1	\$ 11.353.917	\$ 11.353.917
2	Sello de junta de bomba de agua dulce para motores Caterpillar 3406 (Incluye insumos y transportes)	Und	1	\$ 1.642.488	\$ 1.642.488
6	Instalación de batería 12V, Cap arranque 22°C 1350Amp, Cap Arranque -18°C 940Amp, Cap Reserva 240Min (Incluye insumos y transportes)	Und	2	\$ 2.739.596	\$ 5.479.192
8	Balanceo dinámico a rotor principal, conjunto rotor-ventilador (Incluye insumos y transportes)	Und	1	\$ 9.092.032	\$ 9.092.032
9	Cambio de aceite 15W40 y filtros ref. Cat.3406B (Incluye insumos y transportes)	Und	1	\$ 15.606.195	\$ 15.606.195
10	Mantenimiento de bobinado, estator y puente de diodos generador 300KVA	Und	1	\$ 24.780.754	\$ 24.780.754
11	Encamisada tapa BAL 6313 140 MM	Und	1	\$ 5.962.332	\$ 5.962.332
12	Pruebas eléctricas	Und	1	\$ 3.471.090	\$ 3.471.090
13	Ajuste tarjeta electrónica	Und	1	\$ 3.231.919	\$ 3.231.919
SUBTOTAL					\$ 80.619.917
IVA (19%)					\$ 15.317.784
<b>TOTAL PROYECTO</b>					<b>\$ 95.937.702</b>

Fuente. Dirección Zona centro E.S.P, 2025





## 6. GESTIÓN COMERCIAL Y ATENCIÓN AL USUARIO

### 6.1 Compra de Energía

Durante los últimos años, la compra de energía se convirtió en uno de los principales retos para ENELAR E.S.P., debido a la volatilidad del precio de bolsa y a la insuficiente cobertura contractual heredada de vigencias anteriores. Sin embargo, las decisiones estratégicas tomadas en 2024, incluyendo compras en medio de la crisis y la adjudicación de contratos mediante las medidas tomadas por el gobierno nacional mediante la resolución Creg 101 036 de 2024 y en la convocatoria CP-ENIC2024-001 cumpliendo con los lineamientos definidos en la resolución Creg 130 de 2019 (SICEP), permitieron que el año 2025 se consolida como un periodo de recuperación, control del riesgo y reducción de costos para la empresa.

Para entender el impacto de esta optimización, es necesario observar cómo evolucionaron los costos del Mercado de energía mayorista -MEM durante los últimos cuatro años (la tabla contiene valores en millones de pesos):

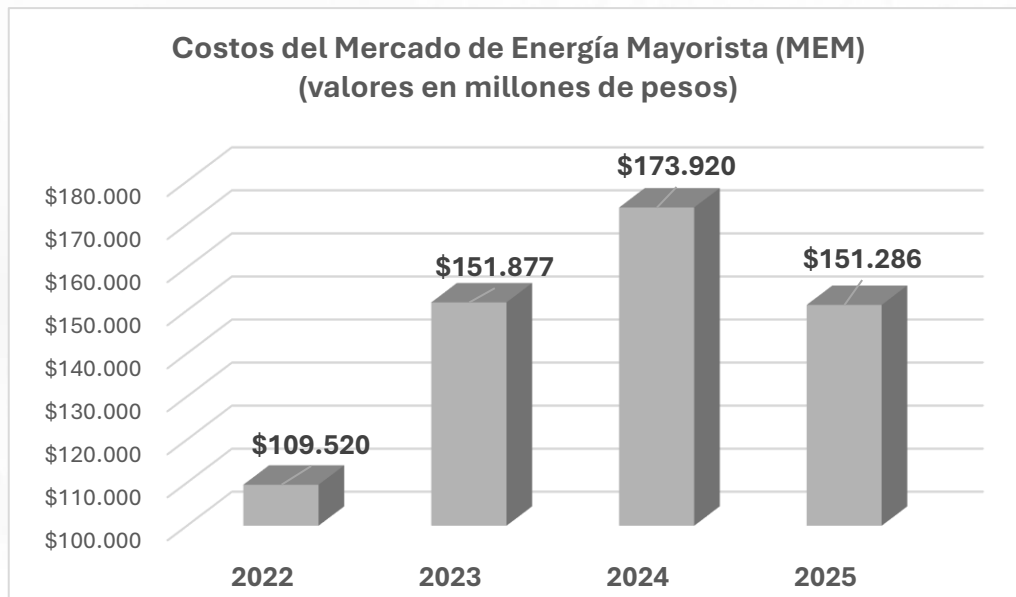
**Tabla 6.** Evolución de los Costos en el Mercado de Energía Mayorista (MEM)

Año	Valor compra energía en contratos y bolsa G	Valores pagados por restricciones R	Valores pagados por STN T	Valores pagados por reconocimiento de pérdidas de Energía P	TOTAL	Valor promedio mes
2022	\$ 80.078	\$ 9.221	\$ 12.734	\$ 7.487	\$ 109.520	\$ 9.127
2023	\$ 121.906	\$ 4.923	\$ 14.604	\$ 10.444	\$ 151.877	\$ 12.656
2024	\$ 139.056	\$ 4.987	\$ 17.021	\$ 12.856	\$ 173.920	\$ 14.493
2025	\$ 112.978	\$ 9.416	\$ 17.586	\$ 11.306	\$ 151.286	\$ 12.607

Fuente.Dirección Comercial ENELAR E.S.P, 2025



**Grafica 1.**Costo del mercado de energía mayorista



Fuente.Dirección Comercial ENELAR E.S.P, 2025

Entre 2022 y 2024 se observa un incremento sostenido de los costos del Mercado de energía mayorista MEM, que pasan de 109.520 a 173.920 millones de pesos, impulsados principalmente por el aumento del componente de generación y la alta exposición al precio de bolsa. En contraste, 2025 marca un punto de inflexión: el costo total del Mercado de energía mayorista- MEM se reduce a 151.286 millones de pesos, es decir, una disminución cercana a 22.000 millones de pesos frente a 2024, lo que representa un alivio directo para la empresa y contribuye a evitar mayores presiones sobre la tarifa de los usuarios.

El componente de generación es uno de los componentes que más impacto tiene en el costo unitario (Cu) Calculado y en los costos totales del Mercado de energía mayorista (MEM). Su evolución demuestra el éxito de la optimización alcanzada con la compras de energía realizadas durante la vigencia 2024, lo podemos apreciar en la Tabla N.º 6.

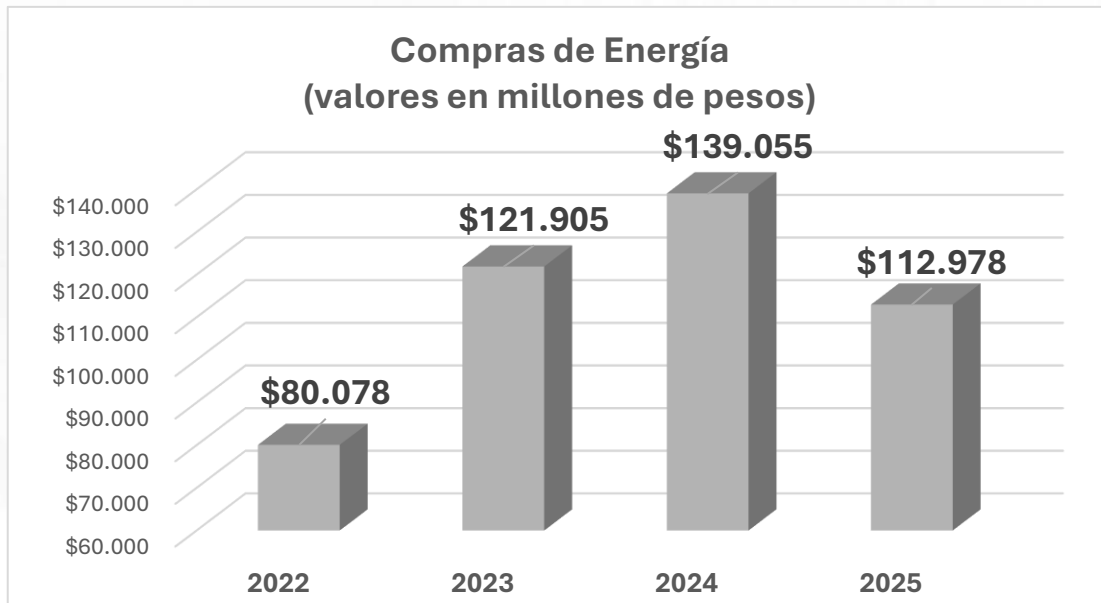
**Tabla 7.** Análisis de la evolución de la compra de energía

Año	Generación (G)
2022	\$80.078 millones
2023	\$121.905 millones
2024	\$139.055 millones
2025	\$112.978 millones

Fuente.Dirección Comercial ENELAR E.S.P, 2025



**Grafica 2.Compras de Energia**



Fuente.Direccion Comercial ENELAR E.S.P, 2025

Mientras en 2024 este componente alcanzó \$139.056 millones, en 2025 se redujo a \$112.978 millones, logrando una disminución superior a \$26.000 millones. Esta disminución es resultado directo de:

- Mayor energía contratada a precios fijos
- Menor exposición a bolsa
- Estabilización del mercado de energía mayorista en 2025.

En conclusión, la optimización de la compra de energía permitió pasar de un escenario de altos costos y elevada exposición al precio de bolsa a un año 2025 caracterizado por mayor cobertura en contratos, menor riesgo de mercado y una reducción significativa en los gastos del mercado de energía mayorista (MEM). Esto se traduce en una empresa más sólida financieramente y en mejores condiciones para garantizar la prestación del servicio de energía a los usuarios del departamento.

## 6.2 Tarifa

La gestión tarifaria de ENELAR E.S.P. durante la vigencia 2025 se desarrolló bajo la aplicación estricta de la Resolución CREG 119 de 2007, norma que define la metodología para calcular el Costo Unitario (Cu) del servicio de energía eléctrica y establece cómo deben reconocerse, trasladarse y actualizarse los costos asociados a la prestación del servicio. Esta metodología incorpora en su fórmula todos los elementos que inciden en la tarifa, incluyendo los costos de compra de energía, la energía efectivamente facturada, las pérdidas de energía reconocidas y los demás componentes regulados.



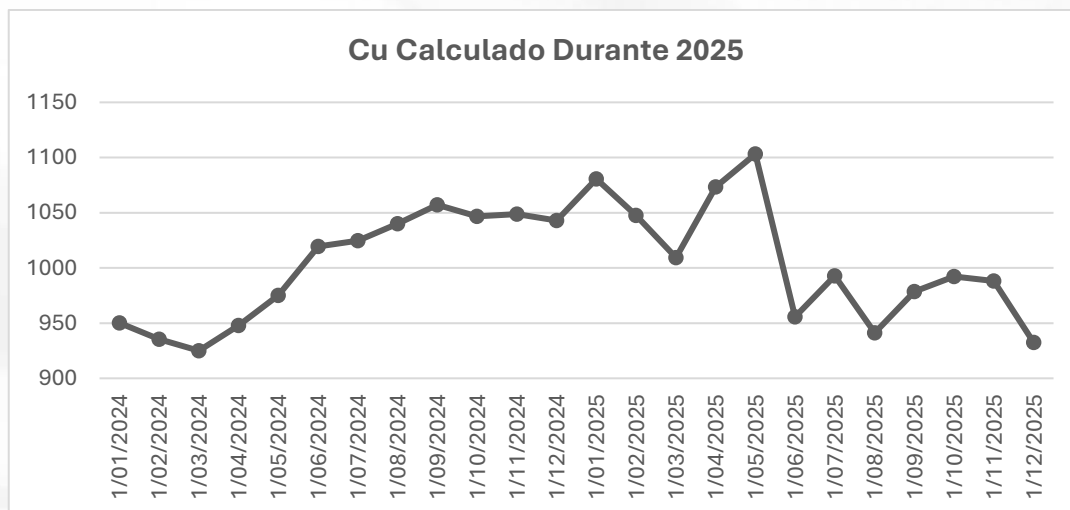
Es importante destacar que el CU Calculado refleja de manera directa el impacto de todas las acciones que realiza la empresa. Cuando ENELAR mejora sus compras de energía, reduce la exposición al precio de bolsa, asegura contratos más estables o incrementa la energía facturada mediante la reducción de pérdidas, todos estos efectos se ven traducidos en un CU más estable y previsible para los usuarios. En otras palabras, el resultado tarifario es una consecuencia visible de la gestión técnica, comercial y operativa de la empresa.

### 6.2.1 Análisis de la evolución del CU Calculado durante 2024 y 2025

Al comparar la evolución del Cu Calculado entre los años 2024 y 2025 se evidencia con claridad que sí hubo una reducción significativa, atribuible a las gestiones implementadas por ENELAR. Durante el 2024, el Cu Calculado osciló entre \$930 y \$1.049/kWh, con una tendencia al alza en varios meses debido al encarecimiento del componente de generación, la alta exposición al precio de bolsa y el impacto acumulado de las pérdidas de energía. Sin embargo, en el 2025 la tendencia cambia de manera favorable: el año inicia con un Cu Calculado de \$1.080,64/kWh, pero a medida que las compras de energía contratada empiezan a cubrir una mayor parte de la demanda y se consolidan las acciones operativas, el valor del Cu Calculado desciende de forma sostenida.

Entre enero y diciembre de 2025, el Cu Calculado se redujo desde \$1.080,64/kWh hasta \$932,39/kWh, lo que representa una disminución de \$148,25/kWh (aproximadamente un 13,7%). Esta caída no solo revierte el comportamiento del año anterior, sino que también refleja la eficacia de las decisiones adoptadas.

**Grafica 3.** Comportamiento del Cu calculado



Fuente: Dirección Comercial ENELAR E.S.P, 2025

Adicionalmente, ENELAR continúa aplicando el esquema de Opción Tarifaria, al cual se acogió en 2021 en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 012 de 2020, buscando mitigar la volatilidad tarifaria y proteger a los usuarios ante incrementos abruptos del CU Calculado. Bajo este esquema, parte de las variaciones del CU se difiere en el tiempo,





generando un saldo acumulado que depende de la relación entre el CU Calculado y el CU Aplicado, en el año 2025 este esquema se ha comportado de la siguiente manera:

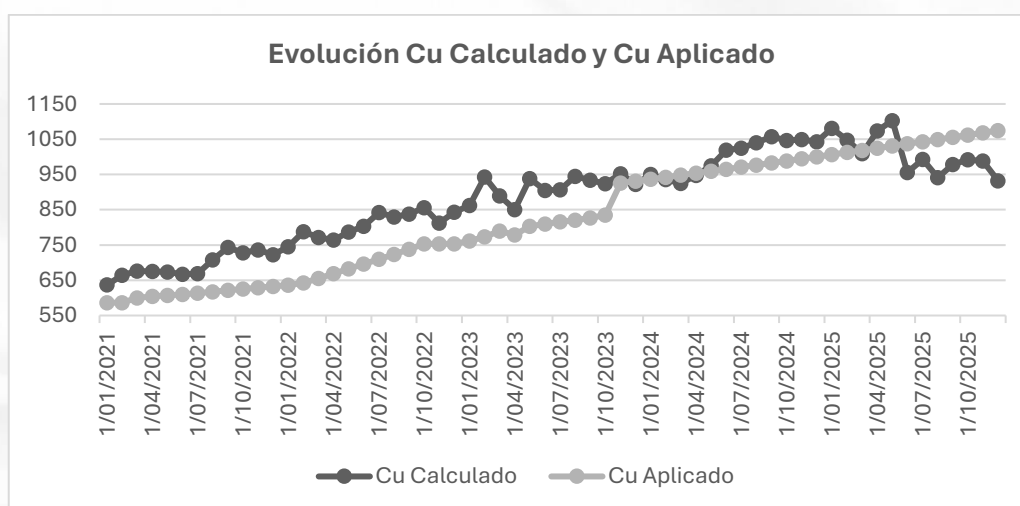
**Tabla 8.**Relación entre el Cu calculado – Cu aplicado 2025

MES	Cu CALCULADO	Cu APLICADO	VARIACIÓN Cu APLICADO
1/01/2025	1080,64	1006,47	0,60%
1/02/2025	1047,64	1012,51	0,60%
1/03/2025	1009,31	1018,58	0,60%
1/04/2025	1073,28	1024,69	0,60%
1/05/2025	1103,15	1030,84	0,60%
1/06/2025	955,77	1037,03	0,60%
1/07/2025	992,93	1043,25	0,60%
1/08/2025	941,3	1049,51	0,60%
1/09/2025	978,52	1055,8	0,60%
1/10/2025	992,1	1062,14	0,60%
1/11/2025	988,06	1068,51	0,60%
1/12/2025	932,39	1074,92	0,60%

Fuente.Direccion Comercial ENELAR E.S.P, 2025

Este comportamiento es favorable para el usuario y para la empresa, teniendo en cuenta que de acuerdo a los principios definidos se debe garantizar la sostenibilidad financiera de la empresa y deben existir precios favorables para los usuarios, Además como se mencionó anteriormente se ha logrado una disminución en el Cu calculado comparando diciembre de 2025 con enero de 2024. Este efecto no lo perciben los usuarios teniendo en cuenta la aplicación del esquema de opción tarifaria que se viene aplicando desde el año 2021, como se puede apreciar en la siguiente gráfica:

**Grafica 4.**Evolución Cu calculado - Cu aplicado



Fuente.Direccion Comercial ENELAR E.S.P, 2025



Es importante mencionar que, solo desde el año 2024 a la fecha se ha logrado que el Cu Calculado sea menor al Cu Aplicado, esto se ha logrado por la eficiencia en el componente de Generación, que tiene como base las cantidades y precios de las compras de energía que realiza la empresa.

En 2025, gracias a la estabilización del componente de generación y al aumento de energía facturada, esté saldo inició una ruta de disminución gradual, como se puede apreciar en la Tabla N.º 8.

**Tabla 9.** Comportamiento del la disminucion del

MES	SALDO ACUMULADO (valor en millones de pesos)	VARIACIÓN (valor en millones de pesos)
1/01/2025	\$ 73.116,15	\$ 1.459
1/02/2025	\$ 73.829,34	\$ 713
1/03/2025	\$ 75.534,33	\$ 1.705
1/04/2025	\$ 77.555,46	\$ 2.021
1/05/2025	\$ 77.006,25	-\$ 549
1/06/2025	\$ 77.048,06	\$ 42
1/07/2025	\$ 76.132,72	-\$ 915
1/08/2025	\$ 75.817,33	-\$ 315
1/09/2025	\$ 75.528,02	-\$ 289
1/10/2025	\$ 74.994,05	-\$ 534
1/11/2025	\$ 73.309,56	-\$ 1.684

Fuente.Direccion Comercial ENELAR E.S.P, 2025

El comportamiento del saldo acumulado de la Opción Tarifaria (OT) durante el año 2025 confirma el efecto positivo de la estabilización del CU Calculado. El año inició con un saldo de \$73.116 millones, y durante los primeros meses aún se presentaron aumentos moderados debido a los ajustes propios del cambio de vigencia. Sin embargo, a partir de mayo se observa un cambio importante: en varios meses del año el CU Calculado resultó inferior al CU Aplicado, lo que permitió iniciar la reducción del saldo acumulado. Entre mayo y noviembre se registraron disminuciones consecutivas, destacándose reducciones de \$549 millones en mayo, \$915 millones en julio, \$534 millones en octubre y \$1.684 millones en noviembre, cerrando en el mes de noviembre con un saldo de \$73.309 millones.

### 6.3 Pérdidas de Energía

ENELAR E.S.P. mediante la Subdirección de Uso Racional y Recuperación de Energía – URE, ha consolidado la Estrategia Integral de Recuperación de Pérdidas de Energía, enmarcada en la Política de Gestión de Energía y Pérdidas de Energía de la empresa.

Durante la vigencia 2025, se intensificaron las acciones técnicas orientadas a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, mediante la optimización de la medición de energía, la



identificación de anomalías en la red, la legalización de usuarios no registrados y la recuperación de energía no facturada. Estas medidas permitieron incrementar la facturación efectiva de kilovatios y mejorar la cobertura del servicio, ajustando la oferta a la demanda real del sistema eléctrico del departamento.

### ***6.3.1 Reducción de indicador de pérdidas de energía***

La empresa realiza un seguimiento constante al indicador de porcentaje de pérdidas de energía, considerando tanto las pérdidas técnicas, asociadas al funcionamiento normal del sistema eléctrico, como las pérdidas no técnicas, derivadas de irregularidades en la medición, fraude o conexiones no autorizadas.

- **Pérdidas técnicas:** Son las pérdidas inherentes a la operación cotidiana del sistema eléctrico del departamento. Son generadas por factores técnicos de los equipos, resistencia o falla en los materiales de la construcción de las redes de media y baja tensión, y de los equipos de medida. Para el ejercicio de análisis de las pérdidas técnicas del sistema eléctrico de ENELAR ESP, se ha determinado por parte de la CREG un porcentaje de 10,41% de pérdidas técnicas en sumatoria de todos los niveles de tensión (A la espera de un estudio técnico que determine la realidad de las pérdidas técnicas).
- **Pérdidas no técnicas:** Son las pérdidas que se producen por el consumo excesivo de la energía eléctrica, producto del robo, fraude o cualquier otra anomalía por parte del consumidor final.

El análisis de pérdidas de energía se realiza desde dos perspectivas complementarias. Por un lado, las pérdidas del comercializador, determinadas como la diferencia entre la energía comprada y la facturada a los usuarios, constituyen un indicador de carácter no técnico, orientado a la gestión comercial. Por otro lado, las pérdidas totales del distribuidor se calculan a partir de los flujos de energía en todos los niveles de tensión del sistema eléctrico, proporcionando un análisis técnico del desempeño de la red. Estas pérdidas se reportan de manera mensual como pérdidas totales mensuales y como pérdidas totales móviles, considerando un período de 12 meses para asegurar consistencia, comparabilidad anual y la identificación de tendencias operativas.



**Tabla 10.** Pérdidas totales mensuales.

Periodo	DEMANDA COMERCIAL REGULADA	CANTIDAD USUARIOS	VENTAS ENERGÍA	VALOR FACTURACIÓN ENERGÍA	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	PORCENTAJE PÉRDIDAS COMERCIALES
01/10/2023	27.036.929	96.402	17.044.063	\$15.297.299.378	10.144.085	37,52%
01/11/2023	26.599.267	96.584	16.892.844	\$15.254.232.056	9.543.282	35,88%
01/12/2023	27.552.607	96.785	17.055.985	\$15.503.703.652	10.496.622	38,10%
01/01/2024	27.480.512	96.937	17.055.985	\$15.503.703.652	10.382.120	37,78%
01/02/2024	26.765.429	97.083	17.098.392	\$15.645.250.189	9.933.781	37,11%
01/03/2024	30.300.847	97.373	16.831.649	\$15.476.142.663	12.166.248	40,15%
01/04/2024	27.417.075	97.556	18.134.599	\$16.787.834.461	10.281.243	37,50%
01/05/2024	27.864.985	97.673	17.135.832	\$15.934.939.842	11.101.260	39,84%
01/06/2024	24.758.734	97.826	16.763.725	\$15.707.465.204	9.213.785	37,21%
01/07/2024	25.882.185	98.138	15.544.949	\$14.648.482.493	9.594.135	37,07%
01/08/2024	27.263.181	98.532	16.288.050	\$15.426.185.780	10.378.699	38,07%
01/09/2024	25.354.283	99.683	16.884.482	\$16.073.323.126	9.312.574	36,73%
01/10/2024	28.902.560	99.924	16.041.709	\$15.395.080.407	11.424.446	39,53%
01/11/2024	27.099.398	100.343	17.478.115	\$16.887.036.764	10.323.290	38,09%
01/12/2024	28.560.997	100.632	16.776.108	\$16.293.663.111	11.636.122	40,74%
01/01/2025	27.628.408	100.897	16.924.875	\$16.547.632.347	10.585.905	38,32%
01/02/2025	25.784.427	101.068	17.042.503	\$16.731.670.510	9.740.682	37,78%
01/03/2025	29.678.002	101.288	16.043.745	\$15.849.786.328	11.906.037	40,12%
01/04/2025	26.624.673	101.515	17.771.965	\$17.672.042.314	10.367.500	38,94%
01/05/2025	26.721.930	102.076	16.257.173	\$16.261.394.694	9.980.095	37,35%
01/06/2025	24.290.557	102.524	16.741.836	\$16.827.361.505	8.837.949	36,38%
01/07/2025	25.686.735	102.960	15.452.608	\$16.064.116.503	9.427.196	36,70%
01/08/2025	26.729.495	103.260	16.259.539	\$16.554.077.759	9.525.132	35,64%
01/09/2025	27.826.833	103.450	17.204.363	\$17.588.425.426	9.973.932	35,84%
01/10/2025	<b>28.248.861</b>	103.646	17.852.902	\$18.369.524.070	9.998.347	<b>35,39%</b>





01/11/2025		104.172	18.250.514	\$18.906.036.295		
------------	--	---------	------------	------------------	--	--

Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

Se ha efectuado el seguimiento de la relación entre la Demanda Comercial Regulada (energía total consumida en el departamento) y la Energía Facturada a los usuarios en cada ciclo de facturación. La diferencia entre ambos valores representa la energía no facturada, es decir, las pérdidas de energía. Durante la vigencia, se logró una reducción promedio de 1 punto porcentual, contribuyendo a la disminución de las pérdidas económicas que impactan la operación y sostenibilidad financiera de la empresa.

### ***6.3.2 Legalización de usuarios del servicio de energía que no son suscriptores***

En el marco de la estrategia de reducción de pérdidas de energía, se fortaleció el reporte de usuarios irregulares por parte de los lectores de facturación en sitio. Esta acción permitió, durante la vigencia actual, la incorporación de 3.540 nuevos suscriptores, la mayoría de los cuales consumían energía sin contar con un vínculo contractual formal con la empresa. Con esta medida se recupera un volumen significativo de energía previamente no facturada, contribuyendo a la eficiencia operativa y a la disminución de pérdidas económicas mensuales.

**Ilustración 7.** Liberación del servicio de energía eléctrica en terreno.



Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

### ***6.3.3 Revisiones técnicas tendientes a la detección de anomalías del servicio de energía eléctrica***

En la ejecución de la actividades enfocadas en la recuperación de energía, en el año 2024 y 2025 se desplegaron cuadrillas especializadas para la recuperación de pérdidas de energía, mediante revisiones técnicas orientadas a identificar anomalías en la medición del suministro eléctrico y conexiones irregulares. En 2025, estas acciones de recuperación de energía



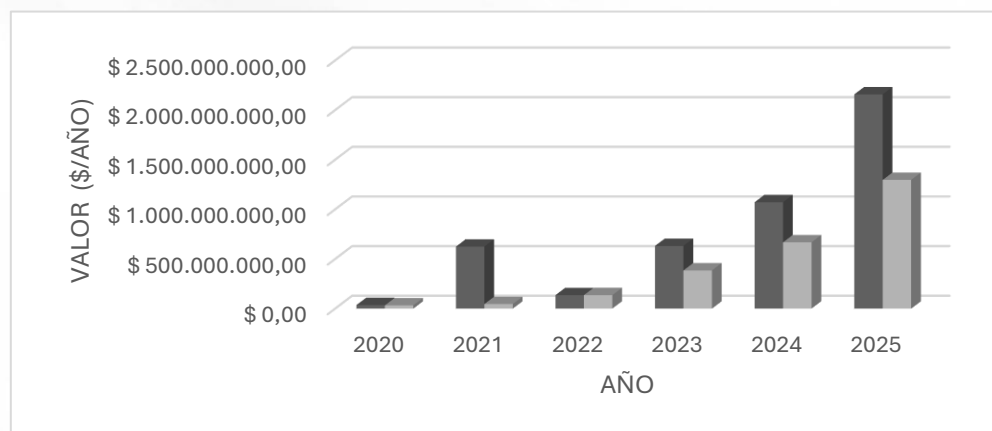
permitieron realizar 8.123 revisiones, identificando 4.658 anomalías, las cuales dieron lugar a 1.074 procesos de recuperación de energía, generando más de 1.300 millones de pesos en ingresos por este concepto.

**Tabla 11.**Recuperacion de energia

Año	Facturado recup. de energía	Recaudado recup. de energía	Cant. procesos
2020	\$ 35.606.528,00	\$ 32.585.581,50	32
2021	\$ 624.509.864,00	\$ 46.166.187,00	64
2022	\$ 135.642.801,00	\$ 136.227.456,30	100
2023	\$ 631.276.484,00	\$ 384.681.622,80	415
2024	\$ 1.071.535.909,00	\$ 668.114.349,10	554
2025	\$ 2.157.981.587,58	\$ 1.296.884.047,00	1074

Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

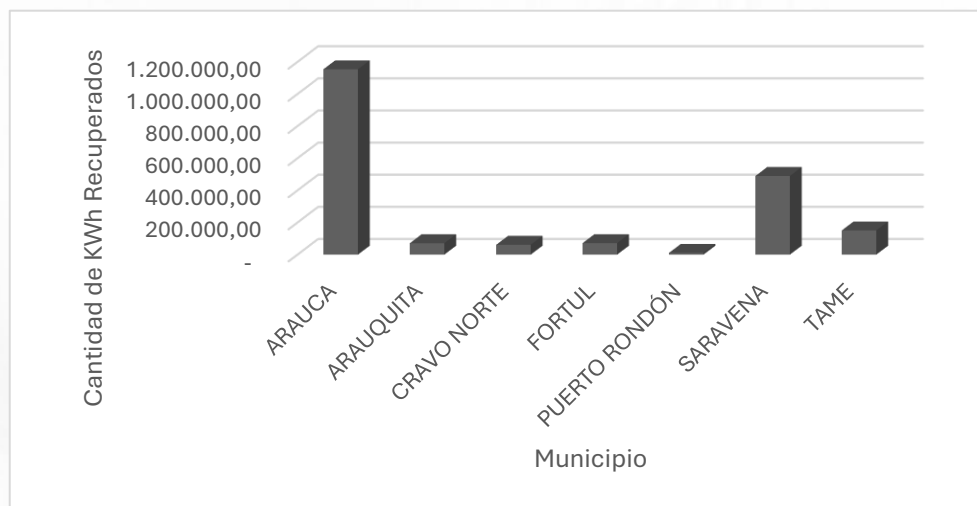
**Grafica 5.**Recuperación de energia



Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025



**Grafica 6.**Recuperacion de energia por Municipios



Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

#### **6.3.4 Remisión y análisis de medidores a laboratorio para revisión técnica**

Durante el año 2025 se remitieron a laboratorio acreditado por la ONAC (Organismo Nacional de Acreditación de Colombia) más de 1.900 medidores con el objetivo de verificar su conformidad técnica y garantizar la precisión en la medición de la energía consumida por los usuarios. La acreditación de la ONAC asegura que los análisis se realizan bajo estándares internacionales de calidad y confiabilidad. En este proceso se identificaron dispositivos RELE y otras anomalías que afectan la correcta contabilización del consumo eléctrico, permitiendo implementar acciones correctivas que aseguran la fiabilidad de la facturación y contribuyen a la reducción de pérdidas de energía por errores de medición.

#### **6.3.5 Centro de Gestión de Medida (CGM)**

El Centro de Gestión de Medida (CGM) realiza la supervisión y control de 8 fronteras comerciales, 20 fronteras de distribución, 6 fronteras de generación y 35 fronteras de otros comercializadores, garantizando el monitoreo de la demanda, los flujos de energía en todos los niveles de tensión y la determinación de balances energéticos precisos para la toma de decisiones operativas y comerciales.

Las fronteras comerciales representan los puntos de entrega de energía eléctrica entre los distintos agentes del mercado, donde se instalan equipos de medición que cumplen con las especificaciones del Código de Medida, incluyendo medidores y transformadores de corriente y voltaje. El registro de estas fronteras permite informar al administrador del mercado sobre los puntos de entrega y los titulares de los derechos correspondientes, asegurando la correcta asignación de consumos y facilitando la transparencia y confiabilidad en la contabilización de la energía entre los participantes del mercado eléctrico.





**Grafica 7.**Centro de gestión de medidas (CGM)



Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

Actualmente ENELAR E.S.P. Cuenta con 8 fronteras comerciales, las cuales registran los consumos que ingresan al departamento de Arauca, estas fronteras o puntos de medida se encuentran ubicadas en dos subestaciones de ISA INTERCOLOMBIA de las cuales se tienen 2 en la subestación de Caño limón y 4 en la subestación BANADIA.

**Tabla 12.** Puntos de medida instalados en las diferentes subestaciones

Fronteras comerciales			
ítem	Nombre	Código de frontera	Código de medida CREG 038 2014
1	Arauca	FRT10281	cumple
2	Arauca Exp	FRT84013	cumple
3	Arauquita	FRT10282	cumple
4	Saravena	FRT20420	cumple
5	Saravena Exp	FRT77063	cumple
6	Tame Imp.	FRT20419	cumple
7	Tame Exp.	FRT40342	cumple
8	Fortul	FRT20421	cumple

Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

Los activos correspondientes a los puntos de medida son propiedad de ISA INTERCOLOMBIA, entidad responsable de su mantenimiento, reemplazo y verificación del cumplimiento de la normativa vigente, conforme a lo establecido en la Resolución CREG 038 de 2014. Por su parte, ENELAR E.S.P., en su rol de Operador de Red y Comercializador, administra





únicamente los medidores de energía y los sistemas de comunicación asociados, permitiendo la adquisición remota diaria de los datos a través del Centro de Gestión de Medida (CGM).

Los puntos de medida ubicados en las fronteras de distribución corresponden a la medición instalada en la llegada de cada subestación de subtransmisión en los municipios del departamento de Arauca. Estas fronteras son fundamentales para la determinación y ramificación de los flujos de energía dentro del sistema de distribución de ENELAR, permitiendo calcular las pérdidas por municipio, generar indicadores de comportamiento de consumo, establecer balances de energía y determinar los factores de pérdida asociados a las líneas de subtransmisión.

**Grafica 8.** Puntos de Medida de Subestaciones



Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

La instalación de sistemas de medida en los alimentadores de cada subestación permite identificar con precisión cuáles presentan mayores índices de pérdidas, facilitando la planificación de intervenciones coordinadas para su reducción. Por esta razón, dentro de las subestaciones que ya cuentan con sistemas de medida, se encuentran las siguientes fronteras registradas y reportadas al Administrador sistema de intercambios comerciales-ASIC. Las demás subestaciones se encuentran en proceso previo de certificación.



**Tabla 13.** Fronteras de Distribución con reporte al ASIC

Fronteras de distribución			
ítem	Nombre	Código de frontera	Código de medida CREG 038 2014
1	Arauquita	FRT39909	cumple
2	La Pesquera	FRT40298	cumple
3	Saravena	FRT39908	cumple
4	La Esmeralda	FRT40856	cumple
5	La Todos Los Santos	FRT40361	cumple

Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

**Tabla 14.** Estado de Integración y Medición por Subestación para cumplimiento de Código de Medida

FRONTERAS DE DISTRIBUCIÓN						
#	Subestación	Integración a red local	Documentación según código de medida	Transformadores de Medida	Medidores	Observaciones
1	Puerto Nidia	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
2	Puerto rondón	no	no	si	si	Se requiere visita de integración a comunicaciones, estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
3	Tame 115kv	si	no	si	si	Ubicación del punto de medida erróneo debe reubicarse las señales de los equipos de medida al primerio del transformador de Tame municipio.
4	Fortul	no	no	no	no	No cuenta con código de medida.
5	El oasis	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
6	Panamá	no	si	si	no	Instalar medidores de energía y proceder a registrar.
7	Puerto Jordán	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
8	Maporillal	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.



9	Cravo Norte	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
10	Playitas	no	no	si pendiente	si	NO esta instalado completo el sistema de medida.
11	Arauca 1	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
12	Arauca 2	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
13	Zona industrial	si	no	si	si	Se requiere estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
14	Caracol	no	no	si	si	Se requiere visita de integración a comunicaciones, estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.
15	Rosario	no	no	si	si	Se requiere visita de integración a comunicaciones, estructurar documentación según equipos instalados y verificación inicial.

Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025

Durante la vigencia de 2025, se realizaron visitas técnicas programadas a las subestaciones Arauca 1, Arauca 2, Puerto Nidia, Oasis, Puerto Jordán, Puerto Rondón, Playitas, Maporillal y Cravo Norte, en cumplimiento de las obligaciones del contrato No. 200 de 2021. Estas actividades tuvieron como objetivo principal el retiro de medidores de energía eléctrica, tanto principales como de respaldo, para llevar a cabo procesos de calibración, verificación metrológica y parametrización, asegurando su correcto funcionamiento y el cumplimiento de la normativa vigente en materia de medición.

Actualmente, se encuentra en ejecución la validación del plan de trabajo para la reinstalación de los equipos retirados y la instalación de los que aún no han sido implementados. Este proceso depende de la entrega de certificados de conformidad de producto emitidos por organismos acreditados, que garantizan la conformidad de los equipos con las especificaciones técnicas, estándares de calidad y normatividad aplicable.

Adicionalmente, se encuentra en desarrollo la caracterización y documentación de los procesos del Centro de Gestión de Medida, con el objetivo de identificar acciones clave y evaluar los puntos críticos en la operación del centro técnico, optimizando los procesos de calidad y estableciendo parámetros para su seguimiento y control.



Por otra parte, se gestiona la recuperación y reubicación de 191 macromedidores en operación y la instalación de 150 nuevos, con el objetivo de alcanzar cobertura total en los alimentadores AR0101, AR0102 y AR0103, y un 70 % en AR0601. Estas acciones, junto con correctivos orientados a reducir la defraudación de energía, proyectan una recuperación del 4,2 % de las pérdidas globales del sistema, fortaleciendo la eficiencia operativa, la sostenibilidad y la calidad del servicio en el Departamento de Arauca.

### **6.3.6 Proyecto piloto AMI (ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE)**

Durante la vigencia 2024, ENELAR E.S.P. solicitó a diferentes aliados estratégicos la propuesta para la ejecución del Plan piloto para la implementación de la Medición Avanzada AMI, como lo estipula la Resolución CREG 101 001 de 2022 en el Artículo 27, consiguiendo así, que la multinacional CHINT GLOBAL, presentará una propuesta específica que se acomoda a las necesidades de la empresa tanto para el Plan piloto como para la masificación de la infraestructura de medición avanzada AMI.

La propuesta de solución presentada por la multinacional CHINT GLOBAL, comprende todo el ecosistema de hardware y software al servicio de ENELAR ESP, así: De acuerdo con la propuesta presentada por el aliado estratégico, para el desarrollo del plan piloto, se firmó el día 7 de febrero del 2025 el Memorial de Entendimiento entre CHINT GLOBAL y ENELAR ESP, donde se asumen los compromisos de las partes y se especifica que luego de un análisis técnico y estudio de alternativas viables, se propone instalar 106 medidores de energía para ser instalados en 2 transformadores diferentes de la ciudad de Arauca, departamento de Arauca , en concordancia con los lineamientos de la CREG 101 001 de 2022 en dónde ENELAR ESP deberá ejecutar el proyecto piloto descrito en el cronograma de ejecución, con el fin de identificar el tipo de tecnología que se ajusta a su solución particular.

El plan piloto tiene una duración de tres (3) meses y como resultado se espera la determinación del modelo técnico-económico que sustenta la implementación para la masificación de la infraestructura de medición avanzada AMI. En el piloto, el aliado estratégico puso a disposición de ENELAR ESP los equipos y el conocimiento técnico, así:

**Tabla 15.**Componentes Técnicos

<b>Cantidad total de medidores evaluados</b>	93 – Comfiar 50 – Cristo Rey 43
<b>Tecnología de comunicación</b>	G3-Hybrid
<b>Tipos de medidores</b>	Monofásicos / Bifásicos / Trifásicos
<b>Fabricante / Modelo</b>	CHINT / CHS120, CHS320b y CHS320
<b>Sistema HES</b>	PowerEasy 2.0
<b>Fecha de inicio del piloto</b>	01/10/2025

Fuente.Subdirección de uso racional de energía (URE), ENELAR E.S.P, 2025





### ***6.3.7 Estructuración de la Política Integral de Gestión de Pérdidas de Energía***

Actualmente en fase de estructuración, la Política de Gestión de Pérdidas de Energía de ENELAR E.S.P. busca establecer lineamientos claros para reducir las pérdidas técnicas y no técnicas, optimizar el uso de los recursos energéticos y garantizar la sostenibilidad financiera y operativa de la empresa. Esta política está orientada hacia la eficiencia operativa, la responsabilidad social y la sostenibilidad, abarcando diversas estrategias que van desde la implementación de sistemas de medición avanzada (AMI) hasta la realización de auditorías y balances energéticos para identificar y mitigar las pérdidas.

La política involucra a todas las áreas de la organización, incluyendo al personal y contratistas, promoviendo la modernización tecnológica, la regularización de usuarios y la trazabilidad de la energía. Asimismo, establece roles y responsabilidades específicas para los directores de zona y líderes técnicos, quienes tienen a su cargo la planificación, implementación y monitoreo de estrategias de reducción de pérdidas, en alineación con los objetivos estratégicos de la empresa.

Finalmente, es importante resaltar que la Subdirección URE, durante la vigencia del año 2025 ha adelantado un proceso de gestión del cambio, frente a la caracterización de los procesos del Centro Técnico, la actualización integral de los procedimientos, mapas de riesgos y oportunidades del proceso, normograma, indicadores y los planes de mejoramiento suscritos a partir de auditorías tendientes a la mejora continua en la ejecución de las labores misionales, tendientes a la consecución de las metas definidas en el Plan Estratégico de la empresa. Dentro de esta actualización en la caracterización de los procesos del Centro Técnico, está la inclusión del Centro de Gestión de Medida -CGM (Resolución CREG 038 de 2014), el cual, monitorea las fronteras de Comercialización y Distribución por obligatoriedad normativa, y desarrolla acciones tendientes a la reducción de pérdidas de energía, a través de la medida en todos los Niveles de Tensión que maneja la empresa. Como consecuencia, el Centro Técnico también ha sido incluido en el Sistema de Gestión de Activos -SGA, al administrar los equipos de medida en todas y cada una de estas fronteras, siendo este proceso de gran importancia para el Control y seguimiento a las cantidades de energía eléctrica que la empresa distribuye como operador de red y comercializa en el departamento de Arauca.

### **6.4 Cartera**

A corte de octubre de 2025, la cartera vencida asciende a \$45.000 millones.

Desde la Subdirección de Gestión Comercial, mediante la implementación de estrategias focalizadas —incluyendo la Resolución de Flexibilidad de Pago N.º 0127 de febrero de 2025— se ha logrado estabilizar la cartera de la empresa. Estas acciones permitieron frenar la tendencia creciente de morosidad y generar una reducción efectiva en los dos últimos



periodos analizados (septiembre y octubre), con una disminución de \$1.285 millones respecto al saldo de agosto de 2025.

Este comportamiento evidencia que las estrategias implementadas han sido efectivas para contener y revertir la morosidad, fortaleciendo la gestión financiera de la entidad.

#### **6.4.1 Comportamiento de la cartera para el año 2025**

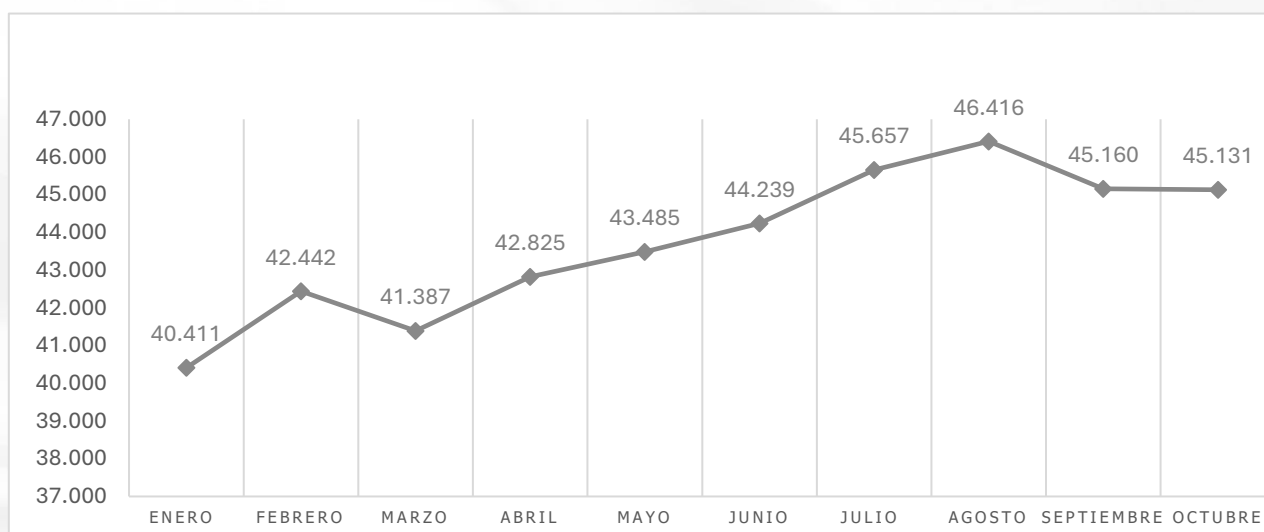
La implementación de la opción de pagos mínimos ha permitido que, en promedio, 3.176 usuarios accedan mensualmente a esta alternativa para normalizar sus obligaciones. Entre enero y octubre de 2025, esta modalidad generó recaudos por \$23.745 millones, contribuyendo de manera significativa a la recuperación de cartera y a la sostenibilidad financiera del portafolio de clientes.

A corte de octubre, la cartera presenta la siguiente distribución por tipo de uso, con concentración relevante en el sector oficial.

- Instituciones educativas: \$17.369 millones, destacando Arauca (\$4.780 millones) y Tame (\$1.169 millones).
- Grandes clientes del sector público: Ejército Nacional (\$1.101 millones), empresas de acueductos veredales y municipales (\$2.000 millones) y entidades del sector salud (\$1.845 millones).

Estos resultados reflejan el impacto positivo de las estrategias de normalización y cobranza, fortaleciendo la recuperación financiera y el control de la cartera de ENELAR E.S.P.

**Grafica 9.**Comportamiento cartera mensual 2025



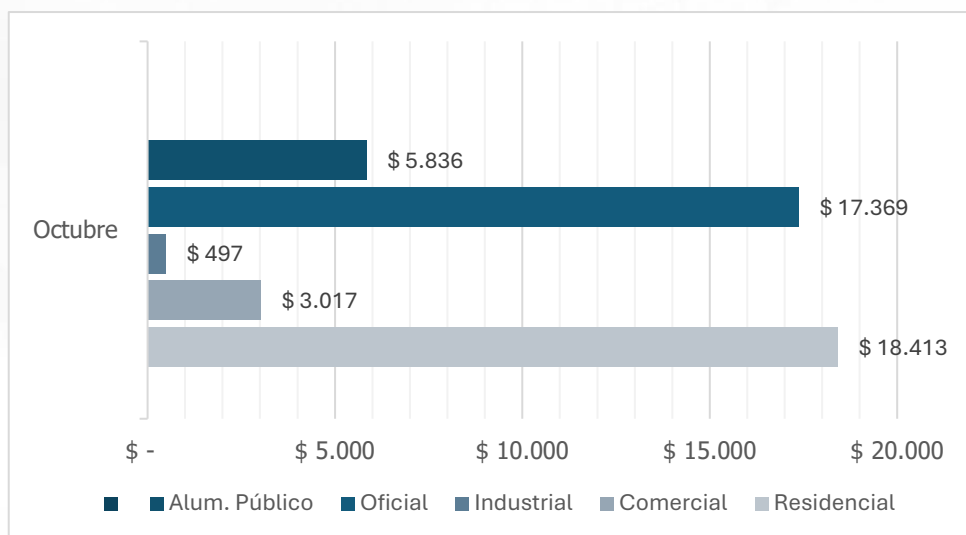
Fuente.Subdirección Comercial ENELAR E.S.P ,2025



### 6.4.2 Cartera por Tipo de Uso

El sector residencial presenta una cartera acumulada de \$18.413 millones en el departamento, concentrándose principalmente en los estratos 1 y 2. Esta concentración indica la necesidad de implementar estrategias focalizadas de gestión y normalización de pagos, orientadas a mejorar la recuperación de cartera en los segmentos de menor capacidad económica.

**Grafica 10.** Cartera por tipo de uso



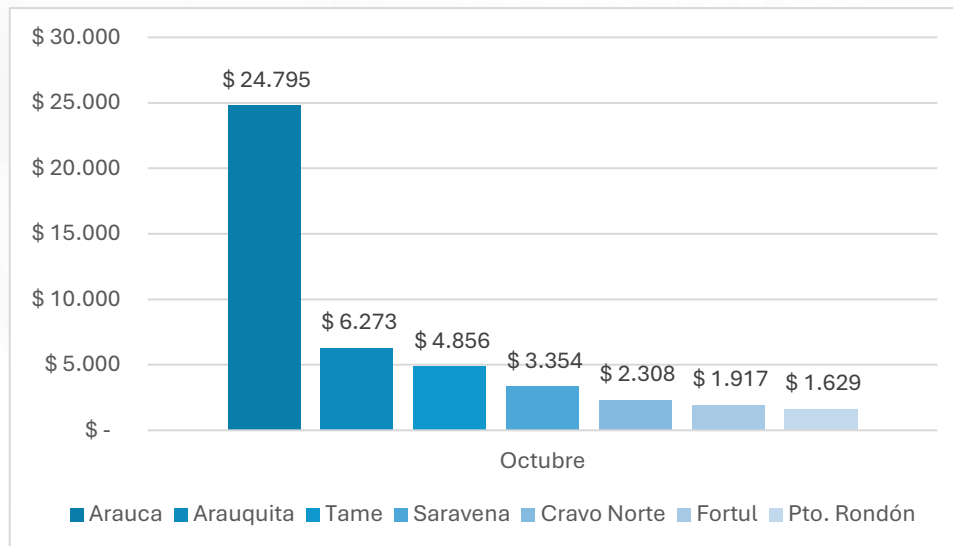
Fuente.Subdirección Comercial ENELAR E.S.P ,2025



### 6.4.3 Cartera Por Municipio

El análisis de la cartera morosa por cabecera municipal evidencia que el municipio de Arauca concentra el 55% del total de la cartera en mora de la empresa. Le siguen Arauquita con 14%, Tame con 11%, Saravena con 7%, Cravo Norte con 5%, y Fortul y Puerto Rondón, cada uno con un 4% del saldo moroso. Esta distribución permite identificar áreas prioritarias para la implementación de estrategias focalizadas de recuperación de cartera.

**Grafica 11.** Comportamiento de la cartera morosa por municipio



### 6.4.4 Comportamiento del Recaudo año 2025 Vs 2024

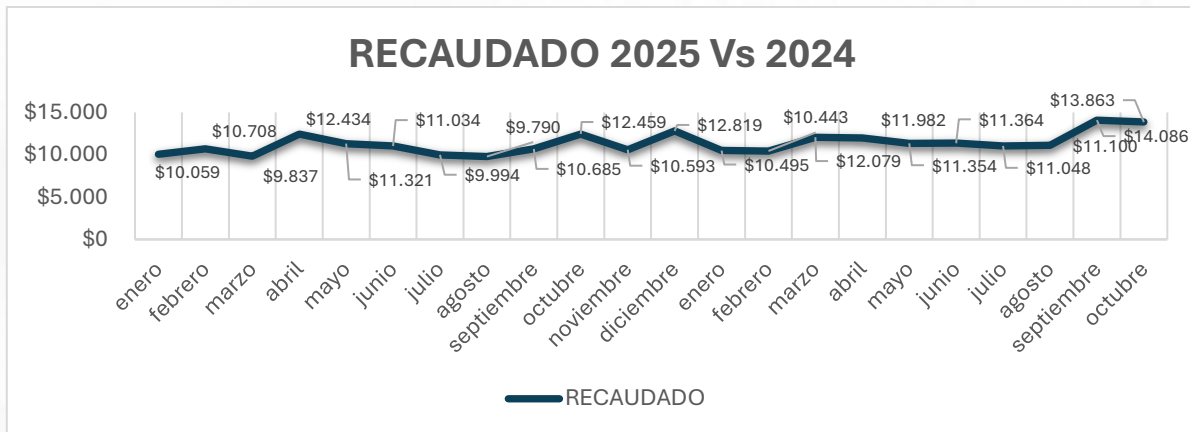
El comportamiento del recaudo por concepto de energía eléctrica se analizó de forma comparativa con la vigencia anterior. Para el periodo comprendido entre enero y octubre de 2024, se registró un recaudo de \$108.322 millones, mientras que, para el mismo periodo en 2025, el recaudo ascendió a \$117.815 millones, lo que representa un incremento absoluto de \$9.493 millones durante la vigencia actual.

En cuanto a los canales de pago, el servicio de recaudo en línea disponible en el portal de pagos de ENELAR E.S.P. ha permitido a los usuarios realizar el pago de sus obligaciones de manera ágil y segura mediante la plataforma PSE (Pago Seguro en Línea), contribuyendo a la mejora en la experiencia del cliente y a la optimización del proceso de recaudo. Entre enero y octubre, este canal evidenció un crecimiento significativo, al pasar de \$16.932 millones recaudados y 5.500 usuarios en 2024, a \$22.207 millones con 7.726 usuarios en 2025, lo que equivale a un incremento del 40% en el número de usuarios que adoptaron este medio de pago durante la presente vigencia.





**Grafica 12.** Desempeño del recaudo por vigencia (2024–2025)



Fuente.Subdirección Comercial ENELAR E.S.P ,2025

Este comportamiento refleja una mayor apropiación de los canales digitales por parte de los usuarios y contribuye de manera directa al fortalecimiento de la eficiencia en el proceso de recaudo, mediante una mayor adopción de los pagos en línea como mecanismo regular de normalización de obligaciones.

Con el fin de establecer una hoja de ruta clara, estructurar los lineamientos de gestión y delimitar con precisión los procesos, procedimientos y actividades del área de cartera, se formuló, aprobó e implementó la Política de Cartera. Este instrumento constituye un marco estratégico integral que orienta la toma de decisiones, estandariza la gestión operativa y contribuye a la optimización de los indicadores financieros asociados, fortaleciendo la sostenibilidad y eficiencia de la empresa.

Entre los meses de enero y octubre de 2025, se desarrollaron 60 jornadas comerciales integrales en el departamento, distribuidas de la siguiente manera: 20 en el municipio de Arauca, 10 en Arauquita, 11 en Saravena, 3 en Cravo Norte, 1 en Puerto Rondón y 15 en Tame. Estas jornadas estuvieron orientadas a la gestión de cartera, recaudo, actualización de información de usuarios, promoción del portafolio de servicios y divulgación de alternativas de pago.



Las actividades realizadas directamente en territorio permiten identificar de manera oportuna las necesidades, inquietudes y condiciones particulares de los usuarios. Para su ejecución, se contó con la participación de equipos multidisciplinarios, conformados por:

- Personal especializado en atención de PQR
- Cuadrillas técnicas encargadas de labores de inspección, revisión y limpieza
- Gestores de recuperación de cartera
- Facilitadores para la socialización de la Resolución de Flexibilidad de Pago
- Personal de legalización del servicio
- Recaudadoras móviles para el procesamiento de pagos
- Apoyo operativo adicional según requerimiento de cada jornada

Adicionalmente, en articulación con la Subdirección de PQR —responsable de la atención al usuario—, se implementó la estrategia comunitaria “Líderes con Energía”, en coordinación con las Juntas de Acción Comunal. En el marco de esta iniciativa, se realizaron jornadas en cuatro (4) barrios del municipio de Arauca y encuentros comunitarios en diferentes escenarios, incluyendo las instalaciones de la Contraloría Departamental y el Centro de Control de ENELAR E.S.P., con la participación aproximada de 250 usuarios, pertenecientes a los sectores Miramar, Asentamiento Humano Jerusalén, Mata de Venado y Villa Luz.

A través de mesas de trabajo, se identificaron y atendieron las principales necesidades de la comunidad, fortaleciendo los canales de comunicación con los usuarios, mejorando la percepción del servicio y contribuyendo a la recuperación de la imagen institucional.

Durante estos espacios se socializaron los programas de pago flexible dirigidos a usuarios en mora, prácticas de consumo responsable y uso eficiente de la energía, así como las herramientas tecnológicas disponibles, entre ellas el portal de usuarios MI ENELAR, el cual permite consultar facturas, monitorear consumos, radicar peticiones, quejas y reclamos, y efectuar pagos en línea, incluyendo la opción de pago mínimo, como medida para garantizar la continuidad del servicio y evitar suspensiones por mora.

El mensaje central transmitido a las comunidades destacó que, con el compromiso de los ciudadanos del departamento, ENELAR E.S.P. continúa llevando una energía que protege, impulsa el desarrollo y acompaña a las familias araucanas.

Estas intervenciones han fortalecido la presencia institucional, mejorado la experiencia del usuario y aportado de manera directa a la eficiencia en la gestión de cartera, permitiendo que clientes con prolongados periodos de mora retomen sus compromisos financieros mediante abonos progresivos. Las medidas implementadas desde comienzos de 2025 han contribuido a desacelerar la tendencia de crecimiento de la morosidad identificada en periodos anteriores y a revertir parcialmente el deterioro de la cartera.



**Ilustración 8.** Socialización del programa flexible



Fuente.Subdirección Comercial ENELAR E.S.P ,2025

Las alternativas de recaudo disponibles para los usuarios de la entidad son las siguientes:

- Canal PSE (Pago Seguro en Línea): permite la realización de pagos electrónicos de forma ágil, segura y disponible las 24 horas del día.
- Banco Agrario de Colombia: a través de su red de oficinas físicas ubicadas en los siete municipios del departamento.
- Recaudadoras autorizadas: once (11) puntos habilitados para la recepción de pagos presenciales en el territorio.





Este portafolio de canales garantiza una cobertura integral del servicio de recaudo a nivel departamental, facilitando el acceso de los usuarios a los medios de pago y contribuyendo a la eficiencia en la gestión financiera de la entidad.

A corte de octubre de 2025, se ha remitido a cobro coactivo cartera por un valor total de \$16.298 millones, como parte de las acciones de recuperación de saldos en mora y fortalecimiento del recaudo institucional.

## **6.5 Atención al Usuario**

El área de Atención al Usuario formuló y ejecutó el Plan de Gestión Comunitario Departamental 2025, con el propósito de fortalecer la relación entre la empresa y la comunidad, promover el uso eficiente y responsable de la energía, y optimizar los procesos comerciales asociados a la prestación del servicio.

Durante la vigencia se desarrollaron diversas estrategias dirigidas a segmentos poblacionales específicos, lo que permitió identificar las principales causas del consumo, mejorar la percepción del servicio por parte de los usuarios y generar espacios de interacción directa con la comunidad, instituciones educativas y actores sociales del territorio.

Las acciones implementadas facilitaron el levantamiento de información relevante para la toma de decisiones comerciales y operativas, al tiempo que contribuyeron al fortalecimiento de la imagen institucional y a la construcción de una relación más cercana y confiable con los usuarios del servicio.

A continuación, se presenta el impacto obtenido en cada una de las líneas estratégicas desarrolladas durante el periodo evaluado.

### ***6.5.1 Creciendo con Energía***

Esta estrategia estuvo dirigida a la población estudiantil y a las instituciones educativas, con el objetivo de fomentar una cultura de uso seguro, eficiente y responsable de la energía eléctrica. Durante el periodo evaluado, se ejecutaron 25 jornadas pedagógicas en establecimientos educativos, beneficiando a un total de 210 estudiantes y docentes, quienes participaron en talleres formativos, charlas técnicas y actividades de sensibilización orientadas al fortalecimiento de competencias sobre consumo responsable y prevención de riesgos eléctricos.





Estas acciones permitieron consolidar el conocimiento de la comunidad educativa respecto a la seguridad eléctrica y al uso adecuado del servicio, así como fortalecer la confianza institucional con usuarios actuales y futuros. De igual manera, se promovió el sentido de pertenencia hacia ENELAR E.S.P., incentivando la apropiación de buenas prácticas en el uso del servicio de energía como un compromiso compartido entre la empresa y la comunidad.

**Ilustración 9.** Institucion Educativa Cristo Rey



**Ilustración 10.** Colegio General Santander Bto.



Fuente. Subdireccion de PQRs ENELAR E.S.P,2025



### **6.5.2 Enelar en tu comunidad**

En el marco del programa Enelar en tu Comunidad, orientado a fortalecer la relación con los usuarios y acercar los servicios institucionales a los diferentes sectores del departamento, se desarrollaron 44 jornadas integrales de recaudo y atención al usuario, con cobertura en todos los municipios. Estos espacios estuvieron enfocados en la resolución de inquietudes, el análisis de casos particulares y la socialización de alternativas de pago, facilitando el acceso directo a los servicios comerciales. Como resultado de estas jornadas, se atendió un total de 1.250 usuarios, logrando la gestión y solución de casos represados, el fortalecimiento de las acciones de recuperación de cartera y el acompañamiento personalizado a los suscriptores. Estas intervenciones permitieron disminuir la necesidad de desplazamientos a las oficinas de atención, agilizar la respuesta a peticiones, quejas y reclamos (PQR), y mejorar la percepción del servicio por parte de los usuarios.

Durante el desarrollo de las actividades, se identificó que una proporción significativa de la comunidad manifiesta inconformidades asociadas a desinformación sobre los procesos comerciales, inquietudes recurrentes frente a la facturación y resistencia al pago del servicio. No obstante, una vez brindada la orientación técnica adecuada y emitidas las respuestas correspondientes, se evidenciaron altos niveles de satisfacción, así como una mejora progresiva en la cultura de pago entre los usuarios atendidos.

**Ilustración 11.** Ciudadela Laureles M/pio de Arauca



**Ilustración 12.** Charla del uso eficiente y responsable de Energía en el SENA.



Subdirección de PQRs ENELAR E.S.P, 2025

### **6.5.3 Líderes con Energía**

Con el propósito de fortalecer el relacionamiento institucional y la articulación con los actores comunitarios, se desarrollaron 11 encuentros con líderes comunitarios y Juntas de Acción Comunal, con la participación de 320 representantes de distintos sectores del departamento.

Durante estos espacios se socializaron los proyectos institucionales en curso, se identificaron problemáticas locales asociadas al servicio de energía eléctrica y se concertaron acciones conjuntas orientadas al mejoramiento de la prestación del servicio. Adicionalmente, se atendieron de manera directa las inquietudes, solicitudes y observaciones canalizadas por los líderes en representación de sus comunidades.

Estas actividades permitieron el fortalecimiento de la confianza entre la empresa y los líderes comunitarios, promoviendo una comunicación más asertiva con los usuarios finales y contribuyendo al posicionamiento institucional como un actor cercano, dispuesto al diálogo y a la solución oportuna de las necesidades de la comunidad.





**Ilustración 13.**Asentamiento Humano Jerusalén.



**Ilustración 14.**Auditorio de la Contraloría



Fuente. Subdirección de PQRs ENELAR E.S.P,2025

Las estrategias implementadas en el marco del Plan de Gestión Comunitario Departamental 2025 permitieron articular esfuerzos con la comunidad, fortaleciendo los canales de relacionamiento, incrementando los niveles de confianza y facilitando la gestión territorial por parte de la empresa





**Ilustración 15.** Plan de Gestión Comunitario departamental -2025

Estrategia	Actividades realizadas	Participantes/ personas impactadas	Porcentaje de impacto (del total)
<b>Creciendo con energía</b>	25	210	12.35%
<b>Enelar en tu comunidad</b>	44	1250	73.53%
<b>Líderes con energía</b>	11	320	14.12%
<b>Total</b>	80	1780	100%

Fuente.Subdireccion de PQRs ENELAR E.S.P,2025

Por otra parte, como estrategia de fortalecimiento institucional y actualización tecnológica orientada a optimizar la atención a las solicitudes de los usuarios, se resalta la implementación y mejora del Sistema de Información Comercial – SIC WEB, el cual ha evidenciado avances significativos en la gestión de Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR) dentro del proceso de Atención al Usuario.

El sistema evolucionó de un esquema manual y predominantemente físico a un entorno completamente digital, que permite la radicación, el seguimiento y el control de las solicitudes en tiempo real, tanto por canales virtuales como presenciales. El SIC WEB genera de forma automática los consecutivos y números de radicado, garantizando la trazabilidad, integridad y correcta identificación de cada requerimiento.

Adicionalmente, la herramienta incorpora controles automáticos de gestión de tiempos, incluyendo el registro de la fecha de radicación, el conteo de días transcurridos, la fecha límite de respuesta y la generación de alertas para vencimientos, lo que contribuye al cumplimiento de los términos establecidos en la normatividad vigente y fortalece la gestión de control interno.

A partir de la implementación de estas mejoras, el sistema permite la generación de reportes consolidados y estadísticas detalladas por causales de reclamo, facilitando el análisis técnico de las PQR y la toma de decisiones correctivas y preventivas. En este contexto, para el mes de octubre de 2025 se identifican las causales más representativas, las cuales se presentan a continuación.



**Tabla 16.**Reportes de causales de reclamos

Causa	Descripción	Cantidad
102	Inconformidad con la medición del consumo o producción facturada	2.290
201	Conexión nivel de tensión 1	1.523
209	Cambio de datos básicos	958

Fuente.Subdirección de PQRs ENELAR E.S.P,2025

Durante la vigencia 2025, la Subdirección de PQR identificó que las causales con mayor volumen de solicitudes correspondieron a la 201 (Conexión en Nivel de Tensión 1), la 102 (Inconformidad con la medición o facturación) y la 209 (Cambio de datos básicos), las cuales evidencian las principales necesidades de los usuarios en los ámbitos técnico, comercial y administrativo. En este contexto, la gestión se estructuró sobre tres ejes prioritarios: el acompañamiento en infraestructura eléctrica, la verificación de los procesos de medición y facturación, y la actualización de la información del usuario en el sistema comercial. Para tal fin, se realizaron inspecciones técnicas, revisiones de equipos de medida, análisis de consumos históricos y validaciones documentales, garantizando respuestas oportunas, trazables y en cumplimiento de la normatividad vigente. Esta gestión permitió fortalecer la transparencia institucional, mejorar la calidad del servicio y consolidar la confianza de los usuarios en los procesos de atención, contribuyendo al mejoramiento continuo de la operación y la gestión comercial de la Entidad.

La construcción de confianza con los usuarios se abordó desde múltiples frentes, siendo uno de los más relevantes la gestión efectiva de las Peticiones, Quejas y Reclamos (PQR), mediante la atención oportuna y el trámite adecuado de las solicitudes presentadas por los usuarios y la comunidad en general. Con corte al 31 de octubre de 2025, la Empresa registró un total de 7.926 PQR radicadas, de las cuales 1.923 correspondieron a solicitudes escritas y 5.003 a solicitudes verbales. Del total recibido, se gestionaron y respondieron 7.780 PQR, discriminadas en 1.896 escritas y 4.884 verbales, lo que evidencia un avance significativo en la capacidad institucional de atención y respuesta.

La Subdirección de PQR y Comunidades consolidó un proceso sostenido de fortalecimiento institucional, integrando criterios técnicos, gestión territorial y modernización de procesos, en alineación con las necesidades de los usuarios y los lineamientos de mejora continua del servicio. Cada intervención en territorio, cada actividad desarrollada en instituciones



educativas y cada trámite de PQR gestionado reflejan una orientación clara hacia una atención estructurada, oportuna y centrada en el ciudadano, comprendiendo la gestión de solicitudes no solo como un procedimiento administrativo, sino como un componente estratégico de la responsabilidad institucional.

De cara al año 2026, la Entidad proyecta consolidar un modelo de atención fundamentado en la transformación digital, la ampliación de la presencia en las comunidades, el fortalecimiento de los tiempos de respuesta y el establecimiento de una relación más transparente y cercana con los usuarios, orientada a mejorar de manera continua la experiencia del servicio y el nivel de confianza institucional.

## 7. INVERSIONES Y MODERNIZACIÓN DE INFRAESTRUCTURA

### 7.1 Ejecución del Plan de Inversión

De acuerdo con el Plan de Inversiones 2023–2027, aprobado mediante la Resolución No. 501 067 de 2024, en la siguiente tabla se presenta la distribución de las inversiones aprobadas por nivel de tensión, conforme a la planeación técnica y financiera establecida para el periodo regulatorio.

**Tabla 17.** Inversión aprobada para el año 2025

Nivel de tensión	Inversión
1	\$ 1 905 886 000
2	\$ 2 474 666 700
3	\$ 1 069 004 822
4	\$ 2 573 865 328
<b>TOTAL</b>	\$ 8 023 422 850

Fuente. Dirección TOPMA ENELAR E.S.P, 2025

Durante la vigencia 2025 se ejecutaron inversiones orientadas a la expansión, reposición y repotenciación de circuitos en los diferentes niveles de tensión del sistema eléctrico. En la siguiente tabla se detallan las inversiones realizadas, discriminadas por nivel de tensión, de acuerdo con la planeación técnica y las prioridades definidas para el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica.



**Tabla 18.**Inversión ejecutada por nivel de tensión

Nivel de tensión	Inversión
1	\$ 654 527 222
2	\$ 390 448 233
3	\$ 109 821 000
4	0
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 1 154 796 455</b>

Fuente. Dirección TOPMA ENELAR E.S.P, 2025

## Seguimiento al plan de inversiones

**Tabla 19.**Seguimiento por nivel de tensión

Nivel de tensión	Valor aprobado inversión (\$)	Valor ejecutado inversión (\$)	Desviación (\$)	Porcentaje de ejecución
1	\$ 1 905 886 000	\$ 654 527 222	-\$ 1 251 358 778	34.4 %
2	\$ 2 474 666 700	\$ 390 448 233	-\$ 2 084 218 467	15.78%
3	\$ 1 069 004 822	\$ 109 821 000	-\$959 183 822	10.27%
4	\$ 2 573 865 328	0	-\$ 2 573 865 328	0.0%
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 8 023 422 850</b>	<b>\$1 154 796 455</b>	<b>-\$ 6 868 626 395</b>	<b>14.39%</b>

Fuente. Dirección TOPMA ENELAR E.S.P, 2025

## 8. CUMPLIMIENTO NORMATIVO

### 8.1 Sistemas de gestión adoptados

La Empresa de Energía de Arauca – ENELAR E.S.P. orienta su operación bajo criterios de calidad, eficiencia y mejoramiento continuo. En articulación con los lineamientos del Modelo Integrado de Planeación y Gestión (MIPG), la entidad ha consolidado dos sistemas de gestión fundamentales para fortalecer su desempeño institucional y garantizar una prestación del servicio alineada con las regulaciones del sector eléctrico.

#### ▪ Sistema de gestión de calidad

ENELAR E.S.P. cuenta con un Sistema de Gestión de la Calidad certificado desde junio de 2017, conforme a los requisitos de la Norma ISO 9001. En la más reciente auditoría de seguimiento realizada por ICONTEC, la entidad mantuvo su certificación, evidenciando que el sistema cumple plenamente con el estándar ISO 9001:2015 y que presenta un nivel de madurez y eficacia acorde con las exigencias del modelo.

Este sistema permite estandarizar los procesos, asegurar la calidad en la prestación del servicio y promover la mejora continua. De igual forma, fortalece los mecanismos de control,





incrementa la trazabilidad de la información y optimiza los tiempos de respuesta, contribuyendo a una operación más ordenada y eficiente.

- **Sistema de gestión de activos**

En cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018, ENELAR E.S.P. implementó y certificó su Sistema de Gestión de Activos conforme a la Norma ISO 55001:2014, alcanzando su certificación en enero de 2024. Este sistema, alineado con los lineamientos regulatorios de la CREG, establece criterios técnicos para la planeación, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

Su aplicación permite gestionar los activos durante todo su ciclo de vida, mejorar la priorización de inversiones, optimizar las actividades de mantenimiento y fortalecer tanto la confiabilidad como la continuidad del servicio. Asimismo, favorece un uso más eficiente de los recursos y una operación técnica y financieramente más estable.

Ambos sistemas fortalecen de manera integral el desempeño institucional de ENELAR E.S.P., al articular la gestión por procesos con la administración eficiente de la infraestructura eléctrica. Esta sinergia permite mejorar la toma de decisiones, garantizar el cumplimiento regulatorio y avanzar hacia una operación más confiable, eficiente y orientada al usuario.

## **9. ESTADOS FINANCIEROS**

La Empresa de Energía de Arauca, a través de la Dirección Administrativa y Financiera y en articulación con los distintos procesos y áreas de la entidad, lleva a cabo el cierre contable, lo que permite preparar y presentar la información financiera con calidad, confiabilidad y oportunidad, en beneficio de todas las partes interesadas. En este contexto, los estados financieros correspondientes al periodo 2024–2025 constituyen la principal fuente de información para evaluar la solidez financiera, el nivel de endeudamiento y los resultados operativos de la entidad.



**Tabla 20.** Analisis Horizontal

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA ANALISIS HORIZONTAL				
ACTIVO			VARIACION	
PERIODO	30/09/2025	30/09/2024	ABSOLUTA	RELATIVA
<b>CORRIENTE (1)</b>	<b>224.448.989.102,00</b>	<b>175.655.878.390,26</b>	<b>48.793.110.711,74</b>	<b>27,78</b>
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	46.804.133.167,00	6.163.329.487,08	40.640.803.679,92	<b>659,40</b>
CUENTAS POR COBRAR	75.537.140.246,00	68.904.676.342,69	6.632.463.903,31	<b>9,63</b>
INVENTARIOS	987.718.398,00	701.895.891,13	285.822.506,87	<b>40,72</b>
OTROS ACTIVOS	101.119.997.291,00	99.885.976.669,36	1.234.020.621,64	<b>1,24</b>
<b>NO CORRIENTE (2)</b>	<b>327.424.661.759,000</b>	<b>304.758.854.443,85</b>	<b>22.665.807.315,15</b>	<b>7,44</b>
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	255.767.602.214,00	252.737.410.526,85	3.030.191.687,15	<b>1,20</b>
CUENTAS POR COBRAR	71.657.059.545,00	52.021.443.917,00	19.635.615.628,00	
<b>TOTALACTIVO</b>	<b>551.873.650.861,00</b>	<b>480.414.732.834,11</b>	<b>71.458.918.026,89</b>	<b>747,39</b>
PASIVO				
PERIODO	30/09/2025	30/09/2024	ABSOLUTA	RELATIVA
<b>CORRIENTE (1)</b>	<b>83.887.058.371,00</b>	<b>83.299.481.255,90</b>	<b>587.577.115,10</b>	<b>0,71</b>
PRÉSTAMOS POR PAGAR A CORTO PLAZO	4.473.878.870,00	6.222.500.004,00	- 1.748.621.134,00	<b>0,00</b>
CUENTAS POR PAGAR	68.041.329.861,00	65.317.453.432,13	2.723.876.428,87	<b>4,17</b>
BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	4.060.885.193,00	2.650.760.429,55	1.410.124.763,45	<b>53,20</b>
LITIGIOS Y DEMANDAS	7.310.964.447,00	9.108.767.390,22	- 1.797.802.943,22	<b>-19,74</b>
<b>NO CORRIENTE (2)</b>	<b>210.446.752.615,00</b>	<b>123.674.407.724,03</b>	<b>86.772.344.890,97</b>	<b>70,16</b>
PRÉSTAMOS POR PAGAR	7.838.769.138,00	8.562.301.283,35	- 723.532.145,35	<b>-8,45</b>
BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	23.523.698.291,00	16.298.510.370,10	7.225.187.920,90	<b>44,33</b>
LITIGIOS Y DEMANDA NO CORRIENTE	1.633.352.579,00	-	1.633.352.579,00	<b>0,00</b>
OTROS PASIVOS	177.450.932.607,00	98.813.596.070,58	78.637.336.536,42	<b>79,58</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>294.333.810.986,00</b>	<b>206.973.888.979,93</b>	<b>87.359.922.006,07</b>	<b>223,96</b>
<b>PATRIMONIO</b>	<b>257.539.839.877,00</b>	<b>273.440.843.854,00</b>	<b>- 15.901.003.977,00</b>	<b>-5,82</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>551.873.650.863,00</b>	<b>480.414.732.834</b>	<b>71.458.918.029,07</b>	<b>442,10</b>

Fuente. Subdirección Contable ENELAR E.S.P, 2025.



**Tabla 21.** Estado del resultado integral

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL				
PERIODO	30/09/2025	30/09/2024	ABSOLUTA	RELATIV A
<b>INGRESOS OPERACIONALES</b>	<b>182.078.597.684,00</b>	<b>182.900.560.034,00</b>	<b>- 821.962.350,00</b>	<b>-0,45</b>
VENTA DE BIENES	789.987.930,00	595.628.570,00	194.359.360,00	<b>32,63</b>
VENTA DE SERVICIOS	135.696.738.763,00	138.977.665.972,00		
OTROS SERVICIOS	48.157.300.317,00	46.527.843.319,00	1.629.456.998,00	<b>3,50</b>
DEVOLUCIONES, REBAJAS Y DESCUENTOS EN VENTA DE SERVICIOS (DB)	- 2.565.429.326,00	- 3.200.577.827,00	635.148.501,00	<b>-19,84</b>
<b>COSTO DE VENTAS</b>	<b>159.288.733.532,00</b>	<b>129.229.475.225,00</b>	<b>30.059.258.307,00</b>	<b>23,26</b>
<b>GASTOS OPERACIONALES</b>	<b>13.119.952.405,00</b>	<b>11.404.426.496,00</b>	<b>1.715.525.909,00</b>	<b>15,04</b>
EXCEDENTE O DEFICIT OPERACIONAL	9.669.911.746,00	42.566.658.313,00	- 32.896.746.567,00	<b>-77,3</b>
TRANSFERENCIAS Y SUBVENCIONES	3.450.245.008,00	-	3.450.245.008,00	<b>0</b>
OTROS INGRESOS	5.308.549.885,00	4.378.988.525,00	929.561.360,00	<b>21,23</b>
OTROS GASTOS	2.571.628.232,00	2.060.618.797,3200	511.009.434,68	<b>24,80</b>
IMPUESTO A LAS GANANCIAS CORRIENTE	6.549.809.447,00	10.257.588.000,00	- 3.707.778.553,00	<b>-36,15</b>
<b>EXCEDENTE O DEFICIT DEL EJERCICIO</b>	<b>9.307.268.961</b>	<b>34.327.440.041</b>	<b>- 25.020.171.079,68</b>	<b>23</b>

Fuente. Subdirección Contable ENELAR E.S.P, 2025.



**Tabla 22.** Analisis Vertical septiembre

ANALISIS VERTICAL SEPTIEMBRE 2025		
NOMBRE CUENTA	VALOR	RELATIVO
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>551.873.650.861,00</b>	<b>100,00</b>
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	46.804.133.167,00	8,48
CUENTAS POR COBRAR	75.537.140.246,00	13,69
INVENTARIOS	987.718.398,00	0,18
OTROS ACTIVOS	101.119.997.291,00	18,32
PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	255.767.602.214,00	46,35
CUENTAS POR COBRAR	71.657.059.545,00	12,98
ANALISIS VERTICAL SEPTIEMBRE 2025		
NOMBRE CUENTA	VALOR	RELATIVO
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>294.333.810.986,00</b>	<b>100,00</b>
PRÉSTAMOS POR PAGAR A CORTO PLAZO	4.473.878.870,00	1,52
CUENTAS POR PAGAR	68.041.329.861,00	23,12
BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	4.060.885.193,00	1,38
LITIGIOS Y DEMANDAS	8.944.317.026,00	3,04
PRÉSTAMOS POR PAGAR	7.838.769.138,00	2,66
BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	23.523.698.291,00	7,99
OTROS PASIVOS	177.450.932.607,00	60,29

Fuente. Subdirección Contable ENELAR E.S.P, 2025.

El análisis horizontal permitió identificar las variaciones absolutas y porcentuales de las principales cuentas financieras entre los periodos evaluados, evidenciando el comportamiento general de la entidad. Se observó un incremento en el total de los activos, explicado principalmente por el crecimiento del activo corriente, lo que refleja una mayor disponibilidad de recursos en el corto plazo. Por su parte, el pasivo corriente presentó variaciones moderadas; sin embargo, el pasivo total evidenció un aumento considerable, indicando un mayor nivel de endeudamiento. Aunque el patrimonio también registró un crecimiento, este fue inferior al aumento de los activos, lo cual sugiere una mayor dependencia de recursos financiados por terceros. En cuanto al estado de resultados, los ingresos totales mostraron una tendencia positiva; no obstante, los gastos aumentaron en mayor proporción, generando una reducción en el resultado neto del ejercicio.





El análisis vertical permitió evaluar la estructura financiera de la institución al comparar cada cuenta con el total del rubro correspondiente. En este sentido, el activo corriente representa la mayor proporción del total del activo, lo que indica un nivel de liquidez aceptable. En contraste, el pasivo corriente predomina dentro de la estructura de endeudamiento, lo cual evidencia que gran parte de las obligaciones corresponden a compromisos de corto plazo. El patrimonio se mantiene relativamente estable dentro de la estructura financiera, reflejando una composición constante del financiamiento. Adicionalmente, en el estado de resultados se identifica que los costos operativos representan la mayor carga porcentual sobre los ingresos, lo que incide directamente en la disminución de la utilidad.

A partir del análisis efectuado, la entidad evidencia un crecimiento en su estructura de activos, aunque acompañado de un incremento significativo en los pasivos, lo que ha generado una mayor dependencia del financiamiento externo. Esta situación puede afectar la sostenibilidad financiera a largo plazo si no se implementan medidas correctivas oportunas. Asimismo, se identificó que los costos han crecido a un ritmo superior al de los ingresos, lo cual impacta negativamente el resultado del ejercicio. Si bien la composición del activo es favorable desde el punto de vista de la liquidez, la presión ejercida por el pasivo corriente representa un riesgo financiero que debe ser gestionado de manera prioritaria.

#Somos más que  
**ENERGÍA**



CO-SC-  
CER546783



CO-AM-  
2000892

