

2024

INFORME DE GESTIÓN

NUBIA STELLA CASTRO MOLANO
GERENTE GENERAL



www.enerca.com.co

 **ENERCA**
S.A.E.S.P.

**Ener
gia**
Llanera



Juntos
Transformamos
la Buena Energía



JUNTA DIRECTIVA

AYDEE SOLER SANABRIA

Secretaria Privada

ALVARO LUIS RIVERA CONTRERAS

Secretario de Infraestructura

ALFONSO CARDENAS SILVA

Director de Planeación Departamental

DORIS AMANDA SUÁREZ DÍAZ

Secretaria de Hacienda

SONIA YANIRA PINTO RODRÍGUEZ

Representante Sector Privado

SUPLENTES

ADRIANA PATRICIA ALFONSO SAENZ

Secretario General

CARLOS FABIAN SALCEDO SÁNCHEZ

Director Técnico Dir. Programación

NINI JHOANA MARIÑO BERNAL

Oficina de Talento Humano

KAREN SOFIA SANTAFE AGUDELO

Oficina Asesora Jurídica

YANETH MARTÍNEZ BOHÓRQUEZ

Representante Sector Privado

ADMINISTRACIÓN

NUBIA STELLA CASTRO MOLANO

Gerente General

WILSON ALIRIO RODRÍGUEZ GARCÍA

Gerente Administrativo y Financiero

LORENA MARTÍNEZ LUNA

Gerente Comercial

FERNANDO PARRA CELY

Gerente de Distribución

ELKIN OMAR ROMERO CAMARGO

Gerente de Gas

MARJA BELÉN BELTRÁN LEÓN

Asesor Jurídico

ANDRES LARA RODRÍGUEZ

Asesor de Planeación y Regulación

CLAUDIA PATRICIA FLÓREZ BAYONA

Asesor de Sistemas de Información

CIELO ESPERANZA BOHÓRQUEZ ARIAS

Asesor de Control Interno

JAIVER CAMILO ROJAS SALAMANCA

Profesional de Prensa y Comunicaciones



CONTENIDO

1. Carta de la Gerente General de ENERCA S.A. E.S.P.

¿QUIÉNES SOMOS?

2

- 2.1. Gobierno Corporativo.
- 2.1.1. Asamblea General de Accionistas.
- 2.1.2. Junta Directiva.
- 2.2. Partes interesadas.

GESTIÓN DE LA PLANEACIÓN ESTRATEGICA

3

- 3.1. Plan Estratégico Corporativo (PEC) ENERCA S.A E.S.P. 2021 -2024.
- 3.2. Seguimiento a planes de inversión.
- 3.3. Indicadores de Gestión 2024.
- 3.4. Seguimiento a Cambios Regulatorios para los Macroprocesos Misionales.
- 3.5. Activos del sistema de energía.
- 3.6. Activos de propiedad compartida.
- 3.7. Reporte de Planes de Inversión.

GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA

4

- 4.1. Sistema De Distribución De Energía Eléctrica.
- 4.2. Dirección De Operaciones Y Centro De Control.
- 4.2.1. Comportamiento de la Demanda de Distribución.
- 4.2.2. Automatización de subestaciones y activos de nivel 3.
- 4.2.3. Mejora en el proceso de Operación del Sistema de Energía.
- 4.3. Ingeniería y Planeamiento del Sistema.
- 4.3.1. Proyectos aprobados para conexión.
- 4.3.2. Actualización norma de construcción de redes eléctricas.
- 4.3.3. Proyectos de Autogeneración.
- 4.4. Operación y mantenimiento de redes.
- 4.4.1. Inversiones en Administración Operación y Mantenimiento (AOM) Redes.
- 4.4.2. Atención de Incidencias en Redes.
- 4.4.3. Ejecución Podas y Despeje Corredor de Línea Nivel 13,2 y 34,5 (Kv).
- 4.5. Operación y mantenimiento de subestaciones.
- 4.5.1. Mantenimiento en Subestaciones del STR y SDL.
- 4.5.2. Mantenimiento del Sistema de Trasmisión Regional (STR y SDL).
- 4.5.3. Mantenimientos preventivos a las bahías del Sistema de Trasmisión Regional (STR) en nivel de tensión 115 kV operados por ENERCA S.A. E.S.P.
- 4.5.4. Recuperación de Obras Civiles de Subestaciones.
- 4.5.5. PROYECTOS DE GRAN IMPACTO EN SUBESTACIONES.
- 4.6. DIRECCIÓN DE CALIDAD DEL SERVICIO.
- 4.6.1. Calidad Media del Sistema.
- 4.6.2. Compensaciones por Calidad del Servicio.
- 4.6.3. Cumplimiento regulatorio.

GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN GAS NATURAL

5

- 5.1. Sistema de Distribución de Gas Natural.
- 5.2. Plan de inversión operativo del Sistema de Gas natural.
- 5.3. Proyectos finalizados en el 2024.
- 5.4. Estado actual de los proyectos del año 2024.
- 5.5. Operación y mantenimiento CITY GATE y GNV.
- 5.6. Cumplimiento Regulatorio.
- 5.7. Indicadores de Calidad del Servicio Gas Natural.

GESTIÓN COMERCIAL

6

- 6.1. Atención a la demanda de energía eléctrica.
- 6.2. Costo Unitario de la prestación del servicio.
- 6.3. Recuperación de opción tarifaria.
- 6.4. Servicio de Energía Eléctrica y gas natural.
- 6.4.1. Usuarios.
- 6.5. Atención de la Demanda – GAS NATURAL.
- 6.6. Compras y transporte de gas natural.
- 6.7. Costo Unitario Gas Natural.
- 6.8. Ventas de Energía Eléctrica y Gas Natural.
- 6.9. Ingresos.
- 6.10. Facturación usuarios no regulados gas Subsidios y Contribuciones Energía Eléctrica y Gas Natural.
- 6.11. Recaudo.
- 6.12. Recaudo Energía Eléctrica.
- 6.13. Recaudo Gas Natural Domiciliario – GND.
- 6.14. Comportamiento de la Cartera Energía Eléctrica y Gas Natural
- 6.15. Cartera Energía Eléctrica.
- 6.16. Cartera por Edad y Clase de Servicio – Energía Eléctrica.
- 6.17. Cartera Gas Natural Domiciliario – GND.
- 6.18. Cartera por Edad y Clase de Servicio – Gas Natural.
- 6.19. Gestión de la Cartera.
- 6.20. Facturación y Recaudo de Alumbrado Público.
- 6.21. Servicios Complementarios.
- 6.22. Normalización y Control de energía eléctrica y gas natural.
- 6.23. Estrategias Implementadas para la Reducción del Indicador de Pérdidas.
- 6.24. Balance de Energía por Zonas y Circuitos energía.
- 6.25. Barridos de Media Tensión.
- 6.25.1. Sectores Subnormales.
- 6.25.2. Legalización de usuarios.

COMPROMISO CON NUESTROS TRABAJADORES Y COLABORADORES

7

- 7.1. Administración del Personal y Nomina.
- 7.1.1. Estructura Orgánica.
- 7.2. Actividades de Capacitación y Bienestar.

COMPROMISO CON LA CALIDAD, SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO, Y SEGURIDAD VIAL

8

- 8.1. Sistema de Gestión de Calidad y Sistema de Gestión de Activos.
- 8.2. Fortalecimiento al Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo ENERCA S.A E.S.P.
- 8.3. Implementación del Plan Estratégico de Seguridad Vial.
- 8.4. Nivel de cumplimiento de la Resolución 5018 de 2019.
- 8.5. Desempeño en Indicadores proceso de seguridad y salud en el trabajo.
- 8.6. Actividades destacadas durante la vigencia 2024.

GESTIÓN OFICINA JURIDICA

9

- 9.1. Procesos Judiciales.
- 9.2. Actuaciones Judiciales Relevantes.
- 9.3. Comité de Conciliación y Defensa Judicial.
- 9.4. Gestión De Contratación.
- 9.5. Gestión De Supervisión E Interventoría.

EVALUACIÓN Y CONTROL

10

- 10.1. Ejecución del programa anual de auditorías internas 2024.
- 10.2. Resultados del Seguimiento al Plan de Acción y Planes Institucionales.
- 10.3. Resultados de las Auditorías Externas 2024.
- 10.4. Planes de Mejoramiento suscritos con los Entes de Control.
- 10.5. Resultados de la Evaluación del Sistema de Control Interno.
- 10.6. Seguimiento a la Línea Segura.

GESTIÓN DE TECNOLOGÍA

11

- 11.1. Gestión presupuesto TIC.
- 11.2. Cumplimiento PETIC.
- 11.3. Diseño e implementación del sistema de Seguridad y Privacidad de la Información.
- 11.4. Aspectos destacados y otros proyectos TI.

COMUNICACIONES Y PRENSA

12

SITUACIÓN FINANCIERA

13





Corrección de Estilo

Fotografía

Diseño y Diagramación

Oficina de Prensa y Comunicaciones

Línea administrativa:

(+57) 608 634 46 80 EXT. 141



www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN

1

PRESENTACIÓN

CARTA DE LA GERENTE GENERAL DE ENERCA S.A. E.S.P.

Es un honor presentar el balance de gestión de la vigencia 2024, el cual refleja las acciones implementadas y los desafíos enfrentados en un año de constantes retos. Cada decisión tomada ha estado orientada a fortalecer la sostenibilidad del negocio, buscando consolidar a Enerca S.A. E.S.P. como la empresa de energía eléctrica más importante de la región. Este resultado es fruto de un ejercicio de direccionamiento estratégico basado en la responsabilidad y el compromiso con nuestros grupos de interés.

El 2024 fue un año de dificultades significativas, especialmente en el ámbito financiero. A pesar de los esfuerzos realizados, los resultados no han estado a la altura de las expectativas, lo que impactó nuestras operaciones y la estabilidad de los negocios. Las estrategias implementadas no han logrado los efectos esperados, lo que ha generado obstáculos para el crecimiento y la consolidación de nuestra presencia en el sector energético. La incertidumbre y los desafíos han dificultado la prestación de un servicio óptimo, afectando nuestra capacidad de contribuir al desarrollo regional de la manera proyectada.

Adicionalmente, el cambio climático, las modificaciones regulatorias, las restricciones ambientales y las condiciones del entorno social han representado factores adversos que han influido en nuestra gestión. Estas variables han generado mayores exigencias operativas y económicas, dificultando la implementación de proyectos estratégicos y afectando la sostenibilidad de los negocios.

Basados en los nueve objetivos estratégicos y las iniciativas que ya estaban definidas en el Plan Estratégico Corporativo, presentamos los principales avances y resultados en la gestión de planes, programas, proyectos, metas y presupuesto, de la siguiente manera:

En cuanto a la infraestructura eléctrica, actualmente contamos con 14.699,6 km de redes de los niveles 1, 2, 3 y 4, además de 80 subestaciones con una capacidad instalada de 188 MVA, lo que permite la distribución de energía eléctrica en el departamento de Casanare.

La puesta en operación de la Subestación Llano Lindo, con tensiones de operación de 34.5 kV y 13.2 kV en Yopal y una capacidad de 12,5 MVA, esta infraestructura es clave para mejorar la calidad y estabilidad del suministro eléctrico en la comuna 5 de Yopal.

Para el año 2024, el negocio de gas natural cerró con 55 CITY-GATE's y redes de tuberías de polietileno PE 80 y 100 con una longitud de 6.836 Kilómetros de red, distribuidas en 17 municipios del departamento de Casanare y Pajarito en el departamento de Boyacá.

El crecimiento en usuarios de energía, incorporamos 5.210 nuevos usuarios entre residenciales y comerciales, lo que representa un crecimiento del 3,2% respecto al año anterior, con este crecimiento, alcanzamos un total de 168.398 usuarios.

Por otra parte, sobre la expansión del servicio de gas natural, se incorporaron 3.380 nuevos usuarios, lo que representa un crecimiento del 7%, alcanzando un total de 54.056 clientes entre residenciales, comerciales, industriales, oficiales y mercado no regulado.

Por otro lado, la reducción de pérdidas de energía en el sistema eléctrico, anualizadas al mes de diciembre de 2024, cerraron en 24,34%, lo que representa una disminución de 1,12% respecto a diciembre de 2023, cuando se situaban en 25,46%.

El 2024 estuvo enmarcado por los procesos de las auditorías de seguimiento y recertificación en los sistemas de gestión de calidad conforme a las normas ISO 9001:2015 para la distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural. Además, se obtuvo la recertificación del sistema de gestión de activos bajo la norma NTC ISO 55001:2014 en los niveles de tensión 4 y 3 de STR y SDL en Casanare, cumpliendo con la Resolución CREG 015:2018 y mejorar la vida y el uso de los activos de distribución.

Durante la vigencia 2024 se llevó a cabo evaluación al cumplimiento de los Estándares Mínimos del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo SG-SST por parte de la ARL Positiva, mediante la aplicación de la Resolución 0312 del 2019 y a lo dispuesto en el Decreto 1072 de 2015, logrando la calificación de 96%.

La normatividad existente aplicable Resolución 40595 de 2022, durante la vigencia 2024 se realizó auditoría interna en cumplimiento a los requisitos establecidos en la Ley 1503 de 2011-NTC ISO 390001:2014 y la revisión de la implementación del sistema de gestión de la segu-

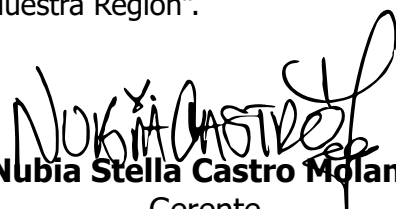
alidad vial de ENERCA S.A E.S.P., Mejora continuamente el PESV, Responsabilidad y cumplimiento de los contratistas, Gestión de los desplazamientos operacionales y prevención vial en los desplazamientos en itinere de sus trabajadores, garantizando hábitos de comportamiento seguro en la vía obteniendo un resultado del 90%

Nuestra labor no solo se basa en la generación y distribución de energía y gas, sino también en el impacto positivo que buscamos generar en la calidad de vida de las personas. Sabemos que la energía es un pilar fundamental para el crecimiento económico, la educación, la salud y la innovación. Por ello, nuestro compromiso va más allá del suministro.

El futuro nos plantea nuevos retos, pero confiamos en que, con la misma pasión y compromiso que nos han guiado hasta aquí, lograremos superarlos y seguir avanzando en la construcción de una empresa cada vez más sólida y eficiente. Continuaremos trabajando con transparencia y responsabilidad, siempre enfocados en brindar un servicio de calidad que transforme positivamente la vida de nuestra gente y fortalezca nuestra comunidad.

Además, redoblabremos esfuerzos en el impulso de proyectos de energías renovables, eficiencia energética y responsabilidad ambiental, reafirmando nuestro compromiso con un desarrollo sostenible para las futuras generaciones.

Agradecemos profundamente a nuestros colaboradores, aliados estratégicos, autoridades y, sobre todo, a la comunidad que confía en nosotros día a día. Su apoyo y confianza nos inspiran a seguir creciendo, a mejorar continuamente y a continuar siendo "Enerca, la Energía Llanera de Nuestra Región".


Nubia Stella Castro Molano
 Gerente





www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN



¿QUIÉNES SOMOS?

¿QUIÉNES SOMOS?



ENERCA S.A. E.S.P., es una compañía cuyo principal negocio es la comercialización y distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural, prestando sus servicios en la zona urbana y rural en los 19 municipios del departamento de Casanare, el municipio de Barranca de Upía en el departamento del Meta y en los municipios de San Luis de Gaceno y Pajarito del departamento de Boyacá.

El sistema eléctrico operado está conformado por 80 subestaciones de las cuales 7 son de 115 KV y 73 de distribución a 34.5/13.8 KV, de las cuales 10 son atendidas y 70 no atendidas en el Sistema de Distribución Local (SDL), con una capacidad de transformación total instalada de 188 MVA. Para el año 2024, la compañía cerró con un inventario de redes eléctricas de 4.712 km en nivel de tensión I, 9.408,3 km en nivel de tensión II, 968.5 km en nivel de tensión III; y en las redes de nivel de tensión IV se tienen 579.20 km.

Para la vigencia 2024 cerró con 168.398 usuarios, ENERCA S.A E.S.P., amplió su mercado de comercialización de Energía llegando a 5.210 nuevos usuarios entre residenciales y comerciales, representando así un crecimiento de nuestros clientes del 3.2% respecto al año 2023, distribuyendo para el sector residencial con un 88,23%, seguido del comercial, oficial y alumbrado público con el 8.97%, 1.14%, y 0.99% respectivamente; ahora bien,

geográficamente, de la distribución de nuestros usuarios, el 77% se encuentran ubicados en los cascos urbanos de los diferentes municipios atendidos.

El sistema de distribución de gas natural está conformado por 55 CITY-GATE´s y redes de tuberías de polietileno PE 80 y 100 con una longitud de 6.836 Kilómetros de red, distribuidas en 17 municipios del departamento de Casanare y Pajarito en el departamento de Boyacá.

Para el año 2024, el servicio de gas natural incrementó en 3.380 nuevos usuarios, representando un crecimiento del 7%, comercializando así a un total de 54.056 entre clientes residenciales, comerciales, industriales, oficiales y mercado no regulado. Durante el año 2024, el consumo se distribuyó en el 97% correspondiente al sector residencial, seguido del comercial el 2.3% y oficial con el 0.6%. Ahora bien, por ubicación geográfica, los usuarios que se encuentran concentrados en el casco urbano son el 55.3% de los usuarios registrados y 44.7% en el sector rural.

La entidad cuenta con un equipo humano conformado por 86 trabajadores, 293 contratistas; además, genera cerca de 500 empleos indirectos a través de terceros y la formación de 5 aprendices SENA de manera permanente.

2.1. Gobierno Corporativo



Ilustración 1. Estructura Gobierno Corporativo

2.1.1. Asamblea General de Accionistas

Participación Accionaria de la Empresa de Energía de Casanare S.A.-E.S.P., 2024.

NOMBRE ACCIONISTAS	PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
DEPARTAMENTO DE CASANARE	99,81%
ACCIONISTAS PRIVADOS	0.19%
TOTAL	100%

Tabla 1. Estructura Accionaria

2.1.2. Junta Directiva

ENERCA S.A E.S.P., cuenta con una Junta Directiva compuesta por cinco (5) miembros principales, integrada por cuatro (4) delegados del Gobernador de Casanare y por un accionista privado con sus respectivos suplentes. En la Junta Directiva están representados cada uno de los accionistas, de acuerdo con su participación accionaria en la empresa, según lo dispuesto por el numeral 19.16 de la Ley 142 de 1994.

Durante el periodo 2024, se efectuaron un total de 9 sesiones de la Junta Directiva, desagregadas así: cuatro (4) ordinarias, cinco (5) extraordinarias. El proceso de toma de decisiones en la Junta Directiva permite que se decida de manera informada, de manera que su gestión se pueda enfocar en los asuntos estratégicos. La Gerencia General organiza los temas a tratar de acuerdo con la materia correspondiente, y los presenta la Junta Directiva, en función de sus competencias, la cual, luego de deliberar, adopta las decisiones a que haya lugar.

2.2. Partes interesadas

ENERCA S.A. E.S.P. definió sus partes interesadas y realizó una propuesta de valor para cada uno de ellos. ¿Quiénes conforman las partes interesadas de la Empresa? Son todas aquellas personas o entidades que mantienen una relación económica con Enerca S.A. E.S.P., así como una influencia directa o indirecta en las actividades y objetivos institucionales o hacen parte de los organismos de control y vigilancia.

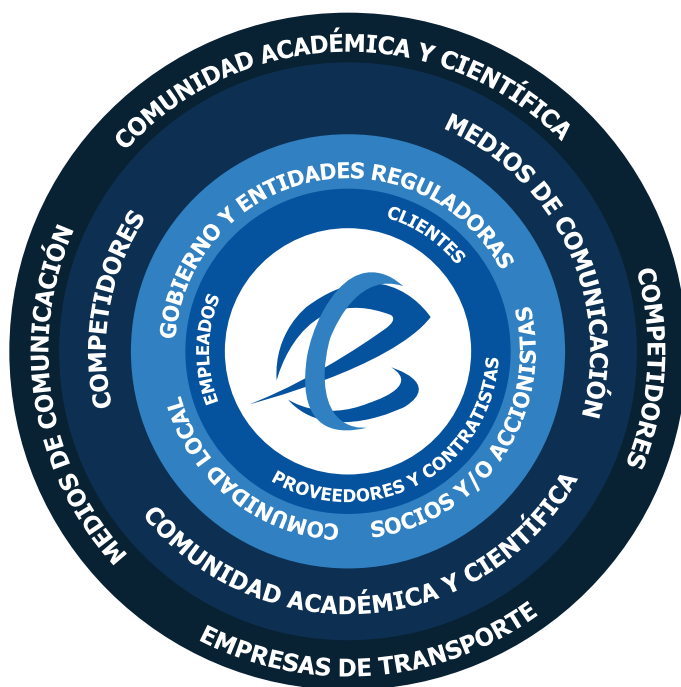


Ilustración 2. Estructura Partes Interesadas ENERCA S.A E.S.P.



GRUPO DE INFLUENCIA	CATEGORIA STAKE HOLDER	SUBCATEGORIA	INTERES DEL STAKE HOLDER	INTERES DE LA EMPRESA	REQUISITOS A CUMPLIR POR LA ORGANIZACIÓN CON CADA UNA DE LAS PARTES INTERESADAS
POR DEPENDENCIA	Empleados	Alta Dirección	Estabilidad laboral, Seguridad en el trabajo, remuneración adecuada, participación, escalamiento laboral, reintegro laboral, permisos de ausencia, formación, desarrollo humano y planes de carrera.	Buena presentación personal, motivación, eficiencia y eficacia, riesgos laborales, cumplimiento de actividades, comunicación con los empleados	Establecer los lineamientos de los Contratos laborales
		Mandos Intermedios			
		Empleados nuevos			
		Empleados Potenciales			
		Empleados que han dejado la Empresa.			
		Aprendices y Practicantes			
POR DEPENDENCIA	Clientes	Organizaciones de Trabajadores			
		Cientes matriculados a quienes se presta el servicio de energía eléctrica y Gas	Buena calidad y continuidad del servicio, precios acordes al servicio, incentivos por buena conducta de pago, buena atención al usuario, efectiva resolución de problemas.	Buena imagen del servicio y de la empresa, niveles de rentabilidad satisfactorios, control y seguimiento de fraudes.	Cumplimiento de Obligaciones del Contrato de Condiciones Uniformes, Liquidación de facturas acordes al consumo, cumplimiento en los tiempos de entrega de la factura.
	Proveedores y Contratistas	Mayoristas	- Relación estable y duradera, pagos puntuales por la entrega de prestación de bienes o servicios. - Entrega de bienes o servicios con estándares de calidad definidos por el cliente.	Buena calidad y garantía, precios bajos, abastecimiento asegurado, entregas puntuales.	Cumplir con lo establecido en los requisitos contractuales
POR RESPONSABILIDAD	Gobierno y entidades reguladoras	Minoristas			
		Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).	Competencia justa, propiedad intelectual, conflicto de interés, comercio justo, implicación en políticas públicas, corrupción, cumplimiento con el trabajo, exactitud de datos, cumplimiento de las leyes (Marco, Orgánica, Estatutaria, y Ambientales vigentes).	Cumplimiento de la norma, capacitaciones frecuentes de los cambios inherentes a las políticas públicas	Cumplir con lo establecido en las Normas, leyes y que disponga las autoridades competentes y sean aplicables.
		Ministerio de Minas y Energía			
		Ministerio de Trabajo			
		Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)			
		Gobernación de Casanare			
		Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios			
		Contraloría General de la República de Colombia			
		Contraloría Departamental de Casanare			
		Autoridad Ambiental competente (Corporinoquia y Ministerio del Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible)			
		Sistema General de Regalías			
		Departamento Nacional de Planeación			
		Caja de Compensación Familiar COMFACASANARE			
		Administradoras de Riesgos Laborales ARL			
		Procuraduría General de la Nación			
		Defensoría del Pueblo			
	Socios y/o Accionistas	Ministerio de Transporte	Cumplimiento, código nacional de tránsito y transporte	Confianza, margen de actuación, compromiso, participación.	Calidad de los servicios, legalidad de la empresa, cumplimiento con lo demandado por los usuarios, rentabilidad.
		Públicos y Privados	Políticas Generales, comunicación con los accionistas y reclamaciones, dividendos y revalorización de las acciones, defensa de los accionistas, derechos de los accionistas, composición de la junta, auditorías, transparencia, rentabilidad y cuentas.		
POR INFLUENCIA	Comunidad Local	Población que reside en áreas de influencia de la operación	Seguridad en las operaciones, generación de oportunidad de empleo, contribución a la comunidad, actuaciones favorables, sustitución de recursos renovables, inversiones sociales y donaciones, relaciones con la comunidad, seguridad y protección, conservación de los materiales y de la energía, valoración medioambientales de los proyectos	Buenas relaciones con la comunidad, Pagos del servicio oportunos, buena aceptación de la empresa en el entorno social.	- Responsabilidad Social Empresarial - Normatividad aplicable (prestación del servicio, ambiental.)
		Población Usuaria del Servicio			
	Comunidad Académica y Científica	Universidades Locales	Generar vínculos de ayuda mutua para investigación y desarrollo.	Articular la academia con las necesidades de I+D al interior de la compañía	Cumplir con las condiciones de los vínculos
POR INFLUENCIA	Medios de Comunicación	Medios de Comunicación Locales Violeta Estéreo, la voz de Yopal etc.	Obtener información consistente y confiable para dirigir a sus oyentes, televidentes, lectores, etc.	Buena imagen del servicio y de la empresa, confiabilidad de las noticias.	Entrega de información asertiva
	Competidores	Termo Yopal – EBSA- empresas generadoras y Distribuidoras de Energía	libre y sana competencia	Posicionamiento, precios, cobertura, calidad del servicio.	cumplir con lo establecido con la ley
POR CERCANÍA	Comunidad Académica y Científica	Universidades Locales	Buscar espacios para vincular los estudiantes para que puedan realizar practicas empresariales, generar estudios específicos del sector energético.	Tener acceso a información académica de primera mano como estudios de tipo estadístico, acceso a consultorías y laboratorios de calidad, acceder a pasantes estudiantes de las universidades con las que se hace alianza.	realizar contratos para pasantes
	Medios de Comunicación	Medios de Comunicación Locales – Violeta Estéreo, la voz de Yopal etc.	Relación Institucional para generar negocios mutuos de comunicación (pautas publicitarias, cuñas radiales, propaganda televisiva etc.)	Difundir información relevante para los usuarios de los Servicios de Energía Eléctrica y Gas	Contrato de publicidad
	Competidores	Termo Yopal – EBSA, empresas generadoras y Distribuidoras de Energía	Creación de Alianzas comerciales y estratégicas para	Mejorar las condiciones económicas y financieras.	contrato de alianza
	Empresas de transporte	Vehículos públicos y privado	Distribución de servicios y productos por el sistema vial	Seguridad a un sistema de seguridad vial	Enerca de establecer lineamientos de contrato con estas empresas de transporte y cumplir con los contratos comerciales

Tabla 2. Partes Interesadas

3

GESTIÓN DE LA PLANEACIÓN ESTRATÉGICA

2024
INFORME DE GESTIÓN



www.enerca.com.co

ENERCA

3.1. Plan Estratégico Corporativo (PEC) ENERCA S.A E.S.P. 2021 -2024

Teniendo en cuenta la metodología adoptada por ENERCA S.A E.S.P. para la medición del Plan Estratégico Corporativo "PEC 2021-2024", se presentan los resultados del cumplimiento global de los objetivos estratégicos con corte a diciembre de 2024. Como se observa en la gráfica, los resultados corresponden a la siguiente semaforización: **verde (cumple) (100% - 80%)** **amarillo (cumple parcialmente) (79% - 60%)** y **rojo (no cumple) (Menor o Igual a 59%)**:



Gráfico 1. Seguimiento de los Objetivos Estratégicos

3.2. Seguimiento a planes de inversión.

Planes de Inversión con recursos propios se ejecutaron un total de 23 proyectos con valores regulatorios (COP

DIC. 2017) por el orden de los \$21.876 millones de pesos.

Gestión de Proyectos con recursos del Sistema General de Regalías SGR fue designada como entidad ejecutora de un total de 7 proyectos con recursos del Sistema General de Regalías, por un valor de \$51.159 millones de pesos, los cuales serán ejecutados en 2025. Adicionalmente el Índice de Gestión de Proyectos de Regalías IGPR 2024. De acuerdo a los índices generados en la plataforma GESPROY, se observa un desempeño en la ejecución de proyectos en el año 2024 entre medio y alto con valores superiores al 64.3%.

PERIODO MEDIDO	No. Proyectos en ejecución	IGPR	Rango
I TRIMESTRE 2024	28	64,3	medio
II TRIMESTRE 2024	28	70,7	medio
III TRIMESTRE 2024	19	80,5	alto

Tabla 3. Ejecución proyectos

3.3. Indicadores de Gestión 2024.

La metodología de seguimiento y evaluación del desempeño de cada uno de los procesos se realiza a través de la definición de variables cualitativas y cuantitativas contempladas en las hojas de vida de los indicadores de gestión, que permiten identificar de manera oportuna el grado de cumplimiento de las metas propuestas por los líderes, y así tomar decisiones que respondan a las necesidades de mejora de los procesos.

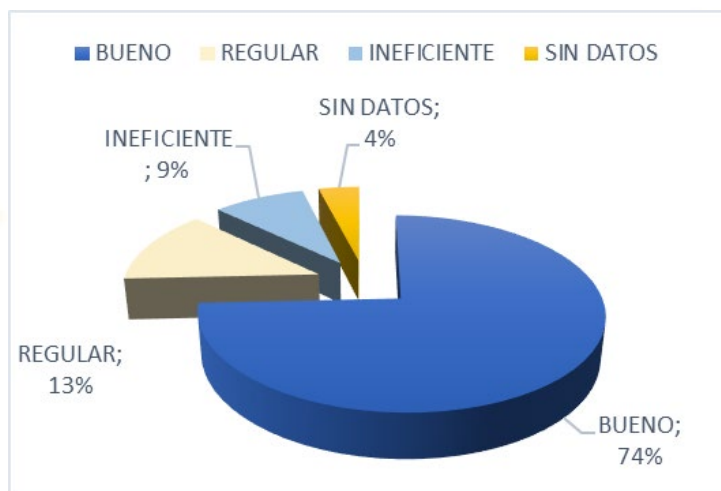


Gráfico 2. Seguimiento a Indicadores de gestión.

Según el gráfico, los resultados de los indicadores muestran un 74% en el rango “Bueno”, un 13% en el rango “Regular”, un 9% en el rango “Insuficiente” y un 4% sin datos. Este último porcentaje corresponde a aquellos indicadores para los cuales no se han podido obtener datos debido a la fecha de corte. La tendencia general en el rango “Bueno” refleja que los procesos han implementado acciones orientadas a la mejora de su gestión. Sin embargo, al comparar con la vigencia anterior, se observa un leve incremento en los indicadores clasificados en los rangos “Regular” e “Insuficiente”, mientras que los resultados en el rango “Bueno” se mantienen constantes.

3.4. Seguimiento a Cambios Regulatorios para los Macroprocesos Misionales

Durante el año 2024, el sector energético en Colombia ha experimentado una serie de cambios regulatorios significativos que han impactado directamente las operaciones de ENERCA S.A. E.S.P. Estos cambios han sido impulsados por la necesidad de adaptación a nuevas exigencias en términos de tarifas, sostenibilidad y competitividad, lo que ha requerido de una constante revisión y ajuste por parte de nuestra empresa.

Entre los principales cambios regulatorios que afectaron a ENERCA S.A. E.S.P., destacan aquellos relacionados con tarifas de energía y gas, las normativas medioambientales y las regulaciones de competencia. En cuanto a las tarifas, se implementaron ajustes regulatorios que impactaron la estructura de precios en el sector, exigiendo una optimización en nuestra operación para garantizar la rentabilidad en un contexto de costos crecientes. En términos de competencia, se introdujeron reformas que fomentan una mayor eficiencia y transparencia en el mercado mayorista de energía.

Para asegurar el cumplimiento de las normativas vigentes, ENERCA S.A. E.S.P. ha establecido mecanismos de monitoreo constante, con auditorías internas periódicas y un equipo especializado en la gestión de cambios regulatorios. Este enfoque nos ha permitido identificar y abordar de manera proactiva cualquier desafío en el cumplimiento de las nuevas regulaciones. Además, hemos mantenido un diálogo fluido con las autoridades regulatorias para garantizar que nuestras operaciones se alineen con los requerimientos establecidos para el beneficio de nuestros usuarios y la empresa.

3.5. Activos del sistema de energía

El macroproceso de Gestión de Activos en la vigencia del 2024, registró en las bases de información de ENERCA S.A. E.S.P., los inventarios de infraestructura mediante la que el Operador de Red presta el servicio de Distribución de energía eléctrica en la zona de influencia; esta información se encuentra a disposición de los diferentes procesos de la entidad y es empleada para los diferentes reportes y registros solicitados por las entidades de supervisión, control y vigilancia que periodo tras periodo identifican las actividades y eventos en el Sistema Interconectado Nacional -SIN-.

Los activos eléctricos de ENERCA S.A. E.S.P., se registran en el Sistema de Gestión de Distribución y son clasificados regulatoriamente por categorías según el nivel de tensión en el que sirven, para 31 de diciembre de 2024 ENERCA contaba con los siguientes activos eléctricos:

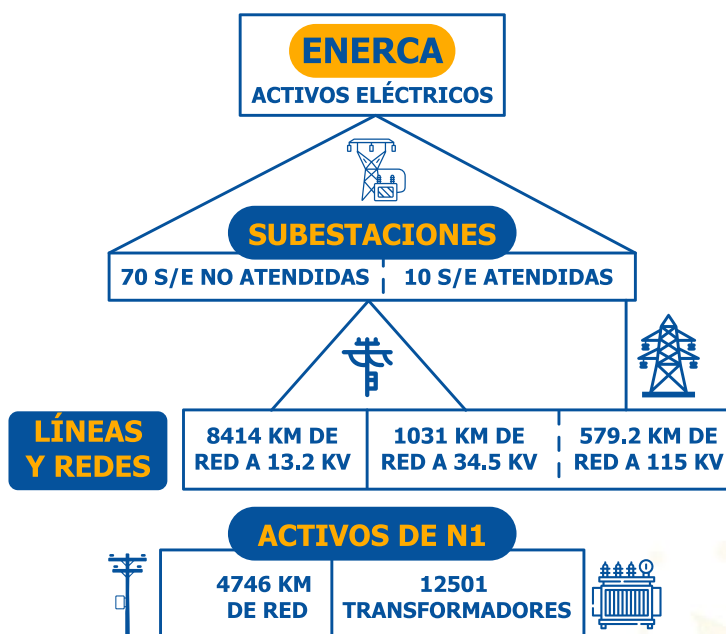


Ilustración 3. Activos eléctricos de ENERCA SA ESP.

El sistema eléctrico de ENERCA S.A. E.S.P., se compone entonces de los activos antes descritos, los cuales permiten el transporte y distribución de energía eléctrica al sistema Interconectado Nacional, empleando los enlaces de conexión de los niveles de tensión 1 al 4.

3.6. Activos de propiedad compartida

Dado que algunos de los activos que opera la Empresa de Energía de Casanare son total o parcialmente de otros agentes del mercado, la compañía ha dedicado esfuerzos a gestionar tales activos, con el propósito de amplificar

su valor representativo, remunerar vía tarifa los costos y gastos del AOM incurrido o de inversión estimada como también aumentar el valor de la entidad.

Sin embargo, para la vigencia 2024 ENERCA S.A. E.S.P., no actualizó el inventario compartido con EBSA S.A. E.S.P., actividad que se pretende ejecutar en el año 2025; con dicha actualización se pretende una reducción en los pagos que realiza periódicamente la entidad por uso de infraestructura, cómo también un mayor ingreso por el concepto de distribución según la regulación vigente.

Respecto a la infraestructura compartida con el Ministerio de Minas y Energía, ENERCA S.A. E.S.P., durante la vigencia 2024, administró, mantuvo y operó los activos del STR y SDL desde la subestación Yopalosa y hasta la Subestación Santa Rosalía, por los cuales pretende recibir ingresos para continuar las actividades antes descritas.

3.7. Reporte de Planes de Inversión

FEBRERO DE 2024 – REPORTE DE LAS INVERSIONES 2023

Como parte de las actividades que tiene la compañía relacionada con el reporte de información a entes de control, regulación y vigilancia; se hizo entrega de información y publicación de los resultados de ejecución de las inversiones acometidas en el periodo 2023; donde ENERCA S.A. E.S.P., tenía montos de inversión y proyectos aprobados como se muestra a continuación.

Código proyecto	Descripción del proyecto	Nivel	Tipo inversión
C120	Red de Baja Tensión Yopal	1	IV
C126	Implementación del sistema de información geográfico Gis para el sistema eléctrico operado por Enerca	4	IV
C203	Nuevo Circuito Molinos II 34,5 kV	3	IV
C208	Doble circuito 34,5 /13,2 kV, desde la subestación Aguazul hasta la subestación Maní	3	IV

002.1	RECOS II	3	IV
002.2	RECOS II	3	IV
002.3	RECOS II	3	IV
002.4	RECOS II	3	IV
0.14.1	Conexión entre las subestaciones Yopalosa y SPL en 115 kV	4	II

Tabla 4. Reporte febrero 2024

AGOSTO DE 2024 – PLANEACIÓN DE LAS INVERSIONES FUTURAS

Para el año 2024, la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., decidió actualizar sus planes de inversión para las vigencias 2025 – 2029, para tal fin se apoyó de la firma especializada CQM Consultoría S.A., donde se priorizaron las necesidades de la entidad para los años 2025 y hasta el 2029; en dichos proyectos de establecieron como estrategias, la mejora en la calidad del servicio prestado, disminuir las pérdidas técnicas, aumentar la flexibilidad del sistema y ampliar la capacidad de transporte de energía motivados en la creciente demanda del departamento y país.

El día 30 de agosto de 2024, ENERCA SA ESP, presentó a la Comisión de Regulación de Energía Gas CREG las inversiones del siguiente quinquenio, por lo que se lista a continuación las obras previstas del año 2025:

CÓDIGO PROYECTO	NOMBRE DEL PROYECTO
C111	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Yopal 115 kV
C107	Cambio de interruptor en bahía de línea en la Subestación San Antonio 115 kV
C108	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Toquilla 115 kV
C109	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Yopal 115 kV

C110	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Toquilla 115 kV
0.14.1_N	Interconexión Casanare-Vichada 115 kV
C211	Remodelación del circuito 15375, circuito urbano principal de Maní y construcción de un nuevo circuito en Maní
0104_2	UC Especiales 2024
C212	Implementación de Tele protección Línea Yopal a Aguazul 115 kV
N108	Interconexión en fibra óptica Centro de Control y S/E Paz de Ariporo 115 kV
C102	Implementación diferencial de barra en la Subestación Yopal 115 KV
S104	Normalización SE Villanueva 34,5 kV
0104_1	UC Especiales 2023
C126	Sistema de Información Geográfica GIS ENERCA
0105	Reposición transformadores NT1
0108	Instalación equipos de control y comunicaciones
0103	Ampliación transformación Aguaclara 34,5 kV

Tabla 4. Reporte febrero 2024

Para gestionar dicha infraestructura, la entidad dispuso presupuesto de la vigencia 2024 y 2025, con el firme propósito de dar cumplimiento a las metas presentadas al regulador, buscando con esto detener o desacelerar la pérdida de valor corporativa asociada a la infraestructura que va cumpliendo su vida útil de funcionamiento.

DICIEMBRE DE 2024 – EVALUACIÓN DE LO EJECUTADO.

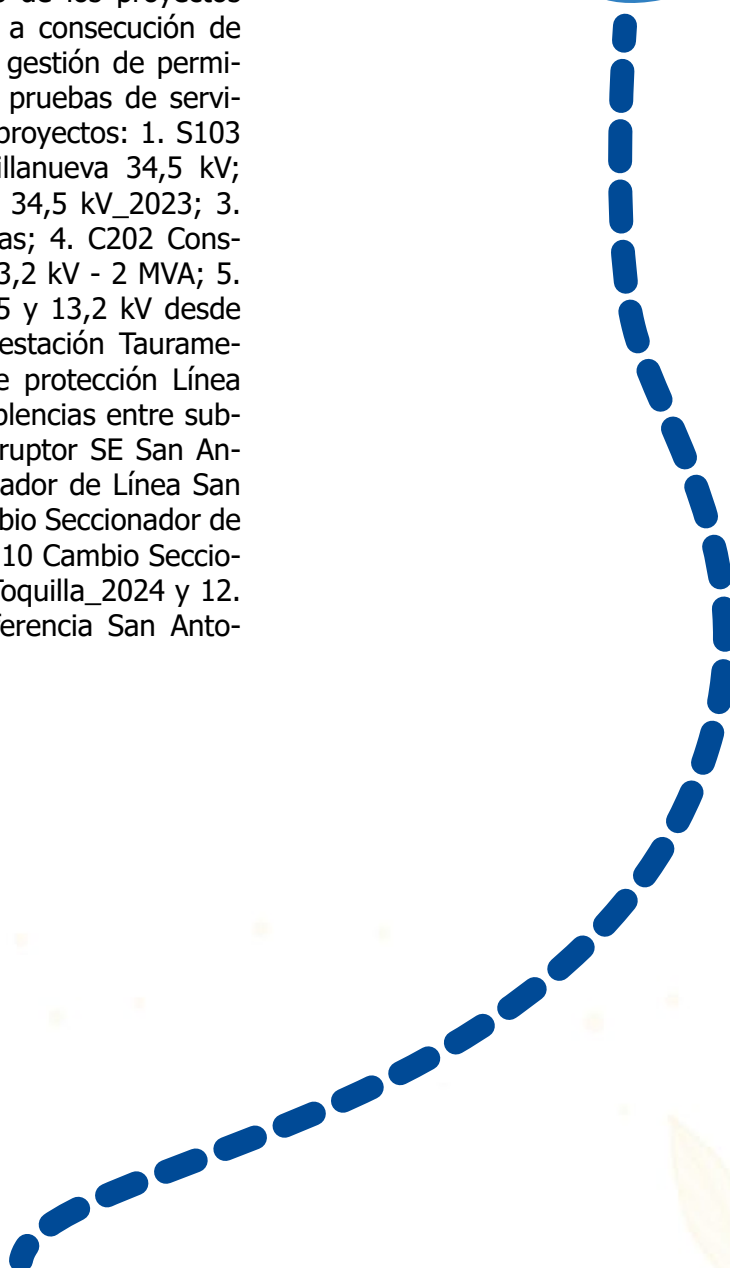
La entidad al finalizar el año, debe evaluar las inversiones ejecutadas durante la vigencia (2024), por lo anterior, se lista a continuación los proyectos definidos por ENERCA para la vigencia.

Ítem	Nombre Proyecto
C102	Implementación diferencial de barra en la Subestación Yopal 115 KV
N101	Suplencias entre subestaciones
C201	Repotenciación subestación San José del Bubuy 34,5/13,2 kV
C209	Repotenciación subestación Belgrado 34,5/13,2 kV
001.1	Control y reducción de pérdidas
C205	Construcción doble circuito 13,8 kV Chámeza (circuito 14616).
C106	Cambio de Transformador Yopal 40 MVA
C206	Ampliación del circuito 15615 Caserío Pueblo Nuevo 13,8 kV
C104	Independizar circuito Yopal 6
002.x	RECOS_Etapa 2
00x.1	Reposición transformadores NT1
C103	Cambio de estructuras Yopal
C101	Interconexión en fibra óptica S/E Ciudadela - S/E Héroes - Centro de Control.
S103	Repotenciación circuito Aguaclara Villanueva 34,5 kV
S103_2	Repotenciación circuito Aguaclara Villanueva 34,5 kV
S104	Normalización SE Villanueva 34,5 kV_2023
001.2	Control y reducción de pérdidas
C202	Construcción de S/E Carlos Pizarro 34,5/13,2 kV - 2 MVA
C204	Ampliación de los circuitos 34,5 y 13,2 kV desde la subestación Aguazul hasta la subestación Tauramena
C212	Implementación de Tele protección Línea Yopal a Aguazul 115 kV
005.1	Suplencias
C107	Cambio de interruptor SE San Antonio_2024

C108	Cambio Seccionador de Línea San Antonio-Toquilla_2024
C109	Cambio Seccionador de Línea San Antonio-Yopal_2024
C110	Cambio Seccionador de Transferencia San Antonio-Toquilla_2024
C111	Cambio Seccionador de Transferencia San Antonio-Yopal. 2024
C105	Nueva subestación Llano Lindo 34,5 kV

Tabla 6. Reporte diciembre 2024

De dicha evaluación se determinó que ENERCA que cumplió con la ejecución de algunos de los proyectos previstos, por motivos que atienden a consecución de equipos de fabricación internacional, gestión de permisos de ocupación, implementación y pruebas de servicio, entre otros; lo anterior para los proyectos: 1. S103 Repotenciación circuito Aguaclara Villanueva 34,5 kV; 2. S104 Normalización SE Villanueva 34,5 kV_2023; 3. 001.2 Control y reducción de pérdidas; 4. C202 Construcción de S/E Carlos Pizarro 34,5/13,2 kV - 2 MVA; 5. C204 Ampliación de los circuitos 34,5 y 13,2 kV desde la subestación Aguazul hasta la subestación Taurameña; 6. C212 Implementación de Tele protección Línea Yopal a Aguazul 115 kV; 7. 005.1 Suplencias entre subestaciones; 8. C107 Cambio de interruptor SE San Antonio_2024; 9. C108 Cambio Seccionador de Línea San Antonio-Toquilla_2024; 10. C109 Cambio Seccionador de Línea San Antonio-Yopal_2024; 11 C110 Cambio Seccionador de Transferencia San Antonio-Toquilla_2024 y 12. C111 Cambio Seccionador de Transferencia San Antonio-Yopal._2024.





www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN

4

GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA

4.1. Sistema De Distribución De Energía Eléctrica

La topología del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de ENERCA S.A E.S.P., se representar a continuación:

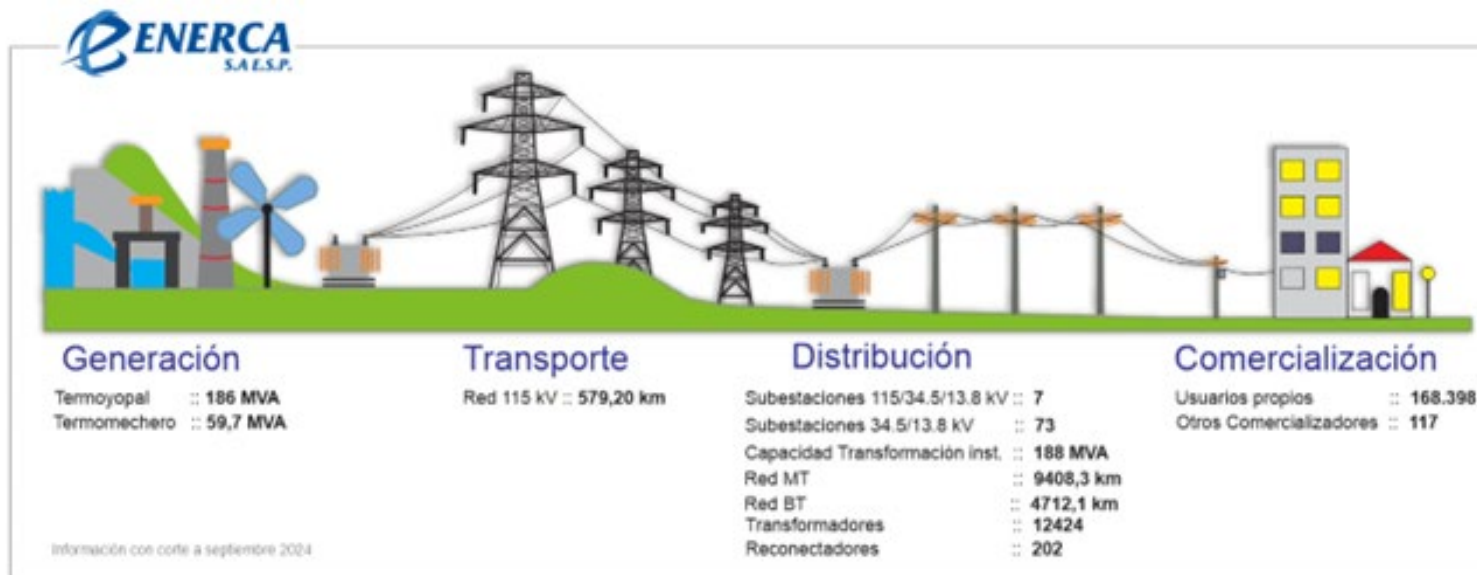


Ilustración 4. Sistema Eléctrico de Casanare

4.2. Dirección De Operaciones Y Centro De Control

Para la anualidad 2024 el Centro de Control registro el comportamiento de las principales variables eléctricas que describen el Sistema Eléctrico de ENERCA S.A. E.S.P.

4.2.1. Comportamiento de la Demanda de Distribución.

A diferencia de 2023, el comportamiento de la demanda en 2024 presentó un comportamiento variable. Durante el primer semestre, la tendencia fue incremental; sin embargo, para el segundo semestre se evidencia una tendencia a la baja finalizando con valores de crecimiento negativos.

Los gráficos 3 y 4 presentan los valores de demanda máxima y demanda promedio en [MW]. Se evidencia que durante el año 2024 el porcentaje promedio de crecimiento de la demanda fue de 5,94 %. La curva de consumo presenta valores altos en el primer semestre y valores de crecimiento pequeños (incluso negativos), finalizando el segundo semestre en comparación con la anualidad 2023.

El incremento en el consumo de potencia se logró atender de forma correcta desde cada una de las subestaciones del sistema, pero es importante aclarar que algunas

de ellas han alcanzado valores nominales de equipos lo cual genera restricciones operativas. Por ejemplo, la subestación Aguazul 115 kV no tiene capacidad para la aprobación de disponibilidades actualmente, toda vez que los valores de consumo están cerca de los datos nominales del transformador de potencia.



Gráfico 3. Comparativa demanda máxima

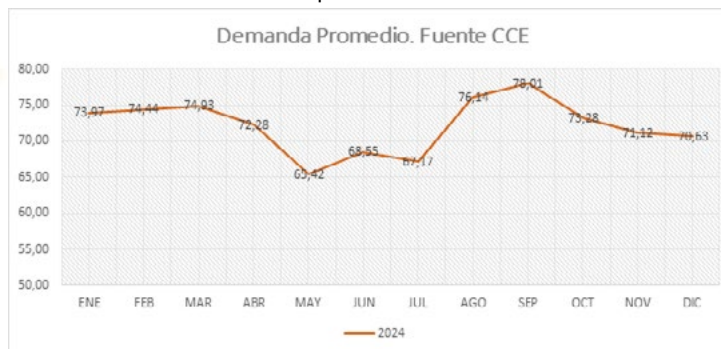


Gráfico 4. Valores Promedio de Demanda de Potencia

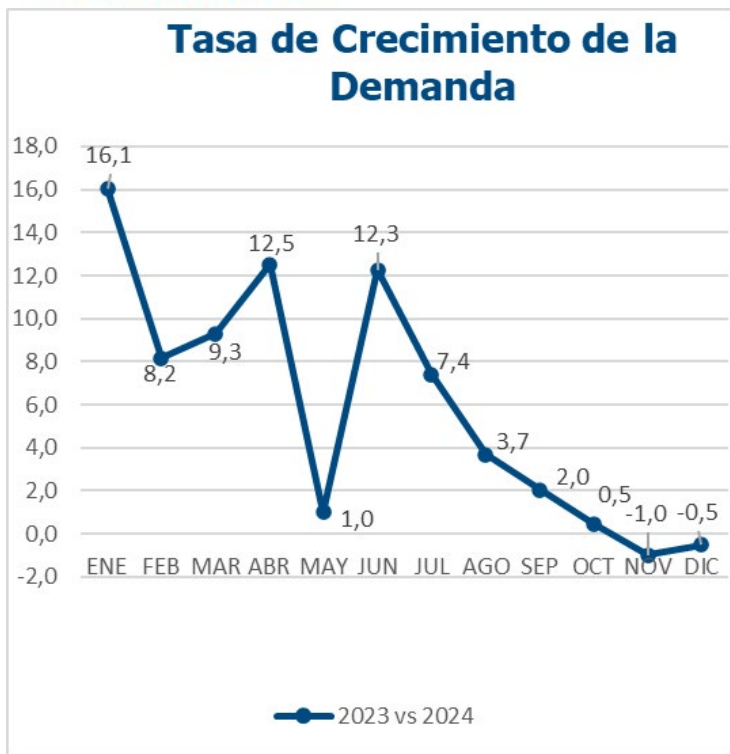


Gráfico 5. Tasa de Crecimiento de la Demanda

A pesar de no evidenciar un aumento en los valores de la demanda, las condiciones operativas generales en todas las subestaciones se mantienen similares. Así, para la subestación Yopal 115 kV, se requiere de la operación permanentemente y de forma simultánea de los dos transformadores de potencia para garantizar el servicio.

Bajo la premisa de que la demanda del sistema seguirá creciendo, es importante que se sigan gestando proyectos de reposición o modernización de subestaciones y redes de distribución que permitan aumentar la capacidad instalada y que facilite las actividades de mantenimiento a través del traslado de cargas al interior de las subestaciones y entre subestaciones.

La tabla 4. Presenta el consolidado de los valores de demanda máxima y mínima mes a mes, donde la demanda máxima del ENERCA se presentó el 11 de septiembre de 2024, con un valor de 101,60 MW.

	2024 [MW]		
	Maxima	Avg	Mínima
ENE	97.11	73.97	41.13
FEB	95.55	74.44	39.95
MAR	98.17	74.93	37.78
ABR	97.81	72.28	34.62
MAY	92.74	65.42	30.68
JUN	84.56	68.55	29.54
JUL	90.47	67.17	26.12
AGO	97.49	76.14	19.20
SEP	101.60	78.01	30.85
OCT	95.95	73.28	30.57
NOV	94.23	71.12	31.95
DIC	94.05	70.63	27.90

Tabla 7. Demanda máxima y Mínima 2024

El incremento en la demanda del sistema implica nuevos desafíos para el área técnica de la empresa, pues esta situación y las condiciones del sistema, reduce el campo de maniobra y complica el manejo operativo de los mismos. Casos como, indisponibilidades por cortes programados y no programados generan un alto impacto negativo en las partes interesadas, por lo cual es necesario trabajar en proyectos de modernización y/o reposición para continuar dando una buena atención de la demanda.

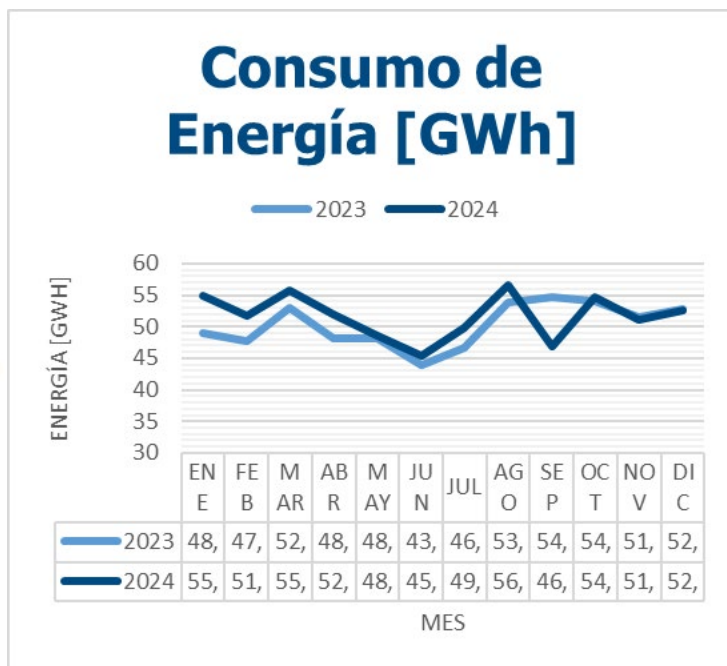


Gráfico 6. Consumo de energía en Gwh

4.2.2. Automatización de subestaciones y activos de nivel 3.

A 31 de diciembre de 2024, ENERCA S.A. E.S.P., cuenta con 10 subestaciones telecontroladas de las cuales 7 son de alta tensión, 3 de media tensión, además de esto, 70 subestaciones tipo reducido con equipo reconector, de los cuales 202 equipos son supervisados desde el Centro de Control.

Nombre	Nivel de Tensión	Número de Bahías	Supervisada / Tele controlada	Observaciones
Subestación Yopal	115/34.5/1 3.8kV	10	SI	Operada desde CCE
Subestación Aguazul	115/34.5/1 3.8kV	3	SI	Operada desde CCE
Subestación Aguacalara	115/34.5/1 3.8kV	3	SI	Operada desde CCE, con apoyo en sitio de 2 asistentes
Subestación Paz de Ariporo	115/34.5/1 3.8kV	2	SI	Operada desde CCE, con apoyo en sitio de 2 asistentes
Subestación Yopalosa	115 kV	3	SI	Operada desde CCE, con apoyo en sitio de 2 asistentes
Subestación San Luis de Palenque	115/34.5/1 3.8kV	3	SI	Operada desde CCE, con apoyo en sitio de 2 asistentes
Subestación Morro	115/34.5/1 3.8kV	3	SI	Operada desde CCE
Subestación Ciudadela	34,5 kV	NA	SI	Operada desde CCE, con apoyo en sitio de 2 asistentes
Subestación Los Héroes	34,5 kV	NA	SI	Operada desde CCE, con apoyo en sitio de 2 asistentes
Subestación Llano Lindo	34,5 kV	NA	SI	Operada desde CCE, con apoyo en sitio de 2 asistentes
Subestaciones Media Tensión tipo reducido	34,5 / 13,8 kV	NA	SI	207 equipos Reconectores

Tabla 8. Activos telecontrolados 2024

4.2.3. Mejora en el proceso de Operación del Sistema de Energía

La experiencia diaria en la operación del Centro de Control, su plataforma tecnológica, medios de comunicación, sistemas de información y maniobras operativas se ha fortalecido de manera notable en el ámbito técnico y humano; esto, a través del desarrollo de procedimientos e

instructivos eficientes en el reporte de información a las partes interesadas, con responsabilidad frente a la entrega oportuna de información y disponibilidad 24/7 ante XM en las diversas plataformas tales como:

- Parámetros Técnicos – PARATEC-.
- Base de Datos de Protecciones, -STATION WARE.
- Análisis de Eventos - GAO-
- Portal de supervisión –SUPERVISIÓN-.
- Reporte de información operativa – HEROPE-SIO.
- Sistema Nacional de Consignaciones – SNC-.
- INDICA.
- Ciberseguridad.
- Nuevos Proyectos –PORTAL MDC-
- Entre otros.

Como parte del desarrollo de proyectos dentro del área de Casanare, se ejecutaron trabajos de repotenciación en la S/E Yopal al declarar en operación el T1 50 MVA 115/34,5/13,8 kV, que reemplazo el transformador de 40 MVA. El estado actual del STR se presenta en la tabla 6.

Juegos TCs Bahías de línea	Corriente máxima Declarada	Potencia Máxima
BL Yopal a San Antonio 115 kV	720 A	144 MW
BL Yopal a Toquilla 115 kV	720 A	144 MW
BL Yopal a Aguazul 115 kV	600 A	120 MW
BL Aguazul a Aguacalara 115 kV	500 A	100 MW
BL Aguacalara a Chivor 115 kV	600 A	120 MW
BL Yopal a Yopalosa 115 kV	200 A	40 MW

Tabla 9. Capacidad TC 115kV 2024

Teniendo presente las características de los equipos instalados, es posible exportar hasta 388 MW hacia Boyacá a través de las interconexiones con las subestaciones San Antonio y Chivor.

La subárea mantiene recursos de generación de 245.7 MW que corresponden a 59,7 de TERMOMECHERO MORRO S.A. E.S.P. y 186 MW de TERMOYOPAL S.A. E.S.P.

En la vigencia de este informe, se fortaleció la gestión de

eventos en el sistema mediante el uso de los módulos de OMS (Modulo de gestión de interrupciones) y CMS (Modulo de gestión de cuadrillas) y la capacitación del personal en el manejo de estos softwares, para la coordinación y atención de fallas del sistema y el respectivo reporte de información diaria a XM, a través de la plataforma INDICA (Indicadores de calidad).

La gestión de conocimiento del personal de Centro de Control ha permitido la evolución y mejora de los procesos internos, así como el manejo y disponibilidad de la información. El aplicativo desarrollado y alojado en los servidores del centro de control de la empresa, permite manejar en tiempo real información histórica e indicadores relacionados con:



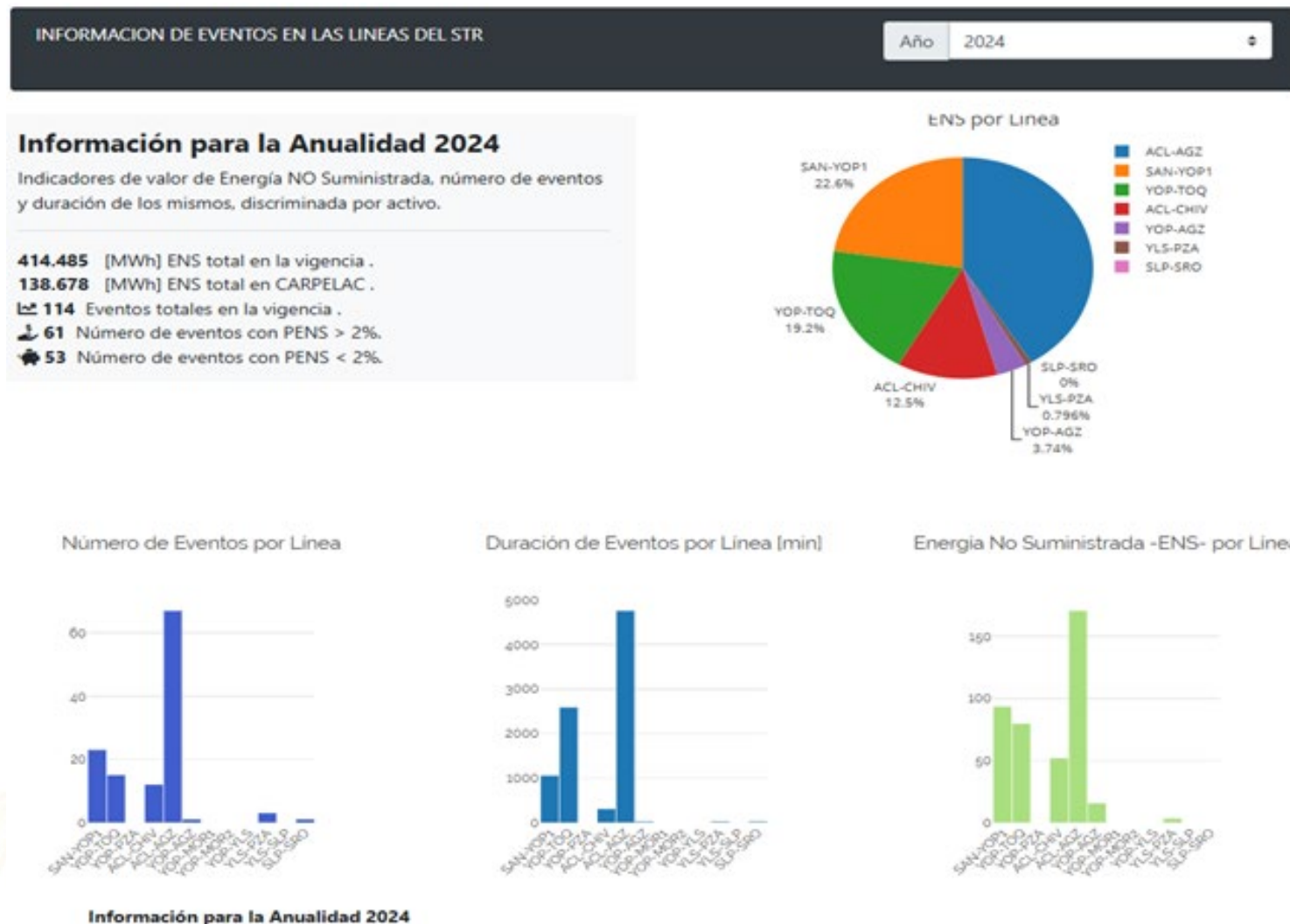
- Eventos en STR
- Consignaciones del SDL diarias
- Reporte histórico de la demanda del sistema
- Reporte histórico de la energía del sistema
- Gestión de protecciones del SDL
- Gestión de protecciones del STR
- Indicadores SDL
- Indicadores STR
- Hoja de Vida Reconectores
- PETIC Centro de Control

Fibra Óptica, radio enlaces, comunicación GPRS entre otros. En 2024 se incrementó a más de 130 km la fibra óptica propiedad de ENERCA para la conectividad de los activos y ciber activos. Así mismo, se tienen más de 200 conexiones en GPRS.

- Fibra óptica S/E Yopal a S/E Aguazul
- Fibra óptica CCE – Ciudadela – Llano Lindo
- Fibra óptica Yopalosa – San Luis de Palenque – Santa Rosalía
- Fibra óptica Zona urbana Yopal
- Fibra óptica Zona urbana Paz de Ariporo
- Fibra óptica Zona urbana Aguazul
- Fibra óptica Zona urbana Villanueva

La operación del Centro de Control como el cerebro del sistema eléctrico operado por ENERCA, se fundamenta en sendos sistemas de comunicaciones conformados por

El fortalecimiento de los procesos de Centro de Control, así como el manejo de las plataformas de reporte de eventos no programados en nivel 115 kV, ha permitido la disminución de la penalización por ENS en los últimos años. Esto significa que los valores descontados en la remuneración de activos sean menores, impactando de forma positiva las finanzas de la Empresa.



Por otra parte, la dinámica del sistema frente a eventos no programados y declaración de proyectos nuevos de generación ha ocasionado que los niveles de corto circuito de las subestaciones de alta tensión se incrementen. Lo cual conlleva a la apertura de acciones y recomendaciones por parte de XM S.A. E.S.P., que buscan se implementen funciones de protección adicionales que permitan garantizar la seguridad del sistema. La vigilancia sobre los eventos presentados en el sistema operado por ENERCA llegó a completar 22 acciones pendientes por subsanar. Sin embargo, gracias a las buenas gestiones y maniobras realizadas por el personal de Operaciones y al respaldo de la Gerencia de Distribución y Gerencia General, se logró reducir esta cantidad de acciones de manera significativa, como se puede apreciar en la siguiente tabla:

4.3. Ingeniería y Planeamiento del Sistema.

4.3.1. Proyectos aprobados para conexión

De acuerdo a las disposiciones de la resolución CREG 075 de 2021, se han implementado los procedimientos necesarios para dar trámite a las solicitudes de viabilidad para la conexión a las redes del Sistema de Distribución Local de la empresa de energía de Casanare, de proyectos particulares presentados por terceros, denominados, proyectos Clase 2. En la siguiente grafica se muestra las solicitudes aprobadas en los últimos 6 años.



Gráfico 8. Variación de los Numero de Proyectos Aprobados

Para el año 2024 se ha dado viabilidad a la conexión de 289 proyectos particulares, que se conectarían de las redes de SDL de ENERCA en los diferentes municipios con una carga aprobada según la siguiente relación:

MUNICIPIO	CARGA APROBADA (kVA)
YOPAL	26688.22
VILLANUEVA	16907.5
TAURAMENA	11168
MONTERREY	8300
AGUAZUL	2097.5
PAZ DE ARIPORO	1576
BARRANCA DE UPIA	1240
MANI	746
TRINIDAD	695
PORE	482.5
NUNCHIA	350
SAN LUIS DE PALENQUE	157.5
SABANALARGA	85
CHAMEZA	43
HATO COROZAL	30
RECETOR	30
SACAMA	5
AGUACLARA	0
TOTAL	70601.22

Tabla 10. Carga Aprobada por Municipio

4.3.2. Actualización norma de construcción de redes eléctricas.

Se lleva a cabo la actualización de las normas de construcción de redes eléctricas de la empresa de energía de Casanare; ajustada a las actualizaciones y cambios regulatorios, con el fin, además de definir los lineamientos generales y criterios básicos de diseño y construcción para las redes de distribución de ENERCA en media y baja tensión, aéreas y subterráneas.

El alcance del documento cuya proyección a la fecha de entrega de este informe se encuentra en etapa final, va a contemplar aspectos regulatorios técnicos y en general de interés para la elaboración de los diseños en los procedimientos de conexión de proyectos en el SDL de Enerca; se proyecta una estructuración en forma de ca-

pítulos que quedaran definidos de la siguiente manera:

1. Generalidades
2. Sistemas de Medida
3. Redes eléctricas en baja tensión
4. Redes eléctricas en media tensión
5. Subestaciones
6. Alumbrado Público
7. Auto generadores a pequeña y gran escala, y generadores distribuidos

4.3.3. Proyectos de Autogeneración.

En cumplimiento de las disposiciones y los procedimientos estipulados en la resolución CREG 174 de 2021 se ha dado la viabilidad de conexión a proyectos de autogeneración a pequeña escala AGPE y proyectos de autogeneración a gran escala AGGE.

En el año 2024 se viabilizaron 16 proyectos de Auto-generación, además fueron conectados al SDL un total de 11 proyectos. Se presenta en la tabla a continuación un resumen de proyectos viabilizados y conectados por municipio desde la entrada en vigencia de las normativas que permiten la conexión de este tipo de proyectos.

	N° Proyectos Viabilizados	Capacidad KW	N° Proyectos Conectados	Capacidad KW
2020	4	384.54	4	384.54
YOPAL	4	384.54	4	384.54
2021	11	961.61	11	961.61
AGUAZUL	2	884.995	2	884.995
YOPAL	9	76.615	9	76.615
2022	16	889.1	16	889.1
AGUAZUL	1	15	1	15
NUNCHIA	1	240	1	240
PAZ DE ARPORO	1	30	1	30
PORE	1	7.5	1	7.5
YOPAL	12	596.6	12	596.6
2023	11	8557.6	5	148
AGUAZUL	1	20	1	20
PORE	1	956		
VILLANUEVA	1	8	1	8
YOPAL	8	7573.6	3	120
2024	16	11873.82	11	1715.82
PORE	1	956	1	956
YOPAL	15	10917.82	10	759.82
Total	58	10792.85	36	2383.25

Tabla 11. Proyectos Viabilizados

En el año 2024 se viabilizaron 16 proyectos de Auto-generación, además fueron conectados al SDL un total de 11 proyectos. Se presenta en la tabla a continuación un resumen de proyectos viabilizados y conectados por municipio desde la entrada en vigencia de las normativas que permiten la conexión de este tipo de proyectos.

En el año 2024 se viabilizaron 16 proyectos de Autogeneración, además fueron conectados al SDL un total de 11 proyectos.

Se presenta en la tabla a continuación un resumen de proyectos viabilizados y conectados por municipio desde la entrada en vigencia de las normativas que permiten la conexión de este tipo de proyectos.

En el grafico 9 se presenta el número total de proyectos viabilizados en el Sistema de Distribución Local de ENERCA y su capacidad de autogeneración.

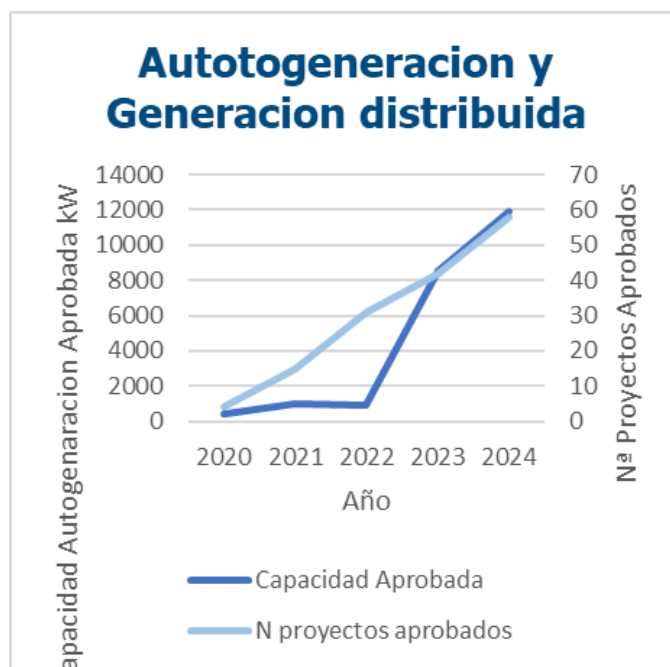


Gráfico 9. Cantidad y Capacidad Proyectos Autogeneración

4.4. Operación y mantenimiento de redes

4.4.1. Inversiones en Administración Operación y Mantenimiento (AOM) Redes

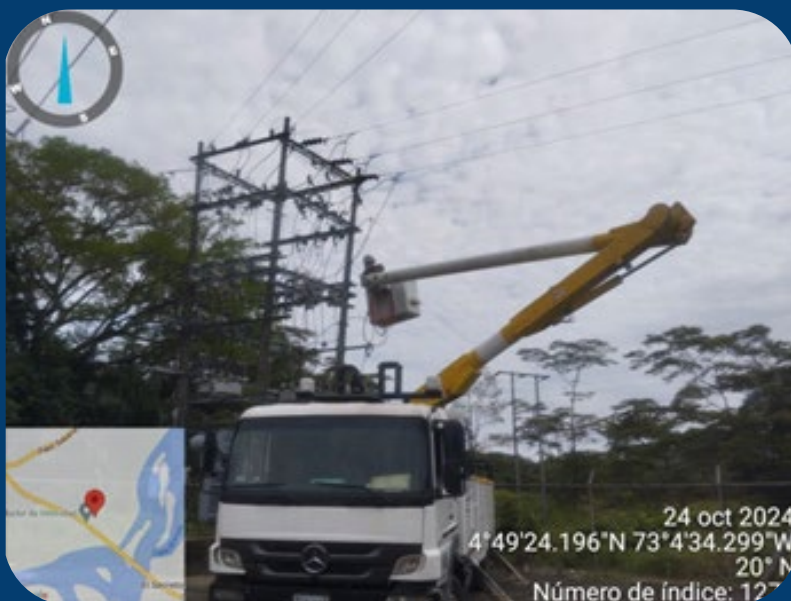
En el año 2024, se contó con recursos para la Operación y Mantenimiento del sistema eléctrico operado por la empresa en todo el Departamento de Casanare; lo que permitió una atención oportuna a las incidencias presentadas en el sistema, aportando de la mejor manera al cumplimiento de objetivos estratégicos de la compañía enfocados en la mejora de la satisfacción de los clientes al percibir una prestación del servicio más confiable y de



mejor calidad, como se refleja en los resultados de los indicadores SAIDI y SAIFI.

Entre las actividades más importantes que se desarrollaron en el año 2024 se encuentran las siguientes:

- Se contó con el personal, herramienta, equipos y materiales necesarios para la operación y mantenimiento de redes del sistema, garantizando la operación las 24 horas durante los 365 días del año.
- Se ha ido incrementando el uso de grúa para trabajo en línea viva, logrando disminuir los cortes en la realización de mantenimientos preventivos y correctivos.



- Se realizó la reposición de 601 transformadores en el área de influencia de ENERCA S.A. E.S.P., obtenidos como producto de contratos gestionados para el mantenimiento y reparación de transformadores operados por la empresa. En el caso de transformadores monofásicos y trifásicos, en el año 2024 se realizó un (1) contrato de reparación de transformadores de Potencia, un (1) contrato de reparación de transformadores de Distribución y uno (1) de mantenimiento de transformadores:

CONTRATO	OBJETO	VALOR
CPS 175 DE 2024	REPARACION DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION LOCAL SDL Y SISTEMA DE TRASMISION REGIONAL STR OPERADO POR LA EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	\$ 938.000.000
CPS 176 DE 2024	REPARACION DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION LOCAL SDL Y SISTEMA DE TRASMISION REGIONAL STR OPERADO POR LA EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	\$ 1.686.000.000
OPS 146 DE 2024	MANTENIMIENTO GENERAL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION Y POTENCIA PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCION LOCAL SDL Y SISTEMA DE TRASMISION REGIONAL STR OPERADO POR LA EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE	\$ 140.000.000

Tabla 12. Relación de contratos reparación de transformadores 2024.

4.4.2. Atención de Incidencias en Redes.



Se atendió por parte de Operación y Mantenimiento de Redes el 100% de las solicitudes de nuestros clientes, que ascendieron a 25.874 incidencias presentadas en el sistema eléctrico operado por ENERCA en el sector Rural y 9.438 en el sector Urbano, atendiéndose de manera oportuna los porcentajes mostrados a continuación

ATENCIÓN INCIDENCIAS RURALES			
AÑO	REPORTADOS	ATENDIDOS OPORTUNAMENTE	
		CANTIDAD	%
2020	29.101	21.837	75%
2021	35.924	27.420	76%
2022	42.485	34.419	81%
2023	38.894	28.635	74%
2024	38.095	25.874	68%

Tabla 13. Atención de incidencias rurales

ATENCIÓN INCIDENCIAS URBANAS			
AÑO	REPORTADOS	ATENDIDOS OPORTUNAMENTE	
		CANTIDAD	%
2020	9.105	6.128	67%
2021	16.635	12.019	72%
2022	9.996	8.260	83%
2023	11.834	8.980	76%
2024	12.847	9.438	73%

Tabla 14. Atención de incidencias urbanas.

De igual manera, superando las difíciles condiciones climáticas, así como de flora y fauna y de topografía del departamento, en relación con los mantenimientos programados dentro del cronograma anual de mantenimiento, se ejecutaron 424 mantenimientos de los 438 programados, logrando un cumplimiento del 96.8%, superando el cumplimiento del 96% obtenido en el año 2023, como se

puede observar en el cumplimiento mes a mes detallado a continuación:

MANTENIMIENTOS CRONOGRAMA ANUAL PROGRAMADOS Y EJECUTADOS 2024			
PERIODO	PROGRAMADOS	EJECUTADOS	%
ENERO	21	20	95.23
FEBRERO	29	29	100
MARZO	32	32	100
ABRIL	38	37	97.36
MAYO	47	40	85.10
JUNIO	66	55	83.33
JULIO	41	37	90.24
AGOSTO	30	32	106.66
SEPTIEMBRE	38	36	94.73
OCTUBRE	36	32	88.88
NOVIEMBRE	51	46	90.19
DICIEMBRE	9	28	311.11
TOTAL	438	424	96.80%

Tabla 15. Cumplimiento a mantenimientos programados.

En la atención al cambio de transformadores averiados, aún con los incrementos de costos de materiales y superando las restricciones del mercado por la escasez de hierro, aluminio y cobre, se alcanzó a realizar la reposición de 601 transformadores durante el año 2024, distribuidos así:

PERIODO	REPOSICIÓN DE TRANSFORMADORES POR ZONA				TOTAL 2024
	NORTE	CENTRO 1	CENTRO 2	SUR	
ENERO	9	5	5	13	32
FEBRERO	18	9	5	13	45
MARZO	5	8	6	7	26
ABRIL	14	14	9	14	51
MAYO	15	19	9	10	53
JUNIO	12	9	8	13	42
JULIO	16	16	10	10	52
AGOSTO	15	16	12	11	54
SEPTIEMBRE	19	12	11	17	59
OCTUBRE	31	26	17	13	87
NOVIEMBRE	34	18	18	19	89
DICIEMBRE	26	17	10	17	70
TOTAL	214	169	120	98	601

Tabla 16. Reposición de transformadores

4.4.3. Ejecución Podas y Despeje Corredor de Línea Nivel 13,2 y 34,5 (Kv).

Durante el año 2024, se realizó el despeje de corredores de línea por más de 1672.54 kilómetros, superando ampliamente los 1239.98 Kilómetros despejados en el año

2023. A continuación, se presenta la cantidad por nivel de tensión I, II y III:

DESPEJE DE CORREDORES DE LÍNEA CON PODAS				
ZONA	km despejados BT	km despejados MT (13,2 KV)	km despejados MT (34,5 KV)	Totales (km)
CENTRO 1	66,03	225.94	42.7	331.94
CENTRO 2	59,7	125,7	59,2	244,6
SUR	49,1	144,5	60,4	254
NORTE	52	600	190	842
TOTAL (km)	226,83	1096,14	352,3	1672,54

Tabla 17. Despeje de corredor de línea nivel de tensión BT, 13,2 KV y 34,5 KV. Año 2024.

A continuación, se presenta el comparativo de los últimos seis (6) años:

VARIACIÓN POR AÑO DE KM DESPEJADOS CON PODAS POR NIVEL DE TENSIÓN				
AÑO	BT	MT (13,2 KV)	MT (34,5 KV)	Totales (km)
2019	150,84	647,36	158,93	957,13
2020	185,95	669,04	163,94	1018,93
2021	199,5	689,5	179,7	1068,7
2022	188,45	694,2	185,7	1068,35
2023	185,95	772,49	281,54	1239,98
2024	226,83	1096,14	352,3	1672,54

Tabla 18. Despeje de corredor de línea nivel de tensión BT, 13,2 KV y 34,5 KV. Acumulado.

De lo anterior, se evidencia el incremento de redes despejadas año tras año, en especial en el último año, donde se observa el mayor rendimiento en el despeje de los corredores de línea de los circuitos principales 34,5 KV, ya que hemos dado mayor prioridad a este tema con el fin de garantizar la continuidad y calidad del servicio en los alimentadores principales de los municipios y circuitos de mayor demanda de energía.

4.5. Operación y mantenimiento de subestaciones

4.5.1. Mantenimiento en Subestaciones del STR y SDL.

El mantenimiento de Subestaciones Eléctricas es esencial para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico, la seguridad del personal y el cumplimiento normativo. Permite prevenir fallas, reducir costos correctivos y optimizar la vida útil de los equipos, asegurando un sistema

eficiente y estable. Además, contribuye a mantener la calidad del servicio y prepara las instalaciones para su modernización o incremento de capacidad. Dentro de las actividades que se realizaron durante el año 2024, principalmente se encuentran:

1.

Toma de muestras de **aceite de transformadores de potencia y análisis físico-químico** en laboratorio tanto de subestaciones eléctricas de alta tensión como de media tensión.



2.

Ajuste, configuración de protecciones y verificación de perfiles de carga en sitio.



3.

Acompañamiento en el comisionamiento y energización de **transformadores de potencia y Subestaciones.**



4.

Pruebas de aislamiento a **transformadores de potencia, interruptores, cables XLPE, barrajes, celdas de media tensión y reconectores.**



5.

Pruebas de relación de **transformación.**



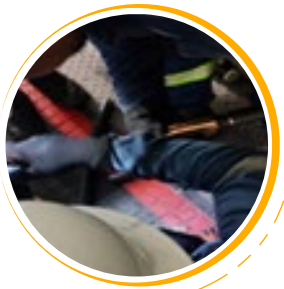
6.

Instalación de cámaras de **videovigilancia en subestaciones.**



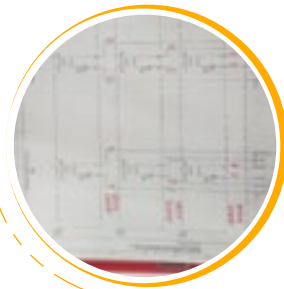
7.

Inspección, suministro e instalación de **terminales premoldados.**



8.

Actualización de ingenierías de **subestaciones eléctricas.**



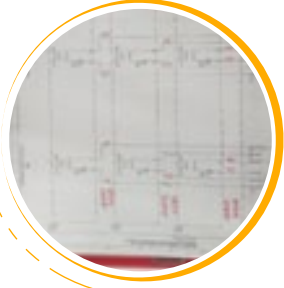
9.

Mantenimiento a **interruptores y celdas de media tensión.**



10.

Recuperación de Torres de **Trasmisión vandalizadas.**



11.

Instalación de Bahías provisionales de alta tensión.



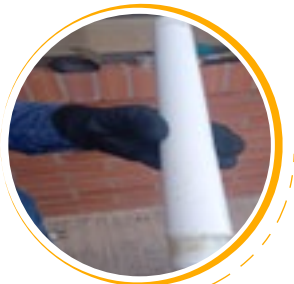
12.

Mantenimiento de circuitos de control, borneras, contactos auxiliares, caja de mando, pilotos señalizadores, contactores, pulsadores y requerimientos similar.



13.

Cambio de fusibles de transformadores de servicios auxiliares.



14.

Recuperación de comunicaciones en coordinación con el área de Operaciones y centro de Control.



15.

Medición de resistencia de los sistemas de puesta a tierra.



16.

Mantenimiento a plantas de respaldo eléctrico de las subestaciones



17.

Verificación y mejoramiento de condiciones eléctricas y de infraestructura de acuerdo a requerimientos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).



18.

Actividades de rocería, corte de maleza, fumigación al patio, limpieza de canales de evacuación de aguas lluvias en las subestaciones.



19.

Inspección, revisión y cambio de baterías a UPS de las subestaciones.



20.

Mantenimiento a iluminación interna de la sala de control y patio externo de las subestaciones.



21.

Medición y mejoramiento de los sistemas de puesta a tierra de acuerdo a los requerimientos dados por el RETIE en el numeral 15.4. y evitar daños en equipos de potencia y equipos electrónicos.



4.5.2. Mantenimiento del Sistema de Trasmisión Regional (STR y SDL).

En 2024 se llevó a cabo el mantenimiento preventivo y la gestión del riesgo forestal de las líneas de 115 kV operadas por la Compañía. Estas acciones tuvieron como objetivo garantizar una operación confiable y minimizar las compensaciones por Energía No Suministrada (ENS), así como reducir la indisponibilidad de los circuitos y activos asociados.

Gracias a estas labores, se logró intervenir el 59,18 % de las líneas de 115 kV, mejorando la confiabilidad del sistema y reduciendo la ENS atribuida a la indisponibilidad de estos activos.

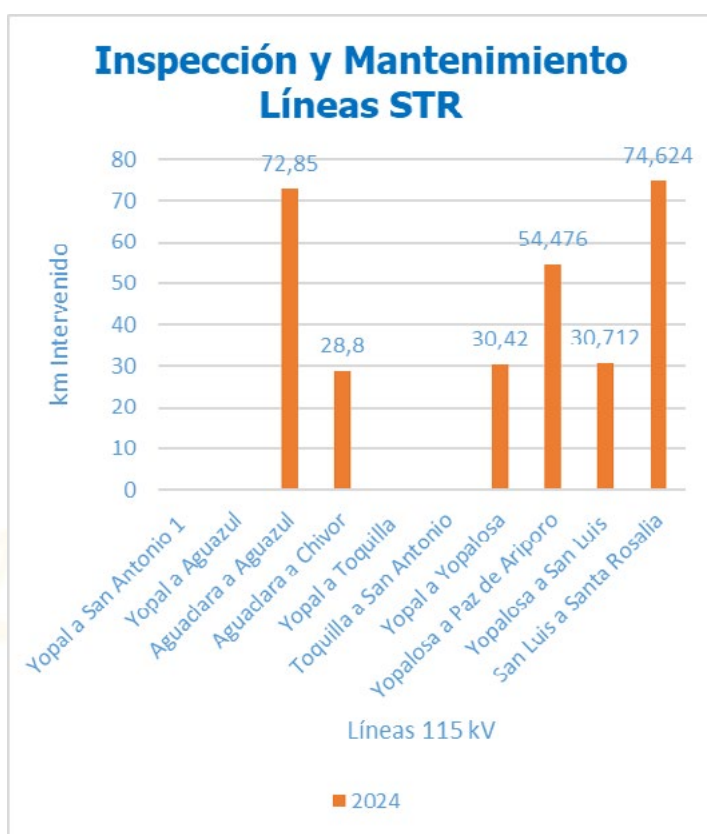


Gráfico10. Mantenimiento Línea 115 KV STR.

4.5.3. Mantenimientos preventivos a las bahías del Sistema de Trasmisión Regional (STR) en nivel de tensión 115 kV operados por ENERCA S.A. E.S.P.

Para garantizar que las bahías no salgan de operación de manera no controlada debido a fallas o deterioro en sus mecanismos, es indispensable implementar un plan de mantenimiento preventivo y correctivo, que se elabora y se ejecuta de manera semestral (PSM). En cumplimiento

del plan de mantenimiento semestral, se han llevado a cabo las siguientes actividades en las San Luis de Palenque, Aguaclara, Morro, Paz de Ariporo, Aguazul, Yopal y Yopalosa, limpieza del aislamiento para preservar las características del material, ajuste, calibración y lubricación de los mecanismos móviles, así como el retorqueo de las conexiones de potencia entre los equipos de patio y de las conexiones de control en cada uno de los tableros que conforman la bahía. A continuación.

4.5.4. Recuperación de Obras Civiles de Subestaciones

Subestación Yopal

Se finalizó la construcción del acceso posterior de la Subestación Yopal, una mejora que optimiza tanto la seguridad como la operatividad de la infraestructura. Esta nueva vía facilitará el ingreso del personal y los equipos de mantenimiento, permitiendo una respuesta más ágil ante eventuales intervenciones y reduciendo los riesgos asociados a las maniobras operativas. Con esta adecuación, se refuerza la fiabilidad de la subestación y se garantiza un entorno más seguro para su funcionamiento.



Subestación Monterrey

Se realiza la recuperación del cerramiento de la Subestación Monterrey, reconstruyendo el muro de ladrillo a la vista y malla eslabonada galvanizada.



4.5.5. PROYECTOS DE GRAN IMPACTO EN SUBESTACIONES:

Subestación Llano Lindo 34.5/13.8 kV 12.5 MVA



La subestación Llano Lindo 34.5 kV entró en operación en 2024, construida en la Comuna 6 del municipio de Yopal, con el objetivo de establecer nuevos centros de carga asegurando niveles de tensión dentro de los límites técnicos permitidos y amplíen la capacidad de transformación para la conexión de nueva demanda.

La construcción de la nueva **subestación Villanueva, junto con la línea de 34.5 kV Aguaclara-Villanueva**, mejorará la calidad del servicio en los municipios de Villanueva y Barranca de Upía, beneficiando a todos los usuarios que dependen de esta subestación.

Subestación Villanueva 34.5/13.8 kV 12.5 MVA.



Implementación de Diferencial de Barra 115 kV Subestación Yopal.



Configuración y puesta en servicio de la protección diferencial de barras en la **subestación eléctrica Yopal 115 kV, en cumplimiento de los requisitos de XM**, para garantizar una detección rápida y eficiente de fallas en el barraje.

Se finalizó la repotenciación de la **Subestación Yopal** con la instalación de un nuevo **transformador de 50 MVA**, alcanzando una capacidad total de 100 MVA.



4.6. DIRECCIÓN DE CALIDAD DEL SERVICIO

4.6.1. Calidad Media del Sistema

La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- Definió en el numeral 5.2.3.1 la Resolución CREG 015 de 2018: el indicador de duraciones SAIDI y el indicador de frecuencia SAIFI de igual manera mediante la Resolución CREG 086 de 2021 se determinó la meta de estos indicadores para el caso particular de ENERCA. En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento de dichos indicadores versus la meta establecida por la CREG para ENERCA:

4.6.1.1. Indicador SAIDI:

El indicador SAIDI se mide en horas y da cuenta de la duración promedio de las interrupciones percibidas por un usuario conectado a un sistema de distribución en un lapso de un año. Es importante resaltar que para el año 2024 se cumplieron los límites establecidos por la regulación este año se cumplió la meta establecida para ENERCA por parte de la CREG, que para el año en mención era de 28.58 horas.

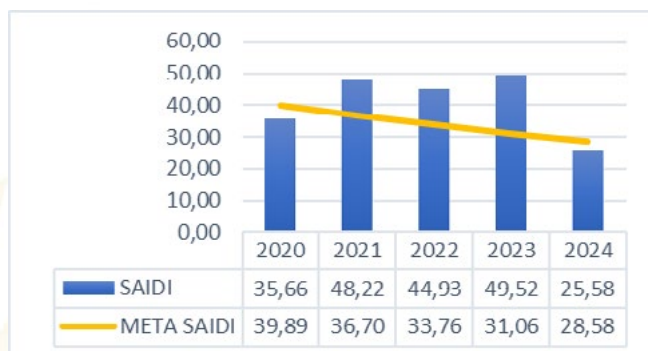


Gráfico 11. Indicador SAIDI. Fuente: SIEC

4.6.1.2. Indicador SAIFI:

El indicador SAIFI da cuenta de la cantidad de veces promedio que se presenta una interrupción para un usuario conectado al sistema de distribución local en un lapso de un año. En 2024 se incumple con la meta establecida por la CREG para este indicador.

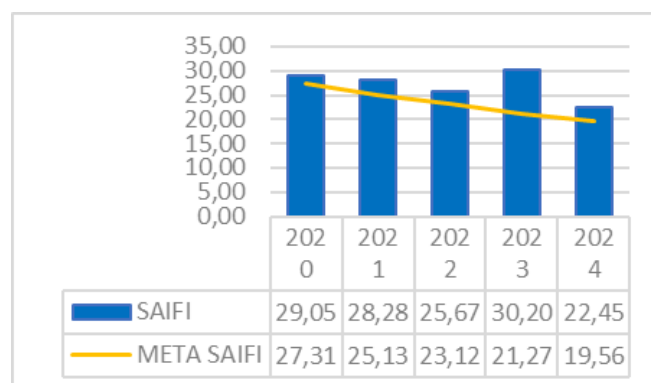


Gráfico 12. Indicador SAIFI, FUENTE: SIEC

Los datos proporcionados representan los indicadores de calidad del servicio eléctrico, específicamente SAIDI (Duración media de la interrupción) y SAIFI (Frecuencia media de la interrupción), acumulados para cada año.

ENERCA SA ESP, identifica y aborda los puntos críticos que contribuyen significativamente a la duración y frecuencia de las interrupciones y considera la implementación de medidas correctivas y preventivas para estabilizar y mejorar la Calidad del Servicio, además evalúa la eficacia de las inversiones y proyectos realizados para mejorar la infraestructura eléctrica. Sin embargo, los esfuerzos realizados por la empresa no han sido suficientes para cumplir con las metas establecidas por el regulador.

4.6.2. Compensaciones por Calidad del Servicio.

Según lo define la regulación vigente, la compensación se refiere a los valores que el OR debe reconocer a los clientes, cuando los niveles de Calidad del Servicio se encuentran por debajo de los valores mínimos establecidos. A continuación, se presentan los valores compensados a partir del año 2022, en los cuales se refleja que los valores compensados son acordes con los indicadores de calidad.

La compensación a los usuarios por el servicio de energía se realiza como una medida para resarcir los perjuicios sufridos debido a interrupciones o deficiencias en el suministro eléctrico. A continuación, se detalla el año 2024

Año	Valor Compensado	Compensación No Refacturación	Compensación Pagada	Total Compensado CREG 015
	Variable VC	Variable CONPU		
2022	\$ 89,469,300	\$ 72,546,384	\$ 281,526	\$ 89,750,826
2023	\$ 1,061,765,152	\$ 1,386,529,383	\$ 96,331,189	\$ 1,158,096,341
2024	\$ 1,279,914,587	\$ 394,009,164	\$ 81,988,821	\$ 1,361,903,408
TOTAL	\$ 2,431,149,039	\$ 1,853,084,931	\$ 178,601,536	\$ 2,609,750,575

Tabla 20. Valores compensados en pesos.

Las principales causas de los eventos que generan compensación a los usuarios están:

- **Interrupciones no programadas:** estas fallas en el sistema eléctrico, sobrecargas, cortocircuitos u otros problemas en la red de distribución no están catalogadas como excluibles y al ser imprevistas se reflejan en gran parte de los valores compensados.
- **Mantenimientos programados:** Aunque necesarios para la estabilidad y la mejora del sistema, los periodos de mantenimiento programado pueden generar interrupciones temporales en el servicio que no son excluibles por lo cual ese costo debe ser asumido por la compañía.
- **Condiciones climáticas adversas:** por regla general este tipo de eventos se presentan desde el mes de abril hasta el mes de noviembre de cada año, tormentas, vendavales u otros fenómenos climáticos extremos que pueden causar daños a la infraestructura eléctrica, resultando en interrupciones del servicio, que, al no ser certificados por un ente competente, tampoco se pueden excluir del cálculo de las compensaciones.
- **Los valores compensados** en un mes determinado no siempre reflejan el comportamiento de la calidad del servicio en el mes inmediatamente anterior pues las variables para el cálculo de las compensaciones tienen en cuenta la calidad de los últimos 12 meses

4.6.3. Cumplimiento regulatorio

La CREG estableció algunos requisitos por medio de la Resolución CREG 015 de 2018 que aplica a todos los operadores de red. A continuación, se describe la gestión realizada por ENERCA, para el cumplimiento de dichos requisitos.

- **REQUISITO A:** De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, "...el OR deberá vincular a cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3 y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3."

Avance: Históricamente la empresa ha venido adelantando el proceso de mantener a sus usuarios vinculados a la red y con la información soportada documentalmente. Sin embargo, para garantizar la calidad de la información, ENERCA ha realizado inversiones con las cuales se adelanta el levantamiento y actualización de la información de todos los usuarios vinculados al sistema, buscando llegar y mantener actualizada la información en un 95%. A diciembre de 2024, se cuenta con un avance del 89.74 % de los clientes debidamente actualizados, tal como se muestra en la tabla 14.

AÑO/MES	2023/04	2023/06	2023/09	2023/12	2024/04	2024/06	2024/10	2024/12
USUARIOS EN SIEC	158482	159137	160867	162350	163685	164899	167224	168531
PORCENTAJE AVANZADO	89.01%	90.19%	90.49%	90.48%	90.49%	90.27%	91.71%	89.74%
PORCENTAJE FALTANTE	10.99%	9.81%	9.51%	9.52%	9.51%	9.73%	8.29%	10.26%

Tabla 21. Porcentaje de avance Levantamiento

• **REQUISITO B:** De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, “El OR debe tener un sistema de medición y procedimientos de registro y reporte certificados”. De igual manera la Resolución CREG 015 de 2018, establece “Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen como mínimo las condiciones establecidas en esta resolución”

Avance: Este requisito se encuentra con cabal cumplimiento, ya que la empresa cuenta con un sistema de medición y procedimientos de registro y reporte debidamente certificados dentro del sistema de gestión de calidad ISO 9001:2015.

• **REQUISITO C:** De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, “El OR debe contar con un Sistema de Gestión de la Distribución, DMS, compuesto mínimo con un sistema SCADA, un sistema GIS y un Servicio de Atención Telefónica con interfaz a los dos sistemas anteriores, a través del cual los usuarios puedan realizar el reporte de fallas del servicio”.

Avance: Este requisito tiene un total cumplimiento, ya que ENERCA implementó una interface entre el Sistema de Información Geográfico -GIS- y el Sistema Comercial; ésta, junto con el sistema de información para la supervisión y telecontrol -SCADA Survalent-, el Contact Center -TCS- y el sistema de información geográfico -GIS-, integran el Sistema de Gestión de la Distribución, DMS.

	1. LITERAL D. CREG 015	2. LITERAL E. CREG 015	3. LITERAL CREG 015
	Tele medición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito.	Contar con un segundo equipo en por lo menos el 90% de los circuitos niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión.	Contar con un tercer equipo de tele medición, que sea de corte y maniobra y tele control en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.
PORCENTAJE EXIGIDO REGULACIÓN	100%	90%	70%
PORCENTAJE CUMPLIDO ENERCA	100%	100%	17%

PARA CUMPLIR CON LO REGULATORIO					
CUMPLIMIENTO ENERCA	OTROS PROY	9%	OTROS PROY	41%	RECOs 1
	RECOs 1	56%	RECOs 1	16%	RECOs 2
	RECOs 2	35%	RECOs 2	43%	RECOs 3

Tabla 22. Porcentaje estimado de Cumplimiento esquema de calidad

• **REQUISITO D:** "Tele medición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito."

Avance: ENERCA S.A. E.S.P., gestionó recursos que permitan dar cumplimiento a este literal así que, mediante la ejecución del proyecto RECOS 1 otros proyectos ejecutados previamente, quedó con telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en las cabeceras del 65% de los circuitos; el restante 35% se ejecutó con el proyecto RECOS 2.

• **REQUISITO E:** Este requisito lo establece la Resolución CREG 015 de 2018, "Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual por lo menos debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d anterior".

Avance: Enerca ha implemento el 57% de los equipos solicitados por la regulación, mediante la ejecución del proyecto RECOS 1 y para el 43% faltante se ejecutó el proyecto RECOS 2.

• **REQUISITO F:** Este requisito lo establece la resolución CREG 015 de 2018, "Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y tele controlado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. Los OR tendrán un plazo máximo de un año para el cumplimiento de este requisito, contado a partir de la entrada en vigencia de esta resolución."

Avance: ENERCA cuenta actualmente con un 17% en cuanto a cumplimiento de este requisito y se encuentra en proceso de consecución de recursos para el proyecto: OPTIMIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CON EQUIPOS DE CONTROL AUTOMÁTICO CON ELEMENTOS DE CORTE Y MANIOBRA E INDICADORES DE FALLA EN CIRCUITOS 13,2 KV CON COMUNICACIÓN AL CENTRO DE CONTROL (3RA FASE) DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE. -RECOS 3-, el cual contempla la instalación de la cantidad de reconectadores necesarios para el cumplimiento del 100% de este requisito con un tercer equipo instalado en mitad de circuito de los niveles de tensión 2 y 3.

A pesar de los esfuerzos económicos adelantados por la

empresa y la gestión de recursos adelantados, a la fecha no se ha dado cumplimiento a la totalidad de requisitos para ingresar al esquema de calidad establecido por la regulación, motivo por el cual, a la empresa le vienen aplicando un incentivo negativo para los cálculos de tarifa establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018. En atención a esto, se vienen gestionando los recursos necesarios para poder cerrar este pendiente.





www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN



5

GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN
GAS NATURAL

5.1. Sistema de Distribución de Gas Natural

El Macroproceso Distribución de Gas llega de forma segura y continua a 54.047 hogares mediante un sistema de distribución conformado por 6.836.037 metros de red y 55 CITY GATE's, durante la vigencia 2024 se vinculó al servicio de gas natural a 3.371 nuevos usuarios y se supervisó la instalación de 1.053.806 metros de red y 4 CITY GATE's.

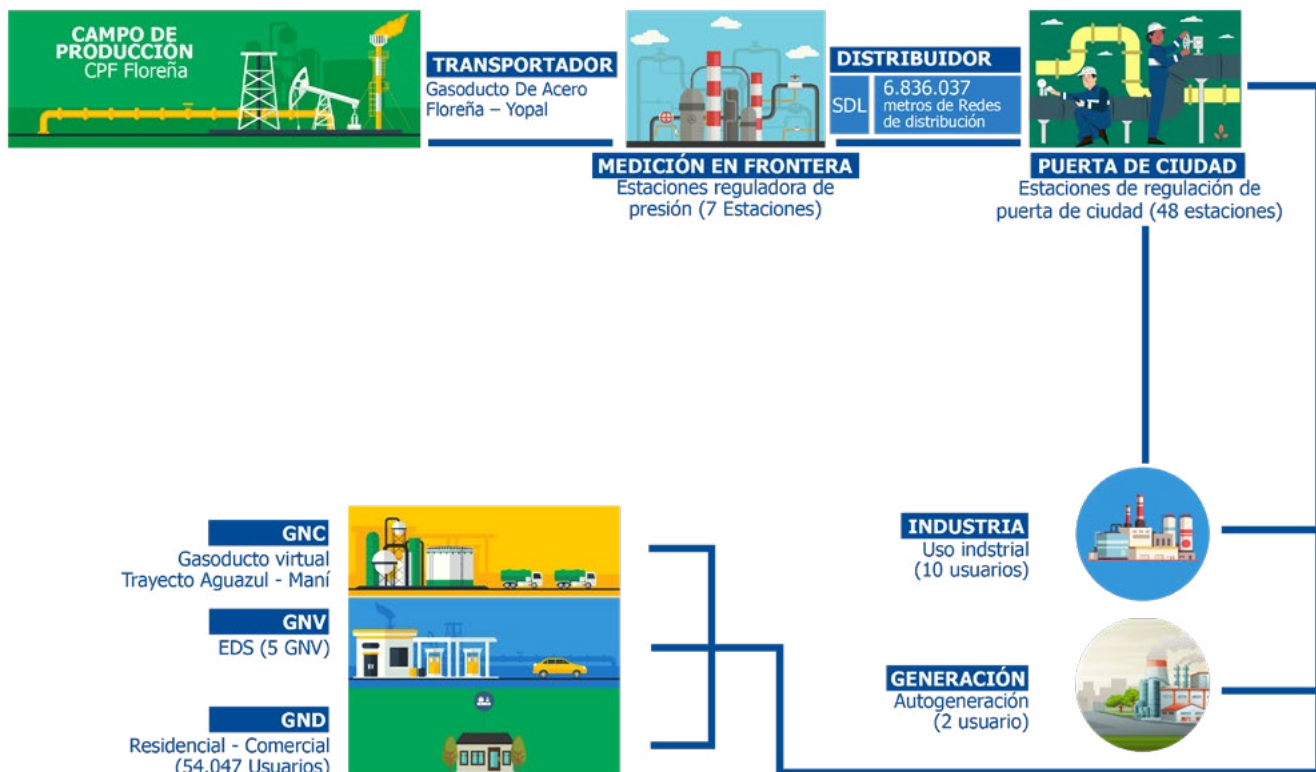


Ilustración 6. Sistema de Distribución de Gas

REDES DISTRIBUCIÓN GAS NATURAL

REDES DISTRIBUCIÓN GAS NATURAL										
REDES DE DISTRIBUCIÓN	UNIDAD	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Nuevas redes en media y baja presión	Metros	6.212	310.838	452.822	105.502	732.527	149.054	932.730	1.053.806	
Longitud total acumulada	Metros	3.098.758	3.409.596	3.862.418	3.967.920	4.700.447	4.849.501	5.782.231	6.836.037	

Tabla 23. CITY GATE's de Gas Natural

CITY GATE's DISTRIBUCIÓN GAS NATURAL						
CITY GATE's	UNIDAD	2020	2021	2022	2023	2024
Cantidad total acumulada	Unidad	44	44	45	51	55

Tabla 24. Redes del Sistema de Distribución de Gas Natural

5.2. Plan de inversión operativo del Sistema de Gas natural

Las inversiones operativas durante el año 2024, facilitaron la ejecución de los planes de Revisiones periódicas, mantenimiento y operación. A continuación se relacionan las inversiones operativas:

AÑO	No. CONTRATO	OBJETO	VALOR
2024	COINOGAS	CALIBRACIÓN DE MEDIDORES TIPO ROTATIVO Y CORIOLIS	\$ 6.594.504
2023	284 vf	MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL ADMINISTRADO, OPERADO Y MANTENIDO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP, EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE	\$ 456.103.194
2024	331	SERVICIO DE INSTRUMENTACIÓN PARA LA REPARACIÓN, MANTENIMIENTO, CALIBRACIÓN DE EQUIPOS DE CONTROL Y SEGURIDAD DE LOS CITY GATES OPERADOS POR ENERCA SA ESP	\$ 202.395.200
2024	302	ADQUISICIÓN DE MATERIALES Y EQUIPOS PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO	\$ 151.201.975
2024	320	MANTENIMIENTO CORRECTIVO DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL ADMINISTRADO, OPERADO Y MANTENIDO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP, EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE	\$ 259.833.054
2024	182	PRESTAR EL SERVICIO DE MANTENIMIENTO A EQUIPOS DE COMPRESIÓN Y DESPACHO E INSPECCIONES Y CALIBRACIONES PERIÓDICAS EN LA ESTACIÓN DE GAS NATURAL VEHICULAR LA VIRGEN EN EL MUNICIPIO DE AGUAZUL	\$ 143.133.000
2024	AGG	ASISTENCIA TÉCNICA PARA LA PUESTA EN MARCHA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS NATURAL CON COMPUTADOR DE FLUJO FB 107, MEDIDOR MÁSCO MICRO MOTION Y SISTEMA DE ALIMENTACIÓN CON PANEL SOLAR Y BATERÍAS.	\$ 31.033.439
2024	AGG	INSTALACIÓN Y VERIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE TELEMETRÍA CITY GATE MONTERREY CASANARE	\$ 9.355.159
TOTAL INVERSIÓN OPERATIVA			\$ 1.259.649.525

Tabla 25. Planes de Inversión de Gas Natural Vigencia 2024

5.3. Proyectos finalizados en el 2024

A continuación, se anuncian los proyectos que durante la vigencia del 2024 quedaron en operación:

OBJETO	POBLACIÓN BENEFICIADA	INVERSIÓN
CONSTRUCCIÓN DE LA RED TRONCAL REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL PARA CATORCE (14) VEREDAS DEL MUNICIPIO DE VILLANUEVA, DEPARTAMENTO DE CASANARE.	1544	\$ 13.816.665.893
CONSTRUCCIÓN DE REDES DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS PLAYÓN RECUERDO PLAYÓN SANTA BARBARA BUENA VISTA UPAMENA SECTOR BALCONCITOS DEL MUNICIPIO DE YOPAL DEPARTAMENTO DEL CASANARE	234	\$ 2.960.084.473
CONSTRUCCIÓN DE LAS REDES DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS LA ARMENIA Y LA CONSIGNA DEL MUNICIPIO DEL MUNICIPIO DE MANÍ Y AMPLIACIÓN DE REDES DE GAS EN EL CORREGIMIENTO DE MORICHAL DEL MUNICIPIO DE YOPAL DEPARTAMENTO DE CASANARE	249	\$ 2.434.092.534
AMPLIACIÓN DE LA RED TRONCAL, REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONES DOMICILIARIOS DE GAS NATURAL PARA EL ÁREA RURAL DEL MUNICIPIO DE AGUAZUL, DEPARTAMENTO DE CASANARE	428	\$ 5.544.290.177
CONSTRUCCIÓN DE REDES DE GAS NATURAL PARA LA VEREDA SAN RAFAEL Y AMPLIACIÓN DE REDES EN LAS VEREDAS TASAJERA, VERDE, SAN ISIDRO, BANCO, MATALARGA, GARZON, BRISAS, REGALITO, MIRALINDO DEL MUNICIPIO DE PORE, CASANARE	346	\$ 4.415.057.697
CONSTRUCCIÓN DE REDES DE GAS NATURAL EN LAS VEREDAS SIRIVANA, SAN RAFAEL DE GUANAPALO, PALMARITO, PIRICHIGUA, CAÑAS, LOS PATOS, SAN FRANCISCO, ARENITAS DEL MUNICIPIO DE SAN LUIS DE PALENQUE Y AMPLIACIONES CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE TRINIDAD, CASANARE	551	\$ 7.506.986.395

Tabla 26 Proyectos Terminados 2024

5.4. Estado actual de los proyectos del año 2024.

Avance actual de los proyectos de gas natural, propuestos para iniciar operación en el año 2025:

OBJETO	POBLACIÓN BENEFICIADA	INVERSIÓN EN \$	ESTADO ACTUAL
CONSTRUCCIÓN DE UN CRUCE ELEVADO PARA EL PASO DE LA RED DE GAS SOBRE EL RÍO PAUTO PARA EL TRAYECTO YOPAL - PAZ DE ARIPORO, DEPARTAMENTO DE CASANARE.	20.000	\$ 3.388.449.016	EN EJECUCIÓN
CONSTRUCCIÓN DE LA RED TRONCAL PARA LAS VDAS (LA MOTUZ LLANO DE PÁEZ CANO CHIQUITO LA LIBERTAD EL CARISE LAMESA CANADOTES) Y AMPLIACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL PARA LAS VDAS EL MUESE BRITO ALTO BRISAS DEL MUESE Y EL ÁREA URBANA DE PAZ DE ARIPORO CASANARE	1.187	\$ 13.894.834.698	EN EJECUCIÓN
CONSTRUCCIÓN DE REDES DE GAS NATURAL PARA LA VEREDA MORALITO PALMARITO LA VIRGEN Y PIEDECUESTA DEL MUNICIPIO DE NUNCHIA DEPARTAMENTO DE CASANARE	428	\$ 3.524.553.628	EN EJECUCIÓN
CONSTRUCCIÓN DE LA RED TRONCAL, REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIÓN DOMICILIARIA DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS PUERTO MIRIAM, BUENOS AIRES BAJO, EL FICAL, BUENOS AIRES ALTO Y SANTA HELENA DEL MUNICIPIO DE VILLANUEVA EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE	457	\$ 6.609.501.679	EN EJECUCIÓN
CONSTRUCCIÓN DE LA RED TRONCAL DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS DEL MUNICIPIO DE PORE Y PAZ DE ARIPORO Y AMPLIACIÓN RED DE GAS NATURAL PARA EL ÁREA URBANA Y RURAL DEL MUNICIPIO DE PORE, CASANARE.	1.112	\$ 13.898.695.961	EN EJECUCIÓN
CONSTRUCCIÓN DE LA RED TRONCAL, REDES DE DISTRIBUCIÓN Y CONEXIONES DOMICILIARIAS DE GAS NATURAL PARA NUEVE (09) VEREDAS DEL MUNICIPIO DE TAURAMENA Y EL CENTRO POBLADO DE CARIBAYONA DEL MUNICIPIO DE VILLANUEVA EN EL DEPARTAMENTO DE CASANARE	1.397	\$ 16.777.374.386	LIQUIDADO
CONSTRUCCIÓN DE LA RED DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS EL PELLIZCO, LA INDEPENDENCIA, MIRALINDO, LA UNIÓN Y CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE OROCUE, CASANARE.	161	\$ 2.118.330.873	CONTRATADO
AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE REDES DE GAS NATURAL DOMICILIARIO PARA LOS MUNICIPIOS DE OROCUÉ, PAZ DE ARIPORO	134	\$ 8.039.618.305	CONTRATADO
CONSTRUCCIÓN Y AMPLIACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS DEL MUNICIPIO DE HATO COROZAL Y ÁREA URBANA DE LOS MUNICIPIOS DE HATO COROZAL Y PAZ DE ARIPORO CASANARE	819	\$ 12.297.066.648	CONTRATADO
CONSTRUCCIÓN Y AMPLIACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS Y ÁREA URBANA DEL MUNICIPIO DE TÁMARA, CASANARE	532	\$ 7.992.308.598	CONTRATADO
CONSTRUCCIÓN DE REDES DE GAS NATURAL PARA LAS VEREDAS SANTA CRUZ, BUENOS AIRES, COFRADIA, DELICIAS, PRIMAVERA, BARBACOAS, TAMURIA, LA PALMITA Y ALTO DE TAMURIA Y AMPLIACIÓN DE REDES PARA VEINTIDOS (22) VEREDAS Y CASCO URBANO DEL MUNICIPIO DE NUNCHIA, DEPARTAMENTO DE CASANARE.	1.050	\$ 17.992.367.944	CONTRATADO
CONSTRUCCIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN RED TRONCAL DE GAS NATURAL PARA LOS SECTORES LA PEDRERA, PICÓN, GARZON Y LA UNIÓN DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE	5.000	\$ 2.759.742.878	CONTRATADO

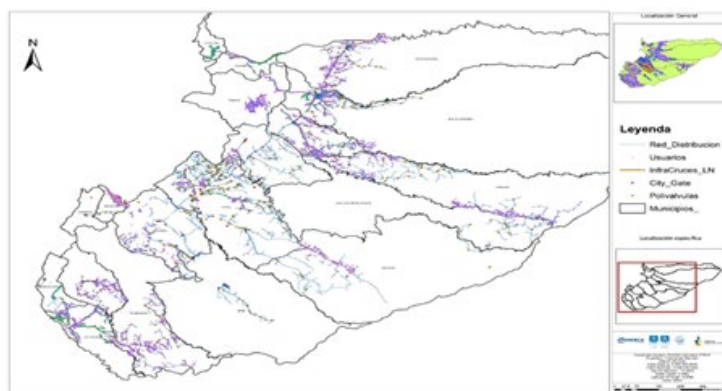
Tabla 27. Avance de Proyectos Negocio de Gas 2024

5.5. Operación y mantenimiento CITY GATE y GNV

Con un cumplimiento del 100% del programa de operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas natural, se logra dar al sistema de distribución integridad, continuidad y calidad en el servicio.

A continuación, se describen las actividades de operación y mantenimiento de mayor relevancia:

- Instalación y puesta a punto del sistema de medición en el CITY GATE del municipio de Maní.
- Puesta a punto del sistema de medición en frontera, CITY GATE de Monterrey.
- Ejecución del plan de puesta a punto de los sistemas de medición en los CITY GATE principales de transferencia de custodia, como: Compartido, Buena Vista, Trinidad Pozo, Aguazul, Agua Clara, Turúa y Gloria Norte.
- Mantenimiento a los sistemas de medición ubicados en los CITY GATE's el Compartido, Buenavista, Pore, Monterrey, Sardinas, Gloria Norte y Aguazul.
- Instalación de válvulas de seguridad y poli válvulas para dar seguridad y control de fugas a la salida para Villanueva en el CITY GATE de Aguaclara.
- Ejecución de un programa de instrumentación para la instalación de válvulas bola de operación manual, válvulas de control automáticas, reparación, mantenimiento, calibración de equipos de control y seguridad de los CITY GATE del departamento.
- Se registraron 1561 fallas en el sistema de distribución, causados por terceros y efectos del clima, generando fugas y suspensión del flujo de gas natural, representando un promedio de 0.22 daños por kilómetro, 0.029 de acuerdo al número de usuarios atendidos y un incremento de 277 daños con relación al periodo inmediatamente anterior.
- Aplicación del plan de mantenimiento y operación y el cumplimiento de los requisitos de la Resolución MME 40278 del 2017 40302 del 2018, en la estación de GNV la Virgen, permitieron la renovación de la certificación hasta el mes de noviembre del año 2025.



Gráfica 13. Consolidación Redes de Gas Natural 2024



Tabla 28. Actividades de operación y mantenimiento CITY GATE y GNV

5.6. Cumplimiento Regulatorio

En cumplimiento a lo establecido en la Resolución MME 90902 de 2013 y CREG 059 de 2012, se realizó la revisión periódica a 8104, 1478 revisiones periódicas más que las ejecutadas en el año 2023.

Igualmente, en cumplimiento a los requisitos de la Circular CREG 007 de 2018 del servicio de Gas Natural, se desarrolló la actividad del inventario de redes del sistema de distribución de Gas a 5469 kilómetros, alcanzando una cobertura del 80% del total de las redes operadas.

5.7. Indicadores de Calidad del Servicio Gas Natural

La Resolución CREG 100 de 2003 definió los estándares de calidad, los parámetros de medida y los valores de referencia para la prestación del servicio domiciliario de gas combustible por redes. La calidad del servicio que es percibida por los usuarios es positiva, de acuerdo a que las fallas presentadas se controlaron en un tiempo menor a 60 minutos, indicador del IRST, y el DES cuyos resultados muestran 3:30 horas de interrupción susceptible de compensación.





www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN

GESTIÓN COMERCIAL

ENERCA
S.A.E.S.P.

Energía
Líder

6

6.1. Atención a la demanda de energía eléctrica

Con corte al 31 de diciembre de 2024, la demanda de energía eléctrica de ENERCA S.A E.S.P. en su rol de comercializador con respecto al año inmediatamente anterior, presentó un incremento del 3%, esto, entre otras causas, se debe al crecimiento que ha tenido la reactivación económica del departamento de Casanare, seguido de la evolución del fenómeno del niño para lo corrido de la vigencia 2024.

Con el fin de mitigar la alta exposición a la bolsa durante el primer semestre de la vigencia 2024, ENERCA participó en la compra directa de energía eléctrica para el mercado regulado dada por la Resolución CREG 101 036 de 2024, la cual fue publicada el 08 de febrero de 2024 con el fin de realizar compras directas del 01 de marzo de 2024 hasta el 28 de febrero de 2026 periodo en el que se preveía la presencia del fenómeno de El Niño. Como resultado de lo anterior, se adjudicó compra de energía a dos Generadores: NITRO y EPM.

Mes	Demanda (GWh)	Compras CLP (GWh)	Compras Bolsa (GWh)	% Bolsa	% CLP
ene-24	50.10	25.78	24.32	49%	51%
Feb-24	46.01	24.12	21.89	48%	52%
mar-24	49.93	26.68	23.76	47%	53%
Apr-24	46.16	26.80	19.78	42%	58%
May-24	44.71	28.80	16.29	36%	64%
Jun-24	40.79	30.06	11.13	26%	74%
Jul-24	42.66	35.76	7.42	16%	84%
Aug-24	45.45	38.65	6.80	15%	85%
Sep-24	46.28	47.94	-1.66	-4%	104%
oct-24	48.68	48.9	-0.21	0%	100%
nov-24	46.50	47.9	-1.40	-3%	103%
dic-24	48.20	35.7	12.55	26%	74%
TOTAL	555.5	417.0	140.7	3.0	9.0

Tabla 29. Distribución de la atención de la demanda en 2024

Las compras de energía a través de CLP en el año 2024 para atender el mercado regulado fueron de 417.0 GWh, a una tarifa promedio en pesos corrientes del 2024 de 336.50 \$/KWh. Por otro lado, la demanda comercial regulada anual estuvo en 555,5 GWh; la demanda mensual promedio estuvo en 46.48 GWh, teniendo la máxima demanda en 50.10 GWh en el mes de enero de 2024. El porcentaje total anual de exposición a bolsa fue de 25,33%

Gráfico 14. Evolución de la demanda de energía eléctrica como comercializador

La demanda de energía de ENERCA S.A E.S.P. para la vigencia 2024, fue atendida en un 76,62% con Contratos a Largo Plazo – CLP con compras realizadas a través de 15 contratos, de los cuales 8 fueron adquiridos mediante subasta y los demás con generadores mediante convocatorias públicas, tales como (ISAGEN, EPM, EMGESA, NITRO, ENER+ Y SPROD).

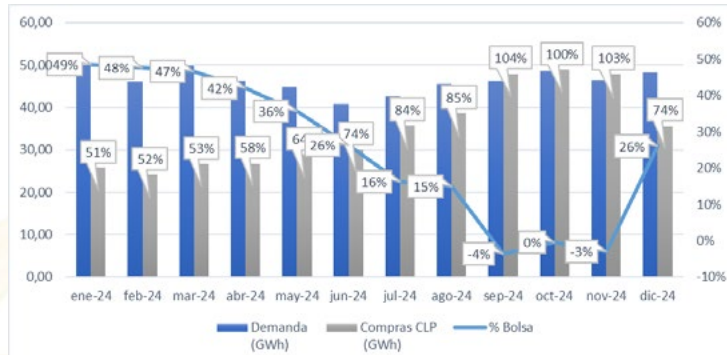


Gráfico 15. Atención de la demanda de energía eléctrica en 2024

Durante la vigencia 2024, se realizó una convocatoria pública CP-CASC2024-002; para adquirir la demanda correspondiente a los años 2025 a 2034, a la cual solo se presentó un comercializador que fue SPROD disminuyendo la exposición a la bolsa para los años 2025 y 2026. La demanda del Mercado No Regulado de ENERCA S.A ESP está representado por un total de 6 usuarios los cuales son atendidos a precio de bolsa más una prima, con respecto al año anterior presenta una disminución del -27%; debido a que se retira un usuario del mercado palma aceitera para ser atendido por otro comercializador y adicionalmente dos usuarios arroceros instalaron proyectos de Autogeneración lo que hace que su consumo se reduzca significativamente.

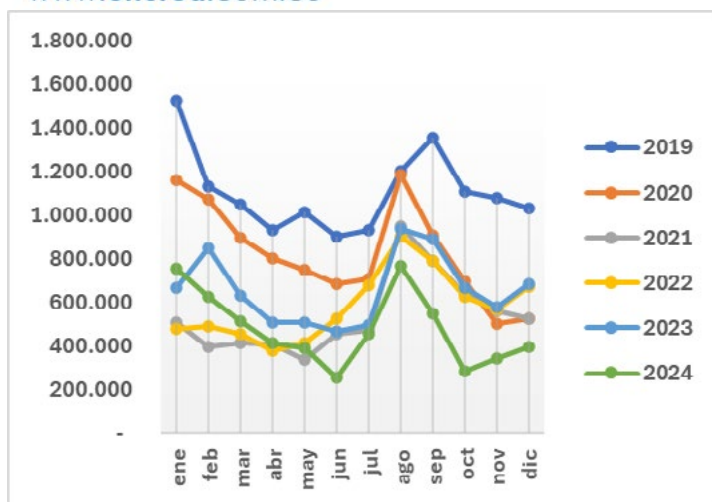


Gráfico 16. Comparativo anual de la demanda de energía del mercado regulado

6.2. Costo Unitario de la prestación del servicio.

ENERCA S.A E.S.P. ha venido calculando la tarifa para el mercado regulado a través de la Resolución CREG 119 de 2007 y aquellas que la modifiquen o sustituyan. El CU calculado ha venido presentando incrementos significativos principalmente en los componentes de Generación con un 46%, como consecuencia a la alta exposición a la bolsa presentada durante el primer semestre de la vigencia 2024.

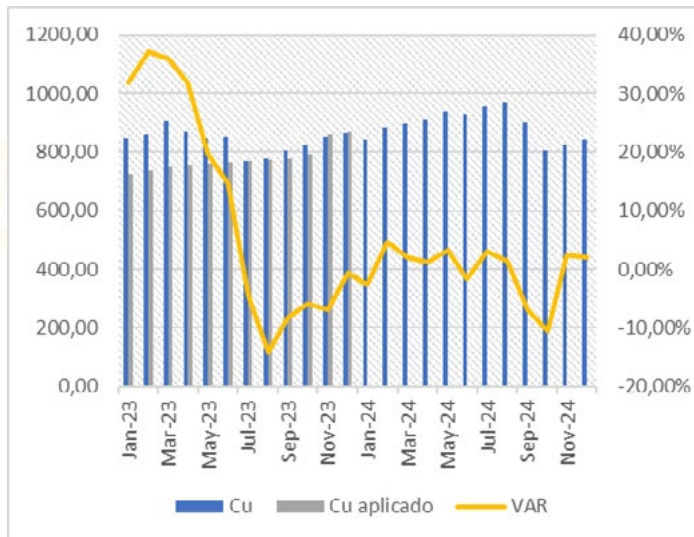


Gráfico 17. Evolución de CU de energía eléctrica

6.3. Recuperación de opción tarifaria.

Con la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 028 de 2023, en diciembre de dicho año, ENERCA S.A. ESP adoptó las disposiciones establecidas, con el objetivo de iniciar, a partir de enero de 2024, la recuperación de los saldos acumulados entre abril de 2020 y el 31 de diciembre de 2023, a través de la aplicación del COT en el componente de Comercialización. Como resultado de este proceso, la tarifa calculada en enero de 2024 experimentó un incremento significativo del 16.50% en comparación con el mes anterior, tendencia que se mantuvo durante los siguientes meses de 2024:

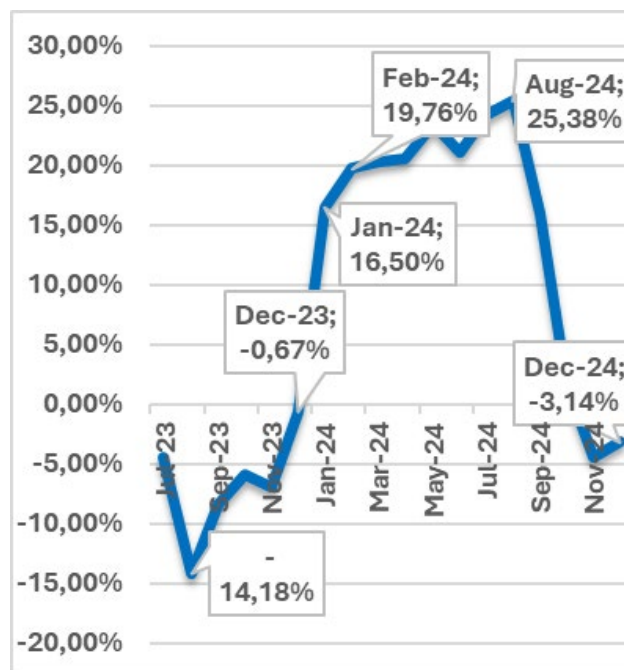


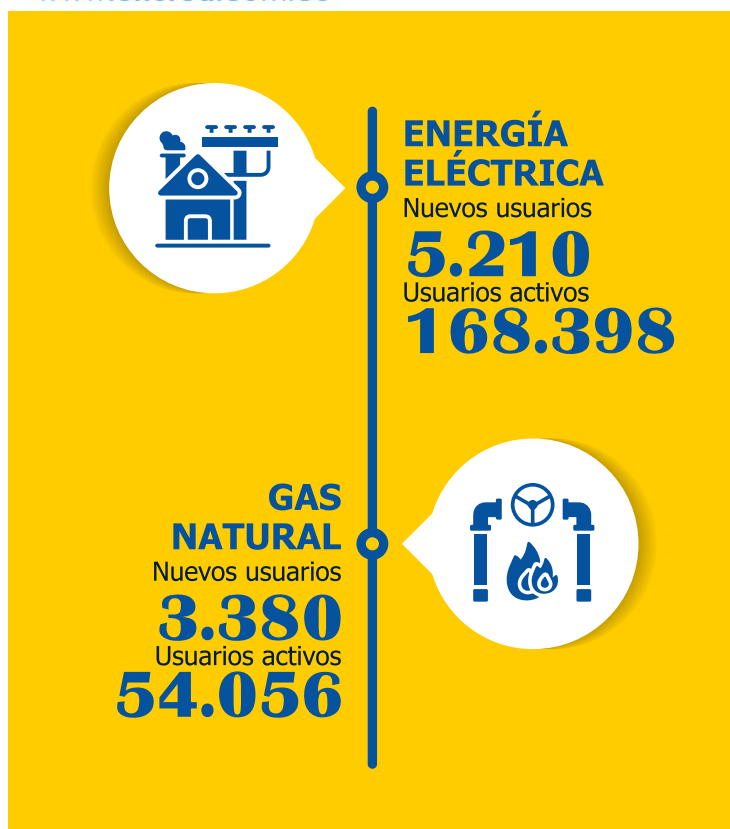
Gráfico 18. Variación

Para la vigencia de 2024, mediante la aplicación del COT, se avanzó en la recuperación de \$8.012 millones de pesos en los saldos acumulados de los NT2 y NT3, quedando pendiente la recuperación del NT1 de acuerdo a lo establecido en la Resolución, ENERCA tiene previsto recuperar este saldo en un plazo de diez (10) años.

6.4. Servicio de Energía Eléctrica y gas natural

6.4.1. Usuarios

A continuación, se destacan los aspectos más relevantes de las cifras estadísticas que arrojó la gestión comercial:



- En diciembre se registraron 168.398 usuarios, aumentando 665 registros con respecto al mes anterior.
- En 2024 se registraron 5.210 nuevos usuarios, con un crecimiento del 3.2%
- Por ubicación geográfica se mantiene mayor porcentaje en el sector urbano (77%).
- Por clase de servicio, los usuarios se concentran en el sector residencial con el 88.23%, seguido del sector comercial, alumbrado público y oficial con el 8.97%, 1.14% y 0.99% respectivamente.
- En este servicio se registraron 54.056 usuarios al cierre de diciembre, concentrados en el Municipio de Yopal (16.339), Paz de Ariporo (8.999), Maní (4.513) y Aguazul (4.113).
- Se registraron 3.380 nuevos usuarios, y en comparación con el mismo periodo de 2023, el aumento es del 7%
- Por clase de servicio, el 97% corresponde al sector residencial, y en menor proporción participa el sector comercial y oficial con el 2.3% y 0.6% respectivamente.
- Dentro del sector residencial se destaca el estrato 1, 2 y 4 con el 43.01%, 38.25% y 15.48% respectivamente.

6.5. Atención de la Demanda – GAS NATURAL

En la siguiente gráfica se presenta el comparativo de la

demanda de gas natural desde el año 2020 a 2024, observando un incremento en dicha variable del 8% con respecto al año anterior. Este comportamiento obedece al crecimiento del sector regulado principalmente, dado que como se observa más adelante, la demanda del sector No Regulado disminuyó.

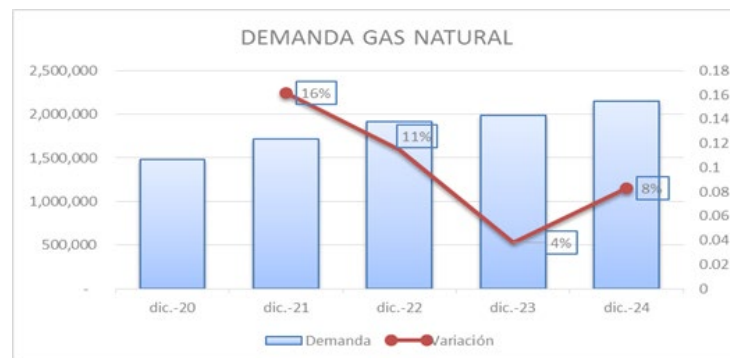


Ilustración 7. Comparativo demanda 2020-2024

6.6. Compras y transporte de gas natural

Las compras realizadas para cubrir la demanda del año 2023 se ejecutaron por medio de contratos bilaterales a una tarifa promedio de 2.31 USD/MBTU y 5.2 USD/MBTU para las fuentes Floreña y Cusiana respectivamente y durante el año 2024, a una tarifa promedio de 2.49 USD/MBTU y 7.63 USD/MBTU. Cuyos proveedores fueron:

SUMINISTRO 2023					
COMERCIALIZADOR	MODALIDAD	CANTIDAD (MBTU)	CANTIDAD (M3/D)	PRECIO (USD/MBTU)	PRECIO (\$/M3)
ECOPETROL FLOREÑA	FIRME	1.367	33.370	1,06	186,32
PERENCO	FIRME	380	9.276	1,4781	259,81
CIAS	FIRME	190	4.638	4,4	773,41
KRONOS (GNC)	FIRME	129	3.190	11,59	2002,27
GRUPO ENERGÉTICO	FIRME	27	668	5,2	898,34
ECOPETROL CUSIANA	FIRME	386	9.546	5,2	898,34

Tabla 30. Contratos suministro de gas 2023. Fuente. Transacciones Comerciales

SUMINISTRO 2024					
COMERCIALIZADOR	MODALIDAD	CANTIDAD (MBTU)	CANTIDAD (M3/D)	PRECIO (USD/MBTU)	PRECIO (\$/M3)
ECOPETROL FLOREÑA	FIRME	1,697	41,248	1,23	207,70
CIAS	FIRME	190	4.618	5,02	847,69
GRUPO ENERGÉTICO (GNC)	FIRME	200	4,861	13,65	2304,97
GRUPO ENERGÉTICO	FIRME	300	7,292	6,8	1128,55
VANTI	FIRME	170	4,132	8,45	1402,39

Tabla 31. Contratos suministro de gas 2024. Fuente. Transacciones Comerciales



Gráfico 19. Precio compra de gas 2023-2024.

En la gráfica anterior, se observan los precios promedios de los contratos de suministro de gas natural para los años 2023 y 2024; cabe aclarar, que en dicho promedio tiene incluido los contratos de gas natural comprimido con los cuales se atiende la demanda del municipio de Maní.

El transporte de gas natural para la vigencia 2023 estuvo a cargo de:

TRANSPORTE 2023					
TRANSPORTADOR	MODALIDAD	CANTIDAD (MBTU/D)	CANTIDAD (M3/D)	PRECIO (USD/MBTU)	PRECIO (\$/M3)
TGI	FIRME	526	13,008	0.88	152.03
COINOGAS	FIRME	1932	47,780	0.5	87.89

Tabla 32 Contratos Transporte de gas 2023

Para el caso del año 2024, el transporte de gas natural estuvo a cargo de:

TRANSPORTE 2024					
TRANSPORTADOR	MODALIDAD	CANTIDAD (MBTU/D)	CANTIDAD (M3/D)	PRECIO (USD/MBTU)	PRECIO (\$/M3)
TGI	FIRME	607	15,012	0.9	149.37
COINOGAS	FIRME	2001	49,486	0.55	92.87

Tabla 33. Contratos Transporte de gas 2024

Teniendo en cuenta la que los contratos adquiridos por parte de ENERCA se realiza en firme, la empresa diariamente asume desbalances positivos y negativos a través del transportador como consecuencia del mayor y menor gas tomado para la comercialización.

6.7. Costo Unitario Gas Natural

El negocio de Gas de la Empresa de Energía se encuentra distribuido en 4 mercados los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera:

1. Resolución CREG 073 de 2004: Paz De Ariporo, Sabanalarga, Trinidad, San Luis De Palenque, Maní, Nunchía, Pore, Orocué, Hato Corozal, Támara, Recetor, Chámeza, La Salina Y Sácama.

2. Resolución CREG 024 de 2004: Yopal.

3. Resolución CREG 020 de 2004: Aguazul, Monterrey.

4. Resolución CREG 047 y 048 de 2017: Pajarito – Boyacá.

A continuación, se presenta el comparativo de las tarifa de gas natural a corte de diciembre de 2024 por mercado de comercialización y calculada conforme a la resolución CREG 137 de 2013; la tarifa presenta un comportamiento creciente con respecto al año anterior afectada principalmente por factores macroeconómicos como lo son Índice de Precios al Productor IPP, Índice de precios al Consumidor IPC y Tasa Representativa del mercado TRM, esta última variable tuvo una disminución del 3.93% con el promedio del año 2023.



Gráfico 20. Comparativo Tarifa Norte de Casanare 2023-2024



Gráfico 21. Comparativo tarifa Yopal 2023 -2024



Gráfico 22. Comparativo Tarifa Casanare Sur 2023-2024



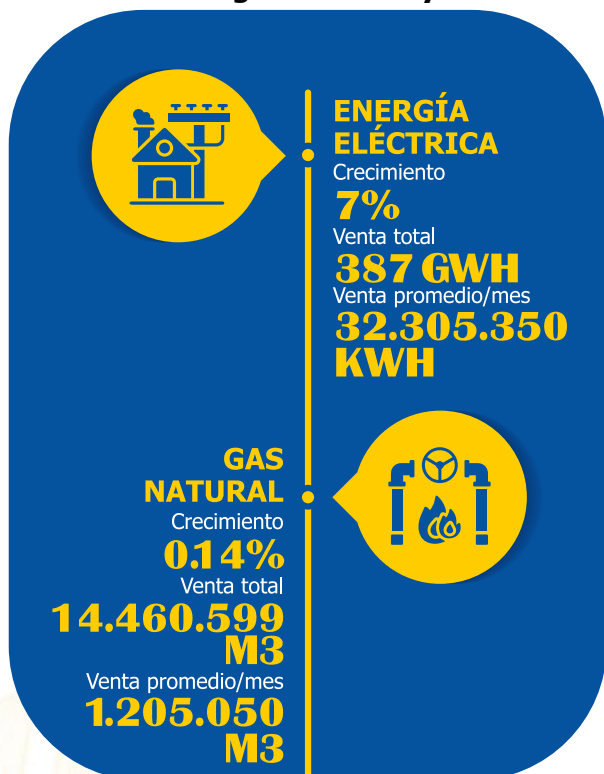
Gráfico 23. Comparativo tarifa Pajarito 2023-2024

Para el año 2024, la empresa continúa aplicando la Opción Tarifaria Transitoria decretada mediante la Resolución CREG 048 de 2020. A continuación, se presenta la relación de saldos acumulados por la aplicación de la opción tarifaria a corte del 31 de diciembre del 2024:

Mercado	Costo unitario con opción tarifaria \$/m3	costo unitario sin opción tarifaria \$/m3	saldo a diferir en este mercado
Norte	\$ 839.64	\$ 839.64	\$ 5,225,605,094
Yopal	\$ 550.30	\$ 550.30	\$ 797,933,697
Sur	\$ 1,627.99	\$ 1,627.99	\$ 785,471,107
Total monto a diferir (Saldo mercados)			\$ 6,809,009,898

Tabla 34. Saldos acumulados por aplicación de Opción Tarifaria para el servicio de Gas Natural Domiciliario

6.8. Ventas de Energía Eléctrica y Gas Natural



• Facturación de 387 GWh, aumentando un 7% respecto al registro de la vigencia 2023.

• Por mercado, el 98% corresponde al Regulado y dentro de este el 54% se encuentra en el sector residencial seguido del comercial y oficial con el 25% y 8% respectivamente.

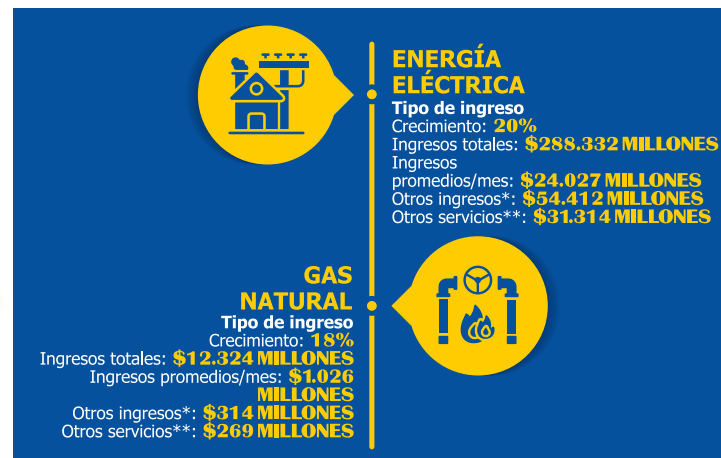
• En el servicio de gas natural la empresa facturó en total 14.460.599 m3, decreciendo en 0.14% respecto a la vigencia anterior.

• El Mercado Regulado tiene la mayor participación en ventas aportando el 84% del total facturado, siendo el sector doméstico el de mayor aporte (76%); en menor proporción, participa el sector comercial y oficial con el 16%, y 6% respectivamente.

MERCADO	CLASE SERVICIO	ENERGÍA ELÉCTRICA KWH	%	GAS NATURAL m3	%
REGULADO	Residencial	207,094,655	54%	9,272,483	76%
	Comercial	96,381,613	25%	1,977,293	16%
	Industrial	21,182,894	6%	729,836	6%
	Oficial	30,567,487	8%	234,583	2%
	Otros	26,472,836	7%	-	0%
	TOTAL REGULADO	381,699,485	98%	12,214,195	84%
NO REGULADO	Industrial	5,964,717	2%	2,246,404	16%
TOTAL		387,664,202	100%	14,460,599	100%

Tabla 35. Participación ventas por mercado y servicio

6.9. Ingresos



* En energía agrupa la facturación de otros Comercializadores. En Gas Natural corresponde a la facturación por Cargos ATR, Condensados y Desbalance.

** En energía corresponde a facturación por Telemedida, revisión proyectos, otros servicios, en Gas Natural Alianzas Comerciales, otros servicios.

- Incremento del 20% respecto al registro alcanzado en 2023

- Los ingresos continúan concentrándose en el servicio de energía eléctrica (75%), seguido por otros ingresos en los que se agrupa la facturación de Otros Comercializadores y otros servicios de energía (Telemedida, revisión proyectos) con el 13% y 8% respectivamente.

- Del total de ingresos, en comparación con el mismo periodo de 2023, hay variación de 5.36%, donde el aumento está reflejado principalmente en el servicio de energía y la caída de otros ingresos de energía obedece a la terminación del efecto generado por la implementación de la resolución CREG 015 de 2018.

- Aumento del 18% con respecto al 2023.

- Del total de ingresos de la compañía, el acumulado muestra aumento del 0.56% lo cual es indicio de la alerta de generación de ingresos de esta línea de negocio.

En 2024 se registró incremento del 5.6% del total facturado por todo concepto, manteniendo la tendencia que se registra desde 2022:

2024
\$387.661.517.602

2023
\$366.867.744.184

Diferencia
\$20.793.773.418

5.6%

■ 2024 ■ 2023 ■ 2022

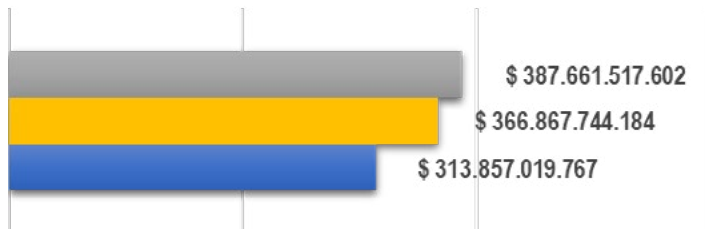


Gráfico 24. Evolución total ingresos 2022-2024

6.10. Facturación usuarios no regulados gas

En el año 2024 se atendieron 7 Usuarios No regulados del servicio de gas natural, un usuario menos que el año 2023, pero con un incremento del 9% en la facturación de dicha clase de servicio. Para el año 2024 corresponde a un precio de venta promedio de 1,171.44 \$/m3.

FACTURACIÓN USUARIOS NO REGULADOS GAS		
CLIENTE	2023	2024
Doing	\$ 717,175,033	\$ 931,507,201
Rivara Yopal	\$ 324,378,211	\$ 456,827,373
Rivara Paz	\$ 75,523,037	\$ 84,334,802
La Carpa	\$ 694,902,534	\$ 1,215,468,089
Emspo	\$ 391,414,386	\$ -
Hidrocasanare (ATR)	\$ 41,869,147	\$ 49,835,933
Instelect (ATR)	\$ 479,825,827	\$ 232,593,333
Coinogas (Condensados)	\$ 60,977,560	\$ 53,757,037
TOTAL	\$ 2,786,067,757	\$ 3,024,325,792

Tabla 36. Valores facturados NR 2023-2024

A continuación, se presenta la variación 2023-2024 del volumen facturado de los usuarios no regulados del servicio de gas; se observa que aunque se presentó la salida del usuario EMSPO para el año 2024, el volumen de los demás usuarios no regulados se incrementó durante el mismo periodo.

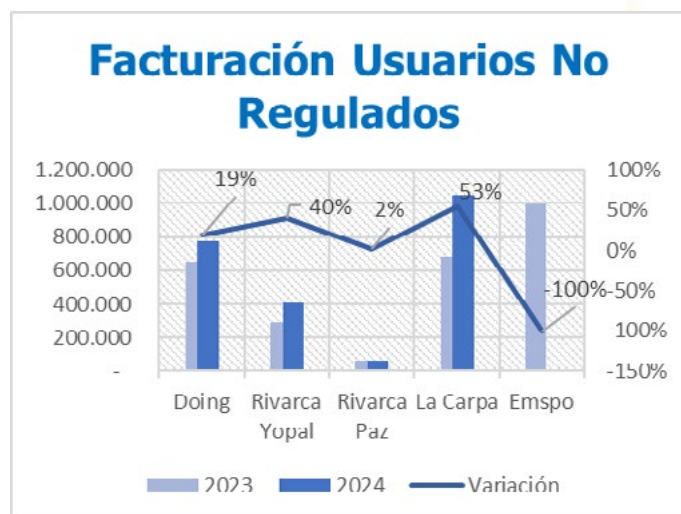
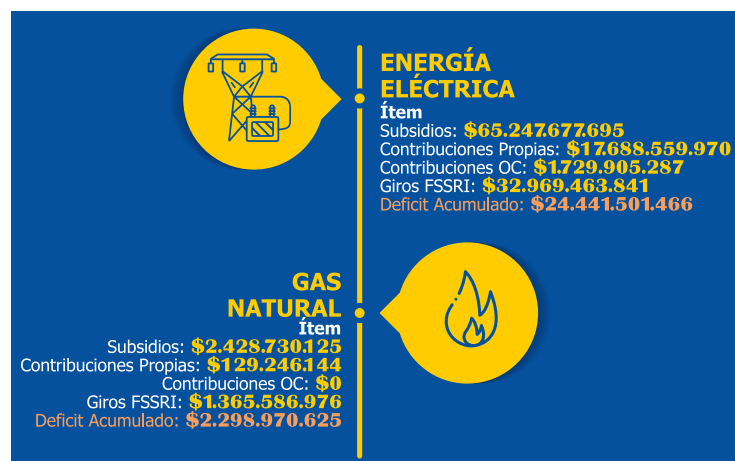


Gráfico 25. Comparativo facturación usuarios No Regulados Gas 2023-2024

Subsidios y Contribuciones Energía Eléctrica y Gas Natural



En el servicio de energía eléctrica la variación anual muestra aumento del 28% en contribuciones y 21% en subsidios, esto explicado por la analítica de datos frente a la asignación tarifaria en cuentas de uso comercial. Frente a giros recibidos del Minenergía, éstos ascendieron a los \$32.969 millones.

El balance preliminar con el FSSRI arroja un déficit acumulado de \$24.441 millones al cierre del cuarto trimestre de 2024.

En el servicio de Gas Natural, la variación anual muestra aumento del 39% en contribuciones y 37% en subsidios. Frente a giros recibidos del Minenergía, éstos ascendieron a los \$1.365 millones.

El balance preliminar con el FSSRI arroja un déficit acumulado de \$2.298 millones al cierre del cuarto trimestre de 2024.

6.11. Recaudo

En lo correspondiente a la vigencia 2024, de acuerdo a la información del Sistema de Información Comercial SIEC, ha presentado un Recaudo Total de \$365.573.813.430 de pesos; de los cuales, la mayor participación se encuentra en el servicio de Energía Eléctrica con un 79,4%, seguido de los recaudos por Otros Servicios prestados por la Empresa con una participación del 17,1%, posterior a estos están el servicio de Gas Natural con un 3,3% y GNV con un 0,2%.

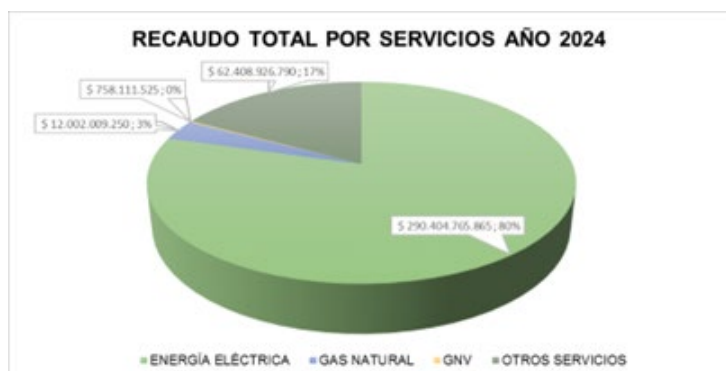


Gráfico 26 Recaudo total por servicios 2024

ENERGÍA ELÉCTRICA	GAS NATURAL	GNV	OTROS SERVICIOS	TOTAL
\$ 290.404.765.865	\$ 12.002.009.250	\$ 758.111.525	\$ 62.408.926.790	\$ 365.573.813.430
79,4%	3,3%	0,2%	17,1%	100%

Tabla 37. Recaudo total por servicios 2024

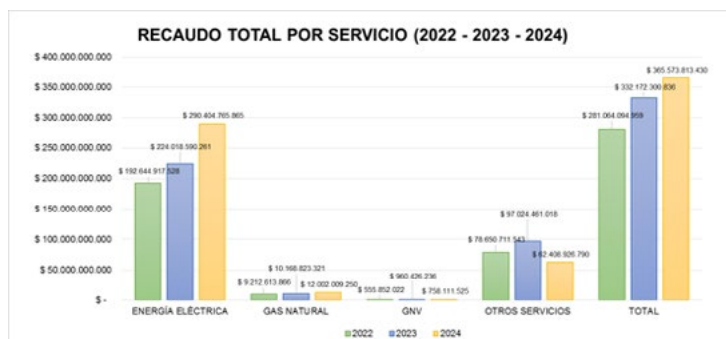


Gráfico 27 Comparativo anual del recaudo total, por clase de servicio

Por medio de la gestión de Recaudo realizada, se observa un valor de Recaudo Total correspondiente al año 2024 de \$365.573.813.430, el cual, con respecto al año 2022 representa aproximadamente un aumento del 30,07%, que corresponde a \$84.509.718.471; mientras que con respecto al año 2023 se observa un porcentaje del 10,06% representado en \$33.401.512.594 comparado con la vigencia 2024.

	2022	2023	2024
RECAUDO TOTAL	\$ 281.064.094.959	\$ 332.172.300.836	\$ 365.573.813.430
AUMENTO RECAUDO	\$ 84.509.718.471	\$ 33.401.512.594	
% VARIACIÓN	30,07%	10,06%	

Tabla 38. Comparativo anual del total de recaudo

6.12. Recaudo Energía Eléctrica

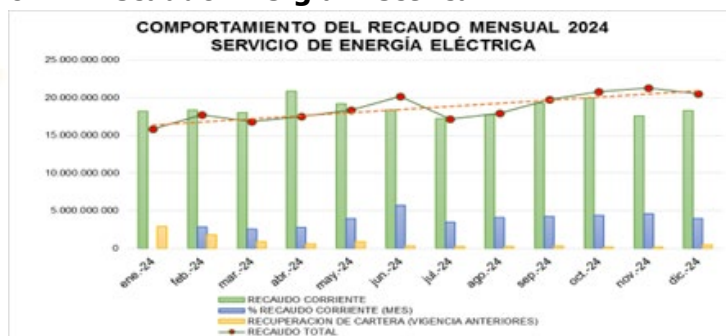


Gráfico 28. Evolución mensual del recaudo de energía eléctrica en 2024

SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2024				
PERIODO	RECAUDO CORRIENTE	RECUPERACION DE CARTERA (VIGENCIA ACTUAL)	RECUPERACION DE CARTERA (VIGENCIA ANTERIORES)	RECAUDO TOTAL
ene-24	\$ 18.218.032.121	\$ -	\$ 5.346.816.327	\$ 23.564.848.44
feb-24	\$ 18.392.154.959	\$ 3.244.785.930	\$ 3.084.880.925	\$ 24.721.821.81
mar-24	\$ 18.050.503.719	\$ 3.417.071.584	\$ 1.109.953.340	\$ 22.577.528.64
abr-24	\$ 20.911.549.256	\$ 4.550.753.656	\$ 1.319.340.942	\$ 26.781.643.85
may-24	\$ 19.183.030.923	\$ 5.564.319.321	\$ 953.031.107	\$ 25.700.381.35
jun-24	\$ 18.349.756.381	\$ 3.984.939.475	\$ 247.284.359	\$ 22.581.980.21
jul-24	\$ 17.264.858.632	\$ 4.599.296.199	\$ 397.212.721	\$ 22.261.367.55
ago-24	\$ 17.704.900.261	\$ 3.697.912.993	\$ 259.459.111	\$ 21.662.272.36
sep-24	\$ 19.268.568.501	\$ 4.194.261.630	\$ 249.384.951	\$ 23.712.215.08
oct-24	\$ 19.950.031.235	\$ 7.071.679.912	\$ 501.735.503	\$ 27.523.446.65
nov-24	\$ 17.614.336.654	\$ 5.819.633.362	\$ 193.075.486	\$ 23.627.045.50
dic-24	\$ 18.299.115.594	\$ 6.803.360.241	\$ 587.738.554	\$ 25.690.214.38
TOTAL	223.206.838.236	52.948.014.303	14.249.913.326	290.404.765.86

Tabla 39. Recaudo mensual del servicio de energía eléctrica 2024

Se observa que el recaudo presentó una tendencia al aumento durante el año 2024. Este incremento en el nivel de recaudo básicamente es el resultado de las diferentes estrategias de gestión recaudo y de cobro implementadas por la Empresa. Se observa que del recaudo total recibido, corresponde en un mayor porcentaje al recaudo corriente y a la recuperación de cartera de la misma vigencia.

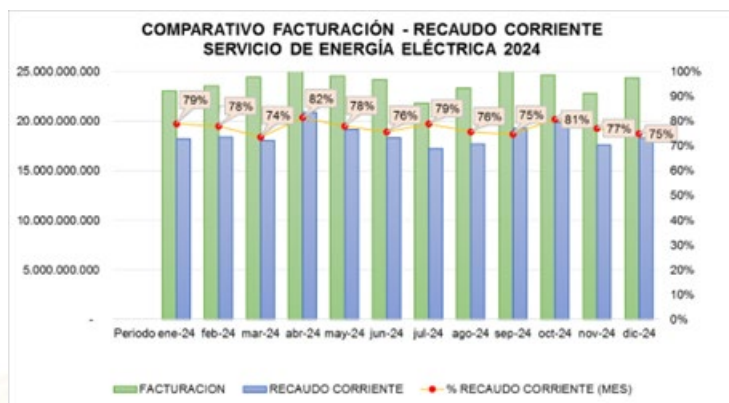


Gráfico 29. Evolución del recaudo corriente en 2024 - Energía eléctrica

SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2024			
PERIODO	FACTURACION	RECAUDO CORRIENTE	% RECAUDO CORRIENTE (MES)
ene-24	\$ 23.035.905.286	\$ 18.218.032.121	79%
feb-24	\$ 23.577.012.278	\$ 18.392.154.959	78%
mar-24	\$ 24.480.385.701	\$ 18.050.503.719	74%
abr-24	\$ 25.640.217.417	\$ 20.911.549.256	82%
may-24	\$ 24.560.274.047	\$ 19.183.030.923	78%
jun-24	\$ 24.206.217.340	\$ 18.349.756.381	76%
jul-24	\$ 21.850.619.967	\$ 17.264.858.632	79%
ago-24	\$ 23.369.532.657	\$ 17.704.900.261	76%
sep-24	\$ 25.726.935.989	\$ 19.268.568.501	75%
oct-24	\$ 24.664.137.551	\$ 19.950.031.235	81%
nov-24	\$ 22.811.436.604	\$ 17.614.336.654	77%
dic-24	\$ 24.409.720.078	\$ 18.299.115.594	75%
TOTAL	\$ 288.332.394.915	\$ 223.206.838.236	77%

Tabla 40. Recaudo corriente 2024 – Energía Eléctrica

Para la vigencia 2024, el servicio de Energía Eléctrica, respecto al Recaudo Corriente presentó un valor de \$ 223.206.838.236, en relación a la Facturación la cual presentó un valor de \$ 288.332.394.915, se observa un porcentaje promedio de recaudo del 77%, subiendo 2 puntos respecto al año anterior, en la tabla anterior se detalla el porcentaje de recaudo mes a mes.

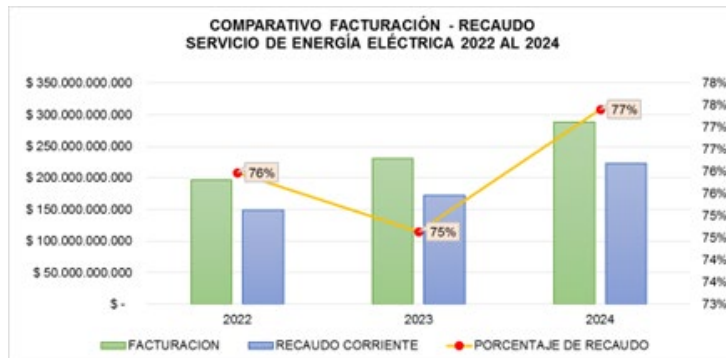


Gráfico 30. Comparativo anual del recaudo corriente – Energía Eléctrica

AÑO	FACTURACION	RECAUDO CORRIENTE	PORCENTAJE DE RECAUDO
2022	\$ 196.550.348.155	\$ 149.346.381.313	76%
2023	\$ 230.958.810.285	\$ 172.392.079.073	75%
2024	\$ 288.332.394.915	\$ 223.206.838.236	77%

Tabla 41. Consolidado anual del recaudo corriente – Energía Eléctrica

6.13. Recaudo Gas Natural Domiciliario – GND

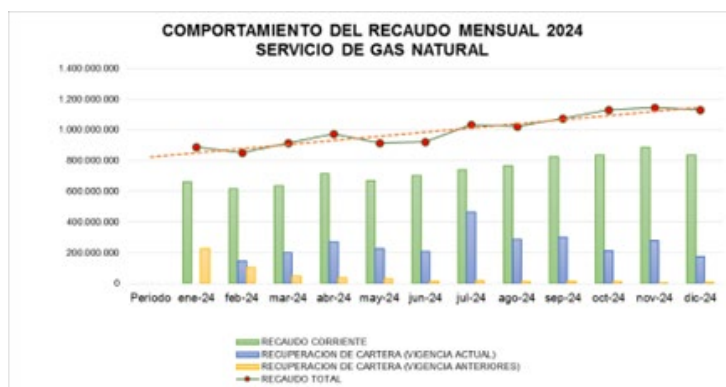


Gráfico 31. Evolución mensual del recaudo de GND en 2024

SERVICIO DE GAS NATURAL 2023				
PERIODO	RECAUDO CORRIENTE	RECUPERACION DE CARTERA (VIGENCIA ACTUAL)	RECUPERACION DE CARTERA (VIGENCIA ANTERIORES)	RECAUDO TOTAL
ene-23	\$ 572.529.638	\$ -	\$ 294.016.642	\$ 866.546.280
feb-23	\$ 528.564.994	\$ 146.684.147	\$ 144.584.591	\$ 819.833.732
mar-23	\$ 499.353.610	\$ 200.828.505	\$ 49.218.310	\$ 749.400.625
abr-23	\$ 529.669.884	\$ 273.483.345	\$ 37.943.691	\$ 841.096.920
may-23	\$ 518.928.356	\$ 227.519.149	\$ 22.679.739	\$ 769.127.244
jun-23	\$ 553.614.501	\$ 207.070.386	\$ 15.536.622	\$ 776.221.509
jul-23	\$ 546.084.077	\$ 463.387.050	\$ 11.706.342	\$ 1.021.127.469
ago-23	\$ 591.836.522	\$ 286.427.916	\$ 12.873.176	\$ 891.137.614
sep-23	\$ 585.345.902	\$ 300.257.192	\$ 8.039.335	\$ 893.642.429
oct-23	\$ 569.475.516	\$ 212.705.917	\$ 5.978.378	\$ 788.159.811
nov-23	\$ 656.115.684	\$ 280.213.290	\$ 7.121.427	\$ 943.450.401
dic-23	\$ 630.477.470	\$ 174.379.184	\$ 4.222.633	\$ 809.079.287
TOTAL	6.781.946.354	2.772.956.081	613.920.886	10.168.823.321

Tabla 42. Recaudo mensual del servicio de GND 2024

Se observa que el recaudo por el servicio de Gas Natural Domiciliario presento una tendencia al aumento durante el año 2024. Con respecto al Recaudo de la vigencia 2024, por concepto del servicio de Gas Natural Domiciliario la Empresa recaudo el valor de \$12.002.009.250; de los cuales en promedio el 95% corresponde a recaudo corriente o de la vigencia y un 5% a recuperación de cartera de vigencias anteriores.

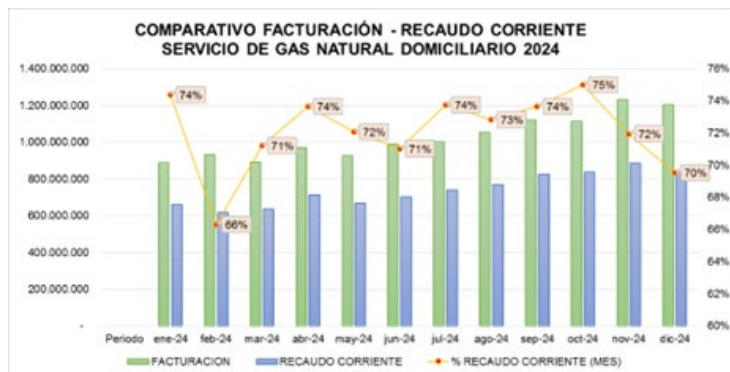


Gráfico 32. Evolución del recaudo corriente en 2024 - GND

PERIODO	FACTURACION	RECAUDO CORRIENTE	% RECAUDO CORRIENTE (MES)
ene-24	\$ 888.550.761	\$ 660.917.636	74%
feb-24	\$ 931.607.656	\$ 617.797.485	66%
mar-24	\$ 893.356.751	\$ 636.302.970	71%
abr-24	\$ 968.986.438	\$ 713.633.374	74%
may-24	\$ 927.224.487	\$ 668.355.984	72%
jun-24	\$ 989.906.837	\$ 703.147.021	71%
jul-24	\$ 1.001.977.220	\$ 739.089.061	74%
ago-24	\$ 1.053.643.959	\$ 767.247.682	73%
sep-24	\$ 1.119.290.040	\$ 824.434.710	74%
oct-24	\$ 1.115.158.194	\$ 836.423.550	75%
nov-24	\$ 1.231.688.352	\$ 886.265.573	72%
dic-24	\$ 1.202.418.106	\$ 836.250.389	70%
TOTAL	12.323.808.801	8.889.865.435	72%

Tabla 43 Recaudo corriente 2024 – GND

Con relación al servicio de Gas Natural Domiciliario, el Recaudo Corriente del año 2024, presento un valor de \$8.889.865.435 versus la Facturación con valor de \$12.323.808.801 se observa un porcentaje promedio de recaudo del 72%, en la tabla anterior se detalla el porcentaje de recaudo mes a mes. Para el Servicio de Gas Natural Domiciliario se presenta un aumento del 5% del Porcentaje de Recaudo Corriente entre el año 2023 y el año 2024.

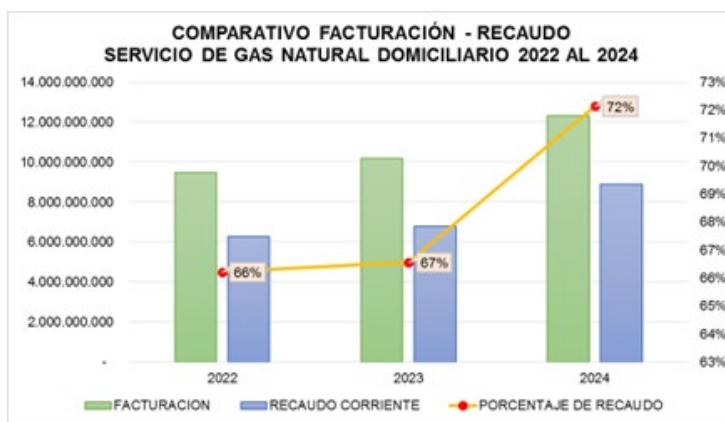


Gráfico 33. Comparativo anual del recaudo corriente – GND

AÑO	FACTURACION	RECAUDO CORRIENTE	PORCENTAJE DE RECAUDO
2022	\$ 9.479.093.014	\$ 6.277.037.059	66%
2023	\$ 10.188.011.665	\$ 6.781.946.354	67%
2024	\$ 12.323.808.801	\$ 8.889.865.435	72%

Tabla 44. Consolidado anual del recaudo corriente – GND

6.14. Comportamiento de la Cartera Energía Eléctrica y Gas Natural

El comportamiento de la cartera para los años 2022, 2023 y del año 2024 para los servicios de energía eléctrica se observa una tendencia al aumento, de igual manera la cartera del servicio de gas natural



Gráfico 34. Comparativo anual del total de la cartera, por servicio
Durante la vigencia 2024 se observa que la cartera presento una tendencia al aumento; sin embargo, durante el último trimestre se evidencia una disminución de la misma.



Gráfico 35. Evolución mensual de la cartera 2024

6.15. Cartera Energía Eléctrica

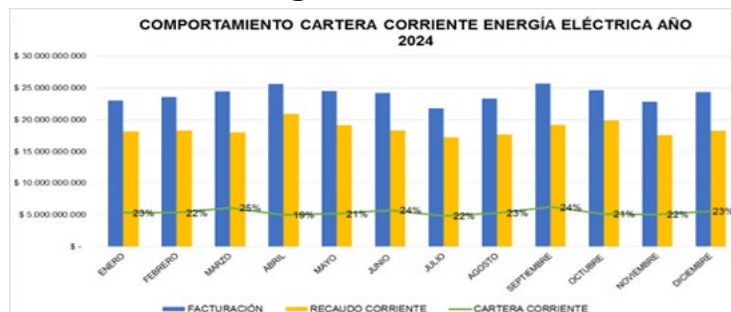


Gráfico 36. Evolución mensual de la cartera corriente de energía eléctrica 2024

Durante la vigencia 2024 la cartera corriente presentó un comportamiento estable, con respecto a la facturación del servicio de energía eléctrica, esta cartera presentó un porcentaje promedio del 22%, obteniéndose el porcentaje más bajo en el mes de abril con un 19% y el más alto en los meses de junio y septiembre.

6.16. Cartera por Edad y Clase de Servicio – Energía Eléctrica

El comportamiento de la cartera por edades del servicio de energía eléctrica entre el año 2023 y el año 2024, presentó un aumento del 4% el cual corresponde a una variación menor a la presentada en el año anterior.

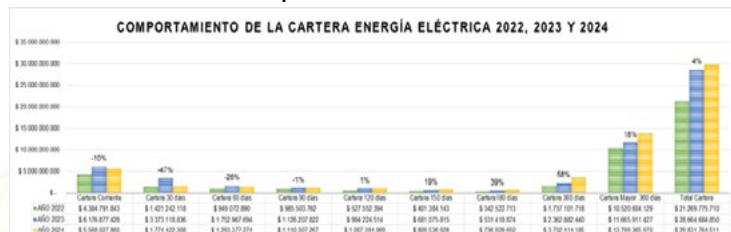


Gráfico 37. Comparativo anual de la cartera, por edades – Energía Eléctrica

La cartera de energía eléctrica - residencial refleja la mayor participación entre el total de cartera, con una participación del 48% de la vigencia del año 2024, seguidamente esta la cartera comercial con el 29% en el año 2024.



Gráfico 38. Comparativo anual de la cartera, por Clase de servicio – Energía Eléctrica

6.17. Cartera Gas Natural Domiciliario – GND

Con respecto a la facturación la cartera corriente del servicio de gas natural corresponde en promedio al 28%.

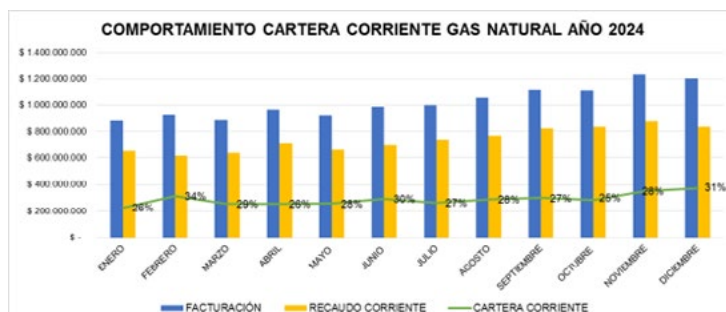


Gráfico 39. Evolución mensual de la cartera corriente de GND 2024

6.18. Cartera por Edad y Clase de Servicio – Gas Natural

El comportamiento de la cartera por edades del servicio de gas natural entre el año 2024 y 2023, reflejó una variación del 46%.

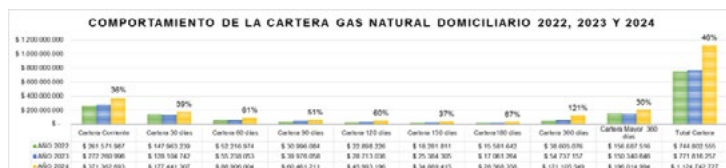


Gráfico 40. Comparativo anual de la cartera, por edades – GND

La cartera de gas natural residencial refleja la mayor participación entre el total de cartera, con una participación del 76% para el año 2024.



Gráfico 41. Comparativo anual de la cartera, por Clase de servicio – GND

6.19. Gestión de la Cartera

Con el objetivo de disminuir la cartera y aumentar el recaudo, la Empresa en el año 2024 implementó diversos mecanismos de gestión de cobro como lo son: acuerdos de pago, financiaciones, pagos parciales, descuento de intereses por pagos totales, llamadas telefónicas, mensajes de texto por medio de mercadeo digital, envío de facturas a través de los correos electrónicos, premiación e incentivos para los usuarios que realizaban los pagos. Durante la vigencia 2024 se han realizado 906 acuerdos de pago para gestionar cartera por el valor de \$ 3.613.247.891:

AÑO 2024	CANTIDAD	VALOR TOTAL DEUDA
ENERO	53	\$ 91.935.451
FEBRERO	66	\$ 108.443.071
MARZO	55	\$ 67.332.076
ABRIL	67	\$ 686.634.792
MAYO	81	\$ 114.960.264
JUNIO	102	\$ 563.590.796
JULIO	75	\$ 570.294.985
AGOSTO	95	\$ 414.350.916
SEPTIEMBRE	75	\$ 162.954.983
OCTUBRE	68	\$ 148.042.760
NOVIEMBRE	66	\$ 310.634.360
DICIEMBRE	103	\$ 344.073.437
TOTAL	906	\$ 3.613.247.891

Tabla 45. Acuerdos de pago por gestión persuasiva de cartera - 2024



Gráfico 42. Evolución mensual de la financiación por gestión de cartera

Con la finalidad, de brindar mayores facilidades de pago a los usuarios morosos, se realizó la proyección del Reglamento de Cartera para su posterior aprobación y socialización.

Durante la vigencia 2024 se realizaron por parte de los diferentes procesos comerciales ajustes a la venta por valor de \$864.877.165 y se ha castiga de cartera por valor de \$705.377.998.

Con relación al contrato de suspensión y reconexión la empresa suscribió un contrato de prestación de servicios, para el desarrollo de estas actividades de gestión de cobro por suspensiones a usuarios morosos, este contrato tiene alcance a la gestión de cartera por medio de la gestión persuasiva y pre jurídica y levantamiento de expedientes de cuentas que cumplieran las condiciones para depuración.

6.20. Facturación y Recaudo de Alumbrado Público

La facturación por este concepto se realiza de acuerdo al inventario de luminarias para los veintiún (21) municipios de los departamentos de Casanare, Meta y Boyacá, la cual asciende a un total de \$16.384 millones de pesos que, con respecto al año inmediatamente anterior, pre-

sentó un aumento del 11% debido a que se realizó la actualización del inventario del municipio de Tauramena y el aumento de tarifa para el mismo.

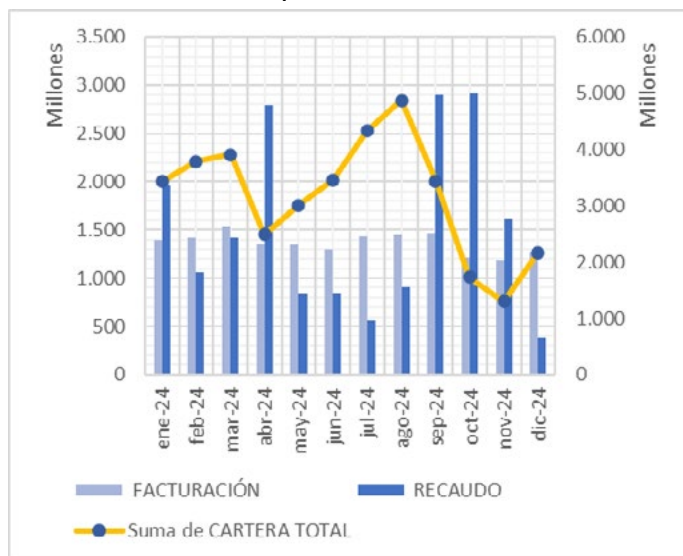


Gráfico 43. Facturación, recaudo y cartera de Alumbrado Público

6.21. Servicios Complementarios

Para el mes de Julio de 2024, se llevó a cabo un taller de eficiencia energética y actualización regulatoria en cuanto a tarifas y hacia dónde se dirige en temas estratégicos comerciales y técnicos para los usuarios no regulados y destacados que hacen parte del mercado de comercialización de ENERCA S.A ESP.



Este taller fue realizado por un experto en regulación a nivel nacional y se contó con la participación masiva de usuarios. Estos aprendizajes permiten a los usuarios con alto consumo que adopten la implementación de tecnologías y prácticas eficientes que ayudan a una disminución considerable del consumo de energía eléctrica. Adicionalmente reducen la presión sobre la infraestructura eléctrica; evitando sobre cargas a la lo que se traduce en mejoramiento de la estabilidad del suministro.

Si bien es cierto que estas tecnologías de eficiencia energética son costosas, a largo plazo la inversión se recupera mediante el ahorro y reducción del consumo de

energía eléctrica, teniendo en cuenta que es un mercado con demanda significativa, a una tarifa pactada de precio de bolsa más prima.

6.22. Normalización y Control de energía eléctrica y gas natural

Comportamiento IPT Energía

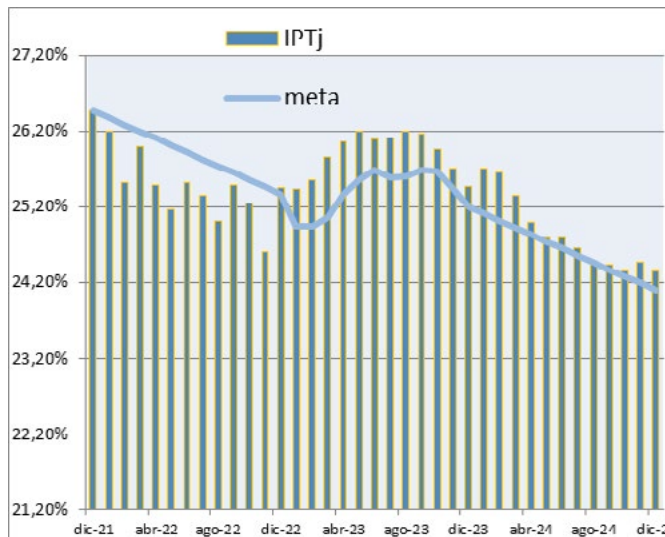


Gráfico 44. Comportamiento IPT Energía

El indicador de pérdidas totales de energía con corte a diciembre de 2024 presenta un comportamiento de disminución de 1.12% respecto al mes de diciembre de 2023 y 2.13% respecto a 2022.

Comportamiento del IPT GN

El indicador del Índice de pérdidas de gas al mes de noviembre de 2024 el cual está en el 41.27% (el indicador de diciembre se calcula en febrero ya que es M-2)

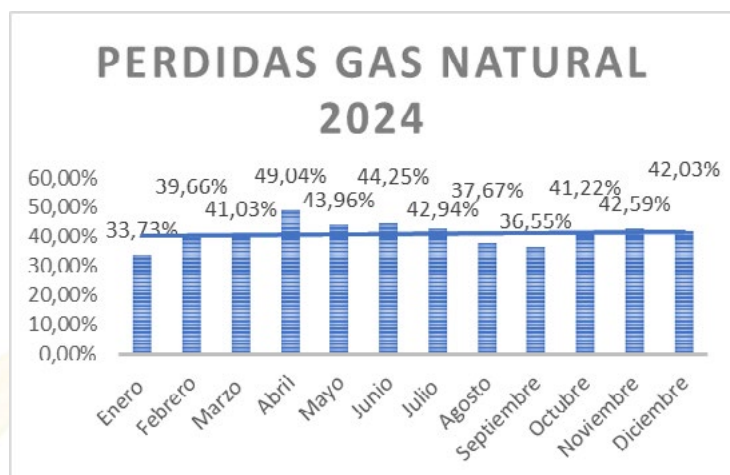


Gráfico 45. Comportamiento IPT Gas

23. Estrategias Implementadas para la Reducción del Indicador de Pérdidas

Estrategias energía.



Ilustración 8. Programa de Gestión Social

Dentro de las estrategias implementadas para la disminución del indicador de pérdidas de energía en el año 2024 se tienen:

• NORMALIZACIÓN

- Revisión y seguimiento Clientes masivo (Servicios Directos, Matriculas Clientes nuevos, Sectores subnormales, Reportes de aforadores, Críticas de facturación, reportes línea segura y otras zonas)
- Revisión y seguimiento Grandes Clientes

- Automatización de informes
- Telemedida clientes focalizados y circuitos Macromedición
- Tablero de Monitoreo y control
 - Seguimiento en línea consumo grandes clientes generar ordenes de inspección
 - Seguimiento fronteras comerciales
 - Seguimiento efectividad de inspecciones

Estrategias GN

Se ha realizado el barrido a instalaciones con reportes de consumo CERO los cuales han evidenciado medidores frenados y/o manipulados, de igual manera seguimiento por altos consumos en usuarios residenciales que arrojan instalaciones de tipo comercial donde han incrementado la carga instalada sin autorización de la empresa y sin que el equipo de medida se ajuste a las condiciones de operación actuales.

Barridos en zonas alejadas donde se encuentran instalaciones sin legalizar o con servicio sin la debida autorización

Se atienden a las observaciones remitidas por facturación con novedades reportadas por los aforadores

Implementación de sistemas de suspensión del servicio (CEPOS) los cuales son de uso exclusivo de ENERCA SA

ESP y que cuentan con una llave única para su instalación y retiro

6.24. Balance de Energía por Zonas y Circuitos energía

Balances de energía

La empresa no cuenta con fronteras de distribución que permitan diferenciar índices de pérdidas por zonas o NT. Sin embargo, se realizan balances por transformador con resultado de 3906 balances durante el año 2024.



Gráfico 46. Balances de energía

Balance de Gas

En el área de Gas Natural aún no se cuenta con medida para realizar balances de Gas por zonas o circuitos

6.15.2 Sectores Ilegales. Ilegales Energía

Para el año 2024 se tienen identificados 114 sectores en estado de subnormalidad y/o ilegalidad respecto a la toma del servicio de energía eléctrica en los siguientes municipios:

MUNICIPIO	NO. SECTORES	USUARIOS SIN MATRÍCULA
AGUAZUL	6	99
BARRANCA DE UPIA	2	327
MONTERREY	3	51
MANI	3	73
RECETOR	1	45
HATOCOROZAL	2	40
OROCUE	2	20
PAZ DE ARIPORO	2	40
PORE	2	114
VILLANUEVA	53	923
YOPAL	38	876

Tabla 46. Ilegales de energía



Gráfico 47. Usuarios sin legalizar

Ilegales Gas.

En la vigencia 2024 se identificaron los sectores:

- Sector la Pedrera Yopal Casanare
- Vereda la Vegana Aguazul Casanare

6.25. Barridos de Media Tensión

6.25.1. Sectores Subnormales

Para el año 2024 se tienen identificados 73 sectores e estado de subnormalidad y/o ilegalidad respecto a la toma del servicio de energía eléctrica.

Con un potencial de 3066 usuarios futuros del servicio de energía identificados en su mayoría en la zona sur del Departamento

El crecimiento de los asentamientos humanos en loteos ilegales en zona rural de los municipios del sur de departamento aumentó, y en consecuencia las conexiones ilegales a la red de distribución las cuales se conectan sin autorización de la empresa y sin la legalización de proyectos eléctricos, principalmente por la ausencia de licencia de construcción o estar fuera de los planes parciales de los municipios de esa zona

6.25.2. Legalización de usuarios

Energía

Durante el año 2024 se realizó la legalización de 1168

usuarios nuevos en el sistema comercial de la Empresa, consistiendo en la instalación de medidores de energía en predios que cumplen los requisitos técnicos y documentales validados en terreno donde posteriormente se instalan los medidores para matricular el servicio de energía.

Algunos de estos sectores corresponden a proyectos de las alcaldías municipales y en coordinación con ellas se hace el acompañamiento social y técnico para garantizar el cumplimiento técnico y legal que permita finalizar con la matrícula de los usuarios finales

Municipio	Usuarios legalizados
Aguazul	224
Barranca De Upía	1
Chámeza	7
Hato Corozal	2
Maní	24
Monterrey	10
Nunchía	8
Orocué	2
Paz De Ariporo	178
Pore	7
Sabanalarga	1
San Luis De Palenque	3
Tamara	1
Tauramena	255
Trinidad	9
Villa Nueva	119
Yopal	317
Total general	1168

Tabla 47. Legalizados de energía

Gas

En total en el periodo del 2024 se legalizaron 234 instalaciones Ilegales en el servicio de gas natural distribuidas en los siguientes municipios así:

Municipio	Usuarios legalizados
Hato Corozal	1
Maní	12
Nunchía	1
Paz De Ariporo	4
Yopal	234
Total general	252

Tabla 48. Legalizados de gas

Recuperación de Energía (\$ - kWh)

Las actividades de revisiones integrales a los clientes y usuarios del servicio de energía, tiene alcance desde la inspección de los equipos de medida, instalaciones eléctricas y sellos de seguridad instalados por la empresa, para detectar posibles manipulaciones de los medidores, acometidas o conexiones, que incidan en subregistro de los consumos de energía eléctrica del cliente.

Con la creación del Centro de monitoreo de consumos en 2024, se logró aumentar la efectividad de las revisiones e inspecciones ejecutadas mediante la generación de ordenes de trabajo a las cuadrillas de control y normalización de energía, previo análisis de criterios de programación por parte del grupo de analistas.

Para el año 2024 se realizaron 18225 revisiones a usuarios del servicio a clientes de Enerca S.A. E.S.P., de los cuales el 73.42% (13668) les fue detectada alguna anomalía y 3214 generaron afloramiento de energía. Durante el año 2024 se recuperaron 19.761.303 KWh respecto a las pérdidas de energía registradas en el año 2023.

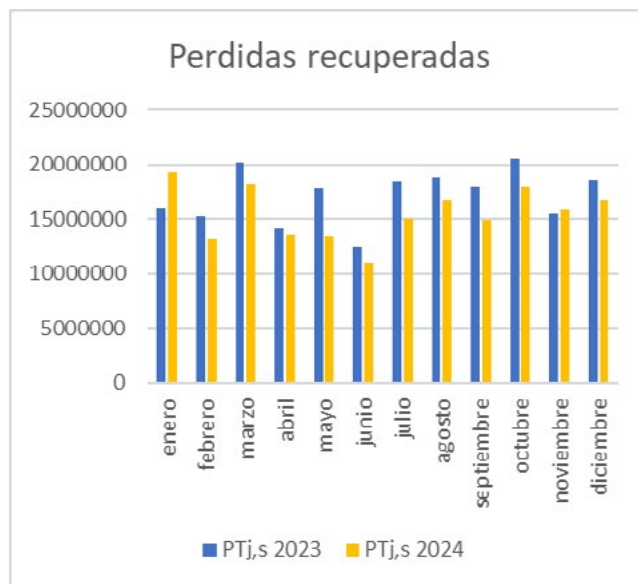
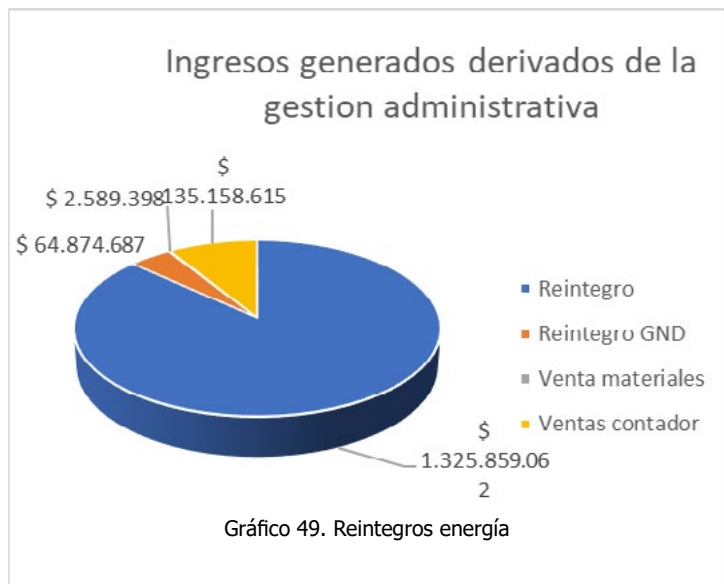


Gráfico 48. Pérdidas recuperadas

En cuanto a la gestión de ingresos por otros conceptos, el proceso de control y normalización genero facturación por valor de \$1.528.481.762 bajo los conceptos relacionados a continuación:

Concepto	Valor
Reintegro	\$ 1.325.859.062
Reintegro GND	\$ 64.874.687
Venta materiales	\$ 2.589.398
Ventas contador	\$ 135.158.615
Total general	\$ 1.528.481.762

Tabla 49. Legalizados de energía





www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN

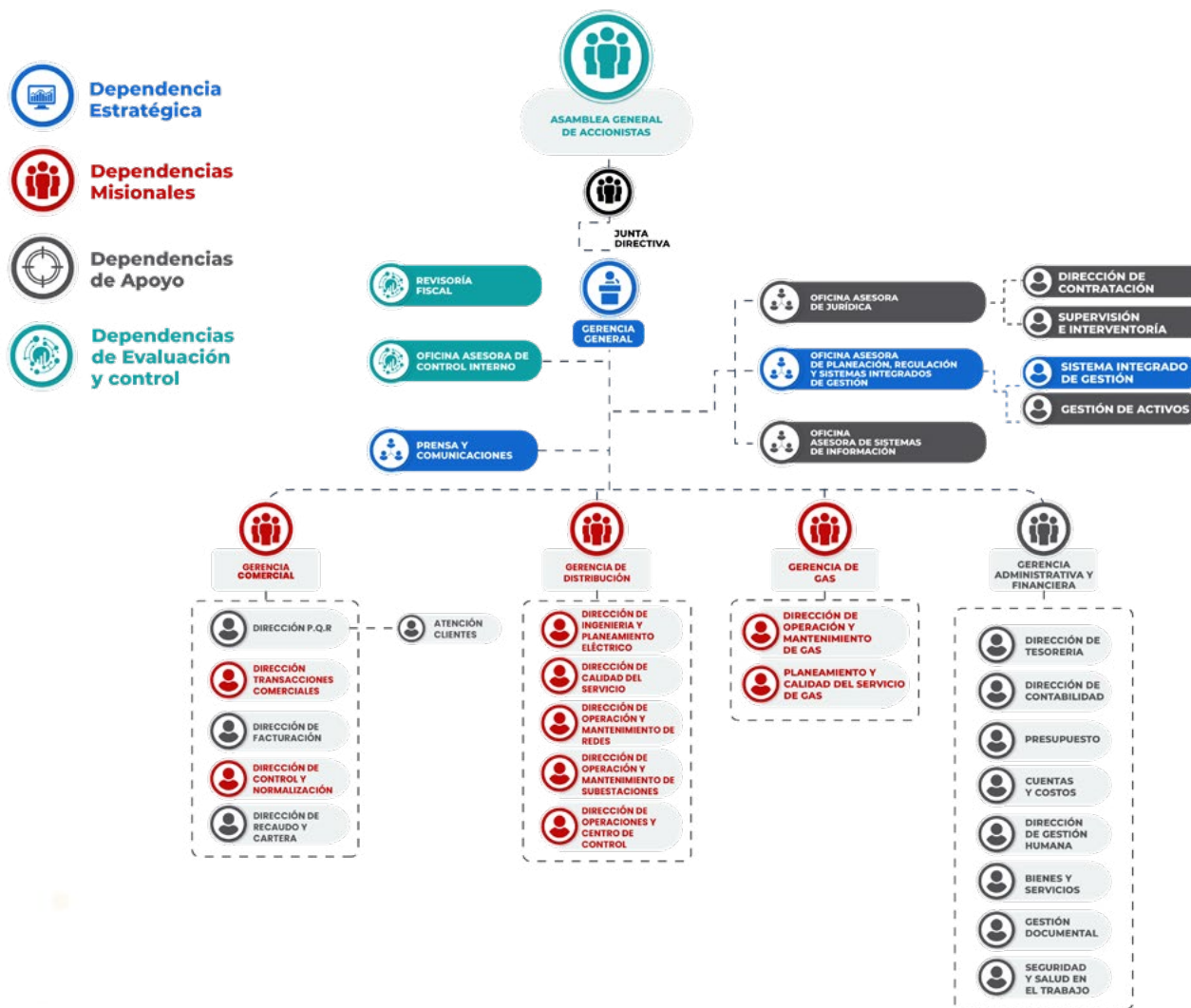
7

COMPROMISO CON
NUESTROS TRABAJADORES
Y COLABORADORES

7.1. Administración del Personal y Nomina

ENERCA S.A., cuenta con un equipo humano conformado por 86 trabajadores, 31 hombres y 55 mujeres de los cuales el 53 % son profesionales, además de generar cerca de 500 empleos indirectos a través de terceros, y apoyo a la formación de 5 aprendices SENA de manera permanente

7.1.1. Estructura Orgánica



ACTO DE GERENCIA 709 DEL 9 DE OCTUBRE DE 2024

Gráfico 49. Reintegros energía

7.2. Actividades de Capacitación y Bienestar

Se logró ejecutar el plan de capacitación y bienestar en un 96%, además se incluyó las requeridas por las diferentes áreas de la empresa, logrando así la actualización del conocimiento de los trabajadores, fortaleciendo sus habilidades para el desarrollo de las funciones y llegando al 90% de los trabajadores.

Trabajo en equipo.

Agosto 21 del 2024



Taller de liderazgo.

noviembre 13 del 2024



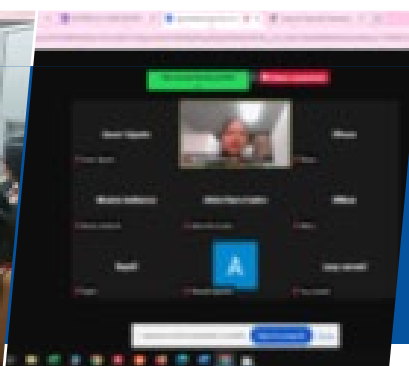
Responsabilidad Tributaria.

febrero 19 2024



Inteligencia Emocional en atención al usuario- Virtual.

21 personas.
27 de agosto del 2024



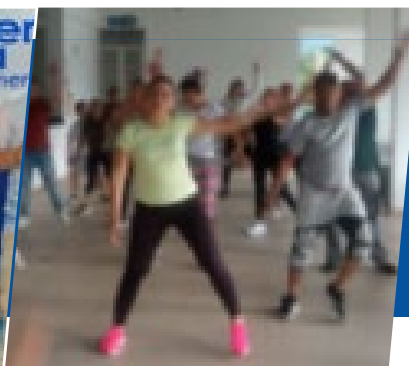
Embajadores de corazón.

13 de noviembre del 2024



Rumbo terapia.

15 de febrero del 2024



Día de la familia.

7 de noviembre del 2024



Día del amor y amistad.

septiembre 27 del 2024



Tabla 50. Actividades de Capacitación y Bienestar

Con las anteriores actividades se logró:

- Incentivar el deporte y la participación a las diferentes actividades de bienestar donde se tuvo en cuenta la participación del entorno familiar, de acuerdo a las necesidades de los trabajadores.
- Aumentar la participación y la favorabilidad en la medición del clima organizacional, aumentando el porcentaje bienestar y sentirse a gusto con la empresa.



8.1. Sistema de Gestión de Calidad y Sistema de Gestión de Activos

El ente certificador Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC, ratificó las certificaciones de nuestro Sistema Integral de Gestión, de acuerdo con los requisitos establecidos en las normas ISO 9001:2015 para distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural; así mismo la ARL Positiva, realizó evaluación al cumplimiento de los Estándares Mínimos del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo SG-SST mediante la aplicación de la Resolución 0312 del 2019 y a lo dispuesto en el Decreto 1072 de 2015, logrando la calificación de 96%.

Obtuvimos la certificación NTC ISO 55001:2014 para el sistema de gestión de activos (SGA) de distribución y comercialización de energía eléctrica en los niveles de tensión 4 y 3 de STR y SDL del departamento de Casanare de ENERCA S.A E.S.P., expedido por el ente certificador Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC, dando cumplimiento a la Resolución CREG 015:2018.

8.2. Fortalecimiento al Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo ENERCA S.A E.S.P.

Durante la vigencia 2024 se llevó a cabo evaluación al cumplimiento de los Estándares Mínimos del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo SG-SST por parte de la ARL Positiva, mediante la aplicación de la Resolución 0312 del 2019 y a lo dispuesto en el Decreto 1072 de 2015, logrando la calificación de 96%.

COMPARATIVO ESTANDARES MINIMOS	
2021	92%
2022	100%
2023	100%
2024	96%

Tabla 51. Comparativo Estándares Mínimos

Implementación del Plan Estratégico de Seguridad Vial

La normatividad existente aplicable resolución 40595 de 2022, durante la vigencia 2024 se realizó auditoría interna en cumplimiento a los requisitos establecidos en la Ley 1503 de 2011-NTC ISO 390001:2014 y la revisión de la implementación del sistema de gestión de la seguridad vial de ENERCA S.A E.S.P., Mejora continuamente

el PESV, Responsabilidad y cumplimiento de los contratistas, Gestión de los desplazamientos operacionales y prevención vial en los desplazamientos en itinere de sus trabajadores, garantizando hábitos de comportamiento seguro en la vía obteniendo un resultado del 90%.

8.4. Nivel de cumplimiento de la Resolución 5018 de 2019

En el año 2024 se realizó línea basal para la Empresa de Energía de Casanare ENERCA S.A. E.S.P. determinando los lineamientos en Seguridad y Salud en el Trabajo en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica obteniendo un resultado de 92%.

COPARATIVO GRADO DE CUMPLIMIENTO RESOLUCIÓN 5018 DE 2019	
2022	74%
2023	88,72%
2024	92%

Tabla 52. Nivel de cumplimiento 5018

8.5. Desempeño en Indicadores proceso de seguridad y salud en el trabajo

NOMBRE DEL INDICADOR	AÑO 2022	AÑO 2023	AÑO 2024	DESCRIPCIÓN
Índice de Frecuencia de Accidentes de Trabajo con Incapacidad	0	1	3	Por cada 86 trabajadores en la Empresa, se presentan 3 Accidentes de Trabajo asociado a riesgo locativo, riesgo mecánico, riesgo biológico, con incapacidad en el año 2024.
Número de accidentes de trabajo mortales en el año.	0	0	0	En el año 2024, el 0% de accidentes de trabajo fueron mortales, lo que indica que el índice de mortalidad es de 0%.
Prevalencia De La Enfermedad Laboral	0	0	0	Por cada 86 trabajadores en la Empresa, se presentan 0 casos de reporte de enfermedad laboral de nuevos y antiguos en el año 2024.
Simulacros	4	9	11	Para el año 2024 Se realizaron 11 simulacros en los diferentes centros de trabajo dejando como soporte informes de simulacros realizados del ejercicio Anual. - Subestación Atendida San Luis de Palenque - Subestación Atendida Yopalosa - Subestación Atendida Ciudadela - Subestación Atendida Héroes - Subestación Atendida Agua Clara - Subestación Atendida la marginal - Subestación Atendida Paz de Ariporo - Sede Principal Emiro Sossa - Yopal - City Gate 40 -Yopal - Estación de Servicio de Gas Natural - Estación Buena Vista NAFTA
Cronograma de Mediciones Ambientales	1	1	2	Se realizaron 02 mediciones ambientales con el fin de identificar la presencia del peligro físico – ruido, por lo cual se requirió identificar los niveles de presión sonora durante la operación en las área de atención al cliente ubicado en la sede principal Emiro Sossa. Se realizaron 18 mediciones de nivel de iluminación en los puestos de trabajo de sede principal Emiro Sossa, Subestación Marginal, Subestación Llano Lindo.

Tabla 52. Desempeño de indicadores SST

8.6. Actividades destacadas durante la vigencia 2024.

Durante el año 2024 se realizó actividades programadas en plan SST encaminadas en fortalecimiento en los mecanismos de seguimiento, realizadas con el fin de valorar la eficacia, eficiencia y efectividad de los controles del sistema de seguridad y salud en el trabajo, definido en la ejecución de los planes, programas, los resultados de la gestión y acciones de mejoramiento.

MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO 2024
PLANEADO	17	18	35	16	14	39	13	17	33	14	15	40	271
EJECUTADO	17	18	35	16	14	39	13	17	33	13	15	41	271
%&I="gr	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO 2024
PORCENTAJE DE CUMPLIMIENTO	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	93%	100%	103%	100%

Tabla 54 Programación SST

Inspección a motocicletas de contratistas de OPS.	Inspección a vehículos livianos de Contratista de Transporte.	Inspección Camión grúa	Inspección operativa a frentes de trabajo (Contratistas)	Inspección operativa a frentes de trabajo (Contratistas)	Pausa Activa
Inspección Pértiga, Guantes Dieléctricos, Tapete dieléctrico.	Inspección de elementos de protección personal a personal operativo riesgo VI y V contratistas de OPS	Inspección a botiquines	Inspección a extintores	Inspección a Equipos de protección contra caídas	Prueba de alcohemia
Acompañamiento a contratistas	Capacitaciones	Fumigación a centros de trabajo	Inspección Kit ambiental	Pausas activas	Certificación en alturas
Entrega dotación a brigadistas	Vacunación	Simulacros	Campañas	Capacitación Brigadas	Inducción

Tabla 55. Actividades de SST



www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN

Acciones de Reparación Directa	
Acciones Populares	
Accion de Revocatoria	
Procesos Ejecutivos	
Procesos Monitórios	
Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	
Acciones de Responsabilidad Civil Extracontractual	
Acciones de tutela	
TOTAL	



9

GESTIÓN
OFICINA JURÍDICA

9.1. Procesos Judiciales

En el año 2023 la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. contó con 157 procesos judiciales en curso, de los cuales en 45 procesos ENERCA S.A. E.S.P. actuó en calidad de demandada y en 112 procesos como demandante, acorde a lo anterior a continuación se detallan el estado de estos a corte 31 de diciembre de 2023:

TIPOS DE PROCESOS Y/O ACCIONES	ENERCA EN CALIDAD DEMANDA	ENERCA EN CALIDAD DE DEMANDANTE	TOTAL PROCESOS	TERMINADOS	ACTIVOS
Procesos laborales	16	1	17	5	12
Acciones de Reparación Directa	11	1	12	2	10
Acciones Populares	24	0	24	0	24
Acción de Repetición	0	1	1	0	1
Procesos Ejecutivos	0	145	145	37	108
Responsabilidad Civil Extra Contractual	1	0	0	1	0
Acciones de Nulidad y Restablecimiento del Derecho	0	2	2	0	2
Acciones de tutela	253	0	253	253	0
TOTAL			454	297	157

Tabla 56. Procesos Judiciales 2023

En lo que se refiere a las Acciones de Tutela, se atendieron 312, cuya pretensión más solicitada fue la protección a los derechos fundamentales por fallas en la prestación del servicio relacionadas con daño en transformadores.



Gráfico 50. Acciones de Tutela

9.2. Actuaciones Judiciales Relevantes

Con respecto a los logros obtenidos por la Oficina Jurídica mediante la Defensa Judicial, a continuación se relaciona el siguiente fallo obtenido durante la vigencia 2024, donde se evidencia el valor total de las pretensiones de dicha demanda en contra, sin condena en este proceso de Reparación Directa, lo cual es favorable a los intereses de la empresa, tal como se puede apreciar en el siguiente cuadro:

NUMERO PROCESO	VALOR PRETENSION DEMANDA	VALOR DE CONDENA	% DE EFECTIVIDAD
RD 2016-00265	\$275.000.000	\$0	100%

Tabla 57 Actuaciones judiciales

Este resultado es muy importante ya que el proceso de Reparación Directa 2016-00265 fue fallado en segunda instancia por el Tribunal Administrativo de Casanare y de esta manera se liberan importantes recursos económicos que se tenían reservados para el pago de sentencias judiciales; así mismo para presentación de estados financieros y estudios de valoración de la empresa, ya que se elimina definitivamente esta contingencia, lo cual genera confianza y seguridad jurídica.

Nº	Nº PROCESO	AUTORIDAD JUDICIAL QUE TRAMITA	TIPO DE ACCIÓN O MEDIO DE CONTROL	CUANTÍA DE LAS PRETENSIONES	VALOR CONCILIADO	PROBABILIDAD DE CONDENA
1	2023-0066	JUZGADO SEGUNDO LABORAL DEL CIRCUITO DE YOPAL	LABORAL	\$ 87.478.487	\$ 17.500.000	CONCILIADO
2	2023-0094	JUZGADO SEGUNDO LABORAL DEL CIRCUITO DE YOPAL	LABORAL	\$ 72.621.896	\$ 9.000.000	CONCILIADO
3	2023-0132	JUZGADO PRIMERO LABORAL DEL CIRCUITO DE YOPAL	LABORAL	\$ 60.000.000	\$ 11.000.000	CONCILIADO
4	2023-0161	JUZGADO PRIMERO LABORAL DEL CIRCUITO DE YOPAL	LABORAL	\$ 60.000.000	\$ 28.000.000	CONCILIADO
5	2024-0065	JUZGADO SEGUNDO LABORAL DEL CIRCUITO DE YOPAL	LABORAL	\$ 59.369.829	\$ 4.000.000	CONCILIADO
6	2024-0071	JUZGADO SEGUNDO LABORAL DEL CIRCUITO DE YOPAL	LABORAL	\$ 80.000.000	\$ 13.000.000	CONCILIADO
7	2024-0082	JUZGADO SEGUNDO LABORAL DEL CIRCUITO DE YOPAL	LABORAL	\$ 120.000.000	\$ 5.000.000	CONCILIADO
		TOTAL		\$ 539.470.212	\$ 87.500.000	CONCILIADO

Tabla 58. Procesos laborales

Cabe resaltar que el ahorro patrimonial de la entidad fue por la suma de CUATROCIENTOS CINCUENTA UN MILLONES NOVECIENTOS SETENTA MIL DOSCIENTOS DOCE PESOS M/CTE (\$451.970.212), utilizando el mecanismo de la conciliación en los diferentes procesos laborales en contra y que fueron sometidos al Comité de Conciliación y Defensa Judicial de la empresa durante la vigencia 2024 para efectos de analizar y dirimir controversias relacionadas con la declaratoria de la existencia de contrato realidad.

9.3. Comité de Conciliación y Defensa Judicial

Para la vigencia 2024 se realizaron 24 sesiones del Comité de Conciliación, en las cuales se trataron 66 casos; 10 de ellos versan en sobre temas laborales, de los cuales 8 corresponden a declaratoria de contrato realidad y en 7 de ellos se conciliaron en audiencia, y los 55 casos restantes corresponden a otros asuntos así:

CASOS ESTUDIADOS EN COMITE DE CONCILIACIÓN

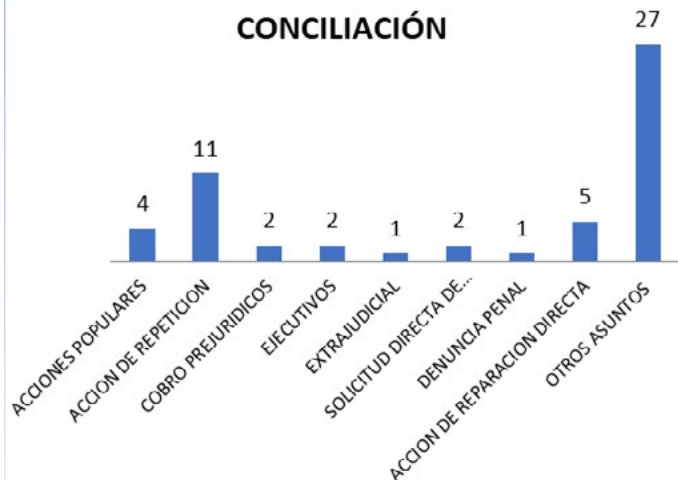


Gráfico 51. Casos Comité de Conciliación

En lo que respecta frente a la prevención del daño antijurídico, el Comité de Conciliación y Defensa Judicial emitió diferentes Circulares, socializadas mediante correo electrónico institucional, con el fin de implementar su aplicación. Políticas que corresponden a los siguientes temas:

- Política de prevención daño antijurídico denominada "ABC Derecho de Petición" aprobado según acta de Comité de Conciliación N° 14 del 26 de junio de 2024.
- Circular Interna N°002 del 25 de septiembre de 2024 referente a "Contratación de personal por Contrato de Prestación de Servicios"
- Circular Interna N°003 del 20 de diciembre de 2024 referente a "Levantamiento de información detallada cuando se tenga conocimiento de la ocurrencia de un accidente eléctrico"

9.4. Gestión De Contratación

Durante la vigencia 2024 en el proceso de Gestión de Contratación se suscribieron un total de 388 contratos. De conformidad con lo señalado en el Manual de Contratación se adelantaron y registraron los siguientes procesos de contratación:

- Mediante modalidad de contratación directa, se suscribieron un total de 228 contratos.

- Mediante la modalidad de contratación con pluralidad de oferentes se adelantaron 34 procesos, divididos así: 1 de ellos mediante solicitud pública de ofertas y 33 procesos mediante solicitud de varias ofertas.

TIPO DE CONTRATO	NUMERO DE CONTRATOS VIGENCIA 2024
ARRENDAMIENTO	17
COMPRA	13
PRESTACION DE SERVICIOS	343
CONSULTORIA	13
OBRA	8
SUMINISTRO	8
TRANSPORTE	2
TOTAL	404

Tabla 59. Actuaciones judiciales

9.5. Gestión De Supervisión E Interventoría

- Proyectos de energía y gas en ejecución en la vigencia 2024 con recursos del SGR del Bienio 2023-2024 y otros bienes.



A. ENERGIA			
CODIGO BPIN	NOMBRE DEL PROYECTO	VALOR DEL PROYECTO	ESTADO/ OBSERVACIONES
2,01301E+12	Construcción red en doble circuito 34,5/13,8 KV Aguazul-Maní Casanare.	\$ 11.047.819.476	Se ejecutó al 100% mediante contratos de obra No.026-2014 "UNION TEMPORAL REPOTENCIACION AGUAZUL-MANI 2014" y 237-2022 "UNION TEMPORAL RED EN DOBLE CIRCUITO AGUAZUL-MANI", con Acta de liquidación del 17 Abril de 2024.
2,01801E+12	Adquisición montaje, implementación e integración al centro de control de equipos de potencia operados por ENERCA SA ESP. En el STR del Departamento de Casanare.	\$ 6.509.389.685	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No. 454 de 2019, "CONSORCIO STR SAN MIGUEL". Acta de Terminación del 21 de octubre de 2024, Acta de recibo final del 23 de diciembre de 2024, pendiente Acta de liquidación.
2,01985F+12	Ampliación del sistema eléctrico de media y baja tensión y del sistema de alumbrado público en la zona urbana y centros poblados del municipio de Tauramena.	\$ 6.451.778.982	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No. 496 de 2019 "UNION TEMPORAL APT", procedente de recursos del municipio de Tauramena. Acta de terminación 8 de mayo de 2024, pendiente de Recibo final y Acta de liquidación.
2,02101E+12	Construcción de redes eléctricas para la repotenciación de la línea 34,5 kV Aguaclara Villanueva y ampliación y normalización de la subestación Villanueva en los municipios de Sabanalarga y Villanueva, departamento de Casanare	\$ 19.006.028.038	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No. 395 de 2021, "CONSORCIO R-VILLANUEVA" con Acta de Terminación del 6 de diciembre de 2024, Acta de recibo final del 31 de diciembre de 2024, pendiente Acta de liquidación.

2,02101E+12	Suministro, instalación, integración y certificación de equipos de medida para cumplimiento de la Resolución CRE 038-2014 fronteras de distribución para todas las subestaciones atendidas y no atendidas operadas por Enerca en el departamento de Casanare	\$ 9.588.541.914,00	Se ejecuta mediante contrato de obra No. 227 de 2022 "CONSORCIO MEDIDORES 2022", estado actual suspendido, fecha de reiniciación el 6 de abril de 2025, fecha prevista de terminación el 9 de abril de 2025.
2,02101E+12	Construcción y repotenciación de redes eléctricas de media tensión a nivel de 34.5 kV y 13.2 kV desde la subestación Aguazul hasta la subestación Tauramena, municipios de Aguazul y Tauramena, Departamento de Casanare	\$ 11.883.167.818,00	Se ejecuta mediante contrato de obra No. 215 de 2022 "CONSORCIO REPORTENCIACION 2022" estado actual suspendido, fecha de reiniciación el 12 de marzo de 2025, fecha prevista de terminación el 21 de agosto de 2025.
2,02101F+12	Optimización redes de distribución con equipos de control automático con elementos de corte y maniobra en circuito 13.2 kV e indicadores de falla en circuitos 34.5 kV y 13.2 kV con comunicación al centro de control de la empresa de Energía de Casanare	\$ 20.379.373.500,00	Se ejecutó al 100%, mediante contrato de obra No. 231 de 2022. "CONSORCIO RUMA RECOS CASANARE". Acta de terminación de fecha 3 de mayo de 2024, pendiente de Recibo final y Acta de liquidación.

2,02285E+12	Ampliación de redes en media tensión, baja tensión y alumbrado público para la urbanización Merecure en el municipio de Paz de Ariporo Casanare	\$ 3.305.738.706,01	Se ejecutó al 100%, mediante contrato de obra No. 241 de 2022. "CONSORCIO ALUMBRADO PAZ 2022" Acta de liquidación 24 de septiembre de 2024.
2,02285E+12	Modernización y ampliación del sistema de alumbrado público en zonas identificadas del área urbana y rural del municipio de Yopal, departamento de Casanare	\$ 13.665.982.352,00	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No 414 de 2022, "CONSORCIO ILUMINANDO YOPAL", Acta de liquidación del 24 de diciembre de 2024.
2,02201E+12	Ampliación de redes eléctricas de media y baja tensión para alumbrado público con tecnología led en el corregimiento de Tilodirán y vía mirador vereda Buena Vista, municipio de Yopal, departamento de Casanare	\$ 4.713.733.129	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No 185 de 2023 "UNION TEMPORAL BUENAVISTA" Acta de recibo final del 9 de agosto de 2024, Pendiente Acta de liquidación.
2,02201E+12	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión y montaje de transformadores para la urbanización quintas de la sabana corregimiento San José del Bubuy municipio de Aguazul, departamento de Casanare	\$ 1.006.657.473	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No 237 de 2023, "MILAR INGENIERIA EU" Acta de recibo final del 9 de septiembre de 2024. Pendiente Acta de liquidación.

2,02285E+12	Construcción de redes en media y baja tensión y alumbrado público, subestación de distribución proyecto urbanístico ciudadela Los Alcaravanes etapa 2 en el municipio de Paz de Ariporo, departamento de Casanare	\$ 736.651.547	Se ejecutó al 100%, mediante contrato de obra No 240 de 2023, "INDISCON INGENIERIA S.A.S" Acta de liquidación 16 de octubre de 2024.
2,02385E+12	Modernización (tecnología led), expansión, e independización de las redes eléctricas de alumbrado público (etapa 2) en el municipio de Tauramena	\$ 6.537.222.846	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No 268 de 2023, "CONSTRUCCIONES Y MONTAJES ENERGY S.A.S", Acta de terminación 30 de diciembre de 2024, pendiente Acta de recibo final y liquidación.
2,02301E+12	Ampliación de redes eléctricas de media y baja tensión en las veredas Bella Vista, Buena Vista, Isimena, Iguaro, Tierra Grata, La Tigrana, Guadualito, Brisas del Llano, Marenao, Guafal, La Horqueta, Caño Rico, La Vigía y Palo Negro en el municipio de Monterrey, Casanare	\$ 6.743.778.155	Se ejecuta el proyecto mediante contrato de obra No 287 de 2023, "LUIS GUILLERMO RUIZ MACHADO", estado actual suspendido, fecha de reinicio el 28 de marzo de 2025, nueva fecha prevista de terminación 21 de abril de 2025.

2,02301E+12	“Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión para la distribución de energía para alumbrado público en las veredas el triunfo y la colmena municipio de Villanueva departamento de Casanare”	\$ 1.868.159.632	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No 051 de 2024 “CONSTRU-INTERSAS”, con Acta de Recibo final del 13 de noviembre de 2024, pendiente Acta de liquidación,
2,02301E+12	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión para la ampliación del servicio de energía eléctrica en las veredas san Rafael y Picón en el municipio de Yopal, departamento de Casanare	\$ 1.704.201.933	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No 049 de 2024 “INGFOX SAS” con Acta de liquidación del 20 de noviembre de 2024.
2,02301E+12	Construcción de redes eléctricas en doble circuito a nivel de 13.2 Kv en el casco urbano del municipio de Maní, departamento de Casanare	\$ 2.5/5.916.018	Se ejecuta el proyecto mediante contrato de obra No 050 de 2024 “CIVITEL INGENIEROS P SAS” estado actual suspendido, fecha de reinicio el 16 de febrero de 2025, nueva fecha prevista de terminación el 20 de marzo de 2025.
2,02401E+12	Ampliación modernización y construcción del sistema de alumbrado público urbano a tecnología led del municipio de Hato Corozal, departamento de Casanare	\$3.017.586.335 Dpto. \$700.000.000 Hato Corozal.	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto N° 0324 del 14 de noviembre de 2024 del departamento de Casanare y Decreto No. 100.130.050 del 8 de noviembre de 2024 del Municipio de Hato Corozal.

B-GAS			
2,02101E+12	Construcción de la red troncal redes de distribución y conexiones domiciliarias de gas natural para catorce (14) veredas del municipio de Villanueva en el departamento de Casanare.	\$ 14.974.154.121	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra No. 390 de 2021 "CONSORCIO V&P 2022" con Acta de liquidación del 13 de noviembre de 2024.
2,02201E+12	Construcción de la red troncal para las veredas (La Motuz, Llano de Pérez, Caño Chiquito, La Libertad del Caribe, La Mesa y Cañardintes) y ampliación de redes de gas natural para la veredas El Muese, Brito Alto, Brisas del Muese y el área urbana de Paz de Ariporo, Casanare.	\$15.278.015.624.00	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra Nro. 167 de 2023, "CONSORCIO GAS MANARE 2023", Acta de terminación del 31 de octubre de 2024, pendiente Acta de recibo final y Acta de liquidación.
2,02301E+12	Construcción de la red troncal de gas natural para las veredas del municipio de Pore y paz de Ariporo y ampliación red de gas natural para el área urbana y rural del municipio de Pore, Casanare	\$ 15.188.584.942	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra Nro. 236 de 2023, "CONSORCIO GAS CAPITAL 2023", con Acta de terminación del 29 de noviembre de 2024, falta Acta de recibo final y Acta de liquidación.
2,02385E+12	Ampliación de la red troncal y redes de distribución de gas natural para el área rural y urbana del municipio de Aguazul, Casanare	\$ 5.660.425.125	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra Nro. 235 de 2023, DISEMCO INGENIEROS ASOCIADOS DE COLOMBIA S.A.S., Acta de liquidación del 20 de diciembre de 2024.
2,02301E+12	Construcción de redes de gas natural para las veredas Playón, Recuerdo, Playón Santo Bárbara, Buena Vista, Upamena, sector Ralconcitos del municipio de Yopal, departamento de Casanare	\$ 3.227.050.758	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra Nro. 242 de 2023 "INGECONSUL INGENIERIA SAS" con Acta de liquidación del 9 de agosto de 2024.

2,02301E+12	Construcción de redes de gas natural para las veredas la Armenia y la consigna del municipio de Maní y ampliación de redes de gas en el corregimiento de Morichal del municipio de Yopal, departamento de Casanare	\$ 2.629.909.659	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra Nro. 250 de 2023, "INFOXS.A.S" con Acta de liquidación del 27 de diciembre de 2024
2,02301E+12	Construcción de redes de gas natural en las veredas Sirivana, San Rafael de Guanapalo, Palmarito, Pirichigua, Cañas, Los Patos, San Francisco, Arenitas, del municipio de San Luis de Palenque y ampliaciones casco urbano del municipio de Trinidad, Casanare	\$ 7.506.986.395	Se ejecutó al 100% mediante contrato de obra Nro. 273 de 2023, "CONSORCIO GAS PALMARITO 2023" con Acta de liquidación del 2 de octubre de 2024.
2,02301E+12	Construcción de redes de gas natural para la vereda Moralito, Palmarito, La Virgen y Piedecuesta del municipio de Nunchía, departamento de Casanare	\$ 3.801.556.818	Se ejecuta el proyecto mediante contrato de obra Nro. 269 de 2023, "LARIOS INGENIERIA S.A.S" estado actual suspendido, fecha de reinicio el 12 de febrero de 2025, nueva fecha prevista de terminación 20 de febrero de 2025.

2,02301E+12	Construcción de redes de gas natural para la vereda san Rafael y ampliación de redes en las veredas Tasajera Verde, San Isidro, Banco Matalarga, Garzón, Brisas, Regalito, Mira Lindo del municipio de Pore, Casanare	\$ 4.754.885.666	Se Ejecutó al 100% mediante contrato de obra Nro. 276 de 2023, INGECONSUL INGENIERIA SAS con, Acta de liquidación del 29 de noviembre de 2024.
2,02301E+12	Construcción de cruce elevado para el paso de la red de gas sobre el río Pauto para el trayecto Yopal – Paz de Ariporo, departamento de Casanare”.	\$ 3.894.387.736	Se ejecuta el proyecto mediante contrato de obra Nro. 178 de 2024, CONSORCIO PAUTOGAS, fecha prevista de terminación 17 de marzo de 2025.
2,02401E+11	Construcción y ampliación de redes de gas natural para las veredas del municipio de Hato corozal y área urbana de los municipios de Hato Corozal y Paz de Ariporo Casanare	\$ 12.297.066.648	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0340 del 14 de noviembre de 2024. Se contrató mediante contrato de obra Nro. 002 del 8 de enero de 2025.

2,02401E+11	Construcción de la red de gas natural para las veredas El Pellizco, La Independencia, Miralindo, La Unión y casco urbano del municipio de Orocué, Casanare.	\$ 2.118.330.873	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0299 del 31 de octubre de 2024. Se Contrató el proyecto mediante contrato de obra Nro. 003 del 7 de enero de 2025.
2,02401E+11	Ampliación del sistema de distribución de redes de gas natural domiciliario para los municipios de Orocué, Paz de Ariporo	\$ 8.039.618.305	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0299 del 31 de octubre de 2024. Se Contrató el proyecto mediante contrato de obra Nro. 005 del 8 de enero de 2025.
2,02401E+11	Construcción y ampliación de redes de gas natural para las veredas y área urbana del municipio de Támara,	\$ 7.992.308.598	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0340 del 14 de noviembre de 2024. Se Contrató el proyecto mediante contrato de obra Nro. 004 del 1 de enero de 2025.
2,02401E+12	Construcción para la optimización red troncal de gas natural para los sectores La Pedrera, Picón, Garzón y La Unión del Municipio de Yopal. departamento de Casanare	\$ 2.759.742.878	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0351 del 19 de noviembre de 2024.

2,02401E+11	Construcción de la red de gas natural para las veredas El Pellizco, La Independencia, Miralindo, La Unión y casco urbano del municipio de Orocué, Casanare.	\$ 2.118.330.873	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0299 del 31 de octubre de 2024. Se Contrató el proyecto mediante contrato de obra Nro. 003 del 7 de enero de 2025.
2,02401E+11	Ampliación del sistema de distribución de redes de gas natural domiciliario para los municipios de Orocué, Paz de Ariporo	\$ 8.039.618.305	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0299 del 31 de octubre de 2024. Se Contrató el proyecto mediante contrato de obra Nro. 005 del 8 de enero de 2025.
2,02401E+11	Construcción y ampliación de redes de gas natural para las veredas y área urbana del municipio de Támara,	\$ 7.992.308.598	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0340 del 14 de noviembre de 2024. Se Contrató el proyecto mediante contrato de obra Nro. 004 del 1 de enero de 2025.
2,02401E+12	Construcción para la optimización red troncal de gas natural para los sectores La Pedrera, Picón, Garzón y La Unión del Municipio de Yopal. departamento de Casanare	\$ 2.759.742.878	Proyecto designado a ENERCA como ente ejecutor mediante Decreto Departamental N° 0351 del 19 de noviembre de 2024.
2,02401E+12	construcción de redes de gas natural para las veredas Santa Cruz, Buenos Aires, Cofradía, Delicias, Primavera, Barbacoas, Tamuría, La Palmita y Alto de Tamuría, y ampliación de redes para veintidós (22) veredas y casco urbano del municipio de Nunchía, departamento de Casanare	\$ 17.992.367.944	Se ejecuta el proyecto mediante contrato de obra Nro. 380 del 27 de diciembre de 2024, INGECONSUL INGENIERIA SA. Fecha prevista de terminación el 22 de agosto de 2025.

Tabla 60. Proyectos de Energía y gas natural ejecutados con Recursos de Regalías



www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN

10

**EVALUACIÓN
Y CONTROL**

10. EVALUACIÓN Y CONTROL

10.1. Ejecución del programa anual de auditorías internas 2024

Se cumplió el programa anual de auditorías internas según Acto de Gerencia 118 del 25 enero de 2024 aprobado por el Comité Coordinador de Control Interno, en el cual se ejecutaron los siguientes trabajos enfocados al logro de los objetivos Estratégicos, Calidad, Gestión de Activos, Seguridad y Salud en el Trabajo, Seguridad Vial y Cumplimiento Regulatorio, con el propósito de fortalecer los controles internos, la gestión de riesgo y la mejora continua de los procesos, como se observa a continuación:

NOMBRE DEL TRABAJO DE AUDITORÍA INTERNA	PROCESO
Verificación del cumplimiento de las disposiciones de calidad del servicio establecidas en los numerales 5.2.10, 5.2.12 y 5.2.14.3 de la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 101 032 de 2022.	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
Evaluación de la Chatarra, Contrato de Obra 210 de 2022, Contrato 241 de 2023, Contrato 234 del 2022 y Contrato 245 del 2023	5 CONTRATOS
Ampliación del sistema eléctrico de media y baja tensión y del sistema de alumbrado público en la zona urbana y centros poblados del municipio de Tauramena.	PROYECTO
Implementación de Sistemas Solares Fotovoltaicos Individuales en Zonas Rurales no Interconectadas del Municipio de Yopal, Casanare.	PROYECTO
Evaluación para el seguimiento y continuidad de la certificación de calidad de la NTC ISO 9001:2015	30 PROCESOS
Evaluación para el seguimiento del nivel de implementación de los requisitos mínimos de la Resolución 1072:2015.	30 PROCESOS
Evaluación para el seguimiento del nivel de implementación de los requisitos de Ley 1503 de 2011 sobre Seguridad Vial.	30 PROCESOS
Evaluación al Modelo Seguridad Y Privacidad a La Información -MSPI basado en las normas NTC-ISO 27001:2022, 27002:2022 y 27005:2022	30 PROCESOS

Evaluación para el seguimiento al cumplimiento del Decreto 2157 de 2017 del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres para Energía Eléctrica y Gas Natural.	8 PROCESOS
Evaluación de la gestión de riesgos de origen eléctrico.	GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
Evaluación NTC 3728 DE 2011 GAS	GERENCIA DE GAS
Evaluación para la Verificación de la conformidad del sistema de gestión de activos con los requisitos de la NTC ISO 55001:2014.	30 PROCESOS
Evaluación para el seguimiento al cumplimiento de la Resolución 5018 de 2019.	8 PROCESOS
Seguimiento semestral de Evaluación del Sistema de Control Interno	30 PROCESOS
Seguimiento al cumplimiento de los Planes de Mejoramiento	9 PROCESOS
Seguimiento al cumplimiento de los Planes de Acción y Planes Institucionales	30 PROCESOS
Seguimiento a posibles actos de corrupción.	DENUNCIA SEGURA
Verificación de Control Interno Contable	CONTADURÍA GENERAL DE LA NACIÓN
Seguimiento SIA-OBSERVA	CONTRALORIA GENERAL
Seguimiento SIRECI	CONTRALORIA GENERAL Y DNP
Seguimiento a reporte de formatos SUI	731 REPORTES
Seguimiento a lo reportado en el aplicativo SECOP	CONTRATACIÓN
Seguimiento sobre peticiones, quejas, sugerencias y reclamos	1 PROCESO
Seguimiento al Sistema de Integrado de Gestión del Riesgo	30 PROCESOS
4 informes de seguimiento a la austeridad en el gasto	DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO
Seguimiento a la Estrategia Anticorrupción y de Atención al Ciudadano	30 PROCESOS
Seguimiento al Comité de Conciliación	1 PROCESO
Arqueo de Caja Menor (semestral)	GERENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA

Tabla 61 Plan de Trabajo Ejecutado de Auditoría Interna

10.2. Resultados del Seguimiento al Plan de Acción y Planes Institucionales

Durante la vigencia 2024 se formularon 41 planes de acción por las Gerencias, como resultado de consolidados de los seguimientos a la gestión de estrategias y actividades con corte a 31 de diciembre de 2024 por la Oficina de Control Interno asociado a los criterios aplicados y evaluados en términos de Resultado, Oportunidad y Calidad de la Información, como se observa en la tabla, donde los resultados corresponden a la siguiente sema-

forización: **verde (cumple) (100% - 80%)** **amarillo (cumple parcialmente) (79% - 60%)** y **rojo (no cumple) (Menor o Igual a 59%)**:

GERENCIA	PLANES ACCIÓN 2024	AVANCE PROGRAMADO	AVANCE EJECUTADO
GERENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA	GESTIÓN DOCUMENTAL	6	78%
	GESTIÓN HUMANA	5	95%
	SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO	5	96%
	GESTIÓN DE BIENES Y SERVICIOS	4	88%
	GESTIÓN FINANCIERA	15	97%
GERENCIA COMERCIAL	GESTIÓN CLIENTES	4	83%
	TRANSACCIONES COMERCIALES	4	60%
	RECAUDO y CARTERA	10	64%
	FACTURACIÓN	4	75%
	GESTIÓN PÉRDIDAS	4	32%
GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN	PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE ENERGÍA	11	63%
	CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA	7	88%
	MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE ENERGÍA	24	75%
	OPERACIÓN DEL SISTEMA DE ENERGÍA	3	73%
GERENCIA DE GAS	PLANEAMIENTO DEL SISTEMA GAS	6	0%
	CALIDAD DEL SERVICIO DEL SISTEMA DE GAS	3	53%
	OPERACIÓN MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE GAS	3	100%
GERENCIA GENERAL	DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO	17	100%
	Prensa y Comunicaciones	7	100%
	PLANEACIÓN Y PROYECTOS	5	60%
	GESTIÓN AMBIENTAL	6	0%
	REGULACIÓN	2	80%
	SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN	5	40%
	MACROPROCESO GESTIÓN DE TECNOLOGÍA E INFORMÁTICA	9	90%
	GESTIÓN ACTIVOS	7	80%
	GESTIÓN DE CONTRATACIÓN	9	100%
	SUPERVISIÓN E INTERVENTORÍA	7	100%

Tabla 62 Cumplimiento del Plan de Acción 2023

PLANES INSTITUCIONALES 2024	AVANCE PROGRAMADO	AVANCE EJECUTADO
Plan de Medios	100%	100%
Plan de Capacitación	95%	95%
Plan de Bienestar	100%	100%
Plan Institucional de Archivos de la Entidad -PINAR	78%	78%
Plan Estratégico de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones	18	92%
Plan Riesgos de Desastres y de Continuidad del Negocio EE	33	80%
Plan de acción RETIE	3	94%
Plan de Operación y Mantenimiento de Redes Energía Eléctrica	424	96%
Plan de Operación y Mantenimiento de Subestaciones	100%	100%
Plan Estratégico de Gestión de Activos (PEGA)	100%	100%
Plan de Inversión Distribución Energía Eléctrica	22 PROYECTOS 2023-2024	35%
Plan Anticorrupción y Atención al Ciudadano	80%	80%
Plan Riesgos de Desastres y de Continuidad del Negocio Gas Natural	33	80%
Plan de Trabajo GNV	27	100%
Plan de Operación de GAS	71	100%
Plan de Gestión Pérdidas de Gas Natural	12	100%

Tabla 63. Avance Planes Institucionales 2024

Plan de Trabajo de Revisiones Periódicas	8104	130%
Plan de Mantenimiento de GAS	69	100%
Plan de Inversión Distribución GAS	90%	100%
Plan de Trabajo Anual en Seguridad y Salud en el Trabajo	271	100%
Programa de Riesgo Eléctrico	12	100%
Plan de Trabajo de Seguridad Vial	183	97%
Plan de Mantenimiento Locativo	100%	100%
Programa de Auditorías	42	100%

Tabla 63. Avance Planes Institucionales 2024

10.3. Resultados de las Auditorías Externas 2024.

• Durante el mes de abril de 2024, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD realizó verificación de cumplimiento a Gestión del Riesgo de Origen Eléctrico (GROE) de ENERCA S.A E.S.P., vigencia 2023, no presentó observaciones al GROE.

• Los días 27 al 31 de mayo de 2024, el ente certificador Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC, realizó auditoría de calidad y sistema de gestión de activos basada en riesgos, haciendo seguimiento y continuidad de la certificación de calidad de la NTC ISO 9001:2015 para distribución y comercialización de energía eléctrica y gas natural y otorgamiento de certificación NTC ISO 55001:2014 para distribución y comercialización de energía eléctrica en los nivel de tensión 4 y 3 de STR y SDL del departamento de Casanare; como resultado de la auditoría del ICONTEC, formuló un informe con hallazgos y oportunidades de mejora; en consecuencia, los procesos formularon acciones correctivas en las cuales se trabajó para el cierre de las mismas.

• Durante el año 2024 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD realizó seguimiento al Plan de Acciones Correctivas que formuló en la visita los días 7 al 9 de junio de 2023 de la evaluación integral al servicio de Energía Eléctrica de la vigencia 2022.

• Durante el mes de junio de 2024, la Contraloría Departamental de Casanare realizó auditoría de cumplimiento a la gestión presupuestal de ENERCA S.A E.S.P., vigencia 2023. Como producto de su auditoría determina un hallazgo de tipo administrativo en el Informe Final, el ente de control aprobó un plan de mejoramiento en el cual se trabajó para el cierre de las acciones según fechas estipuladas.

• Durante el mes de mayo de 2024, XM Compañía de Expertos en Mercados S.A E.S.P., por medio de TRAI-NING CORPORATION S.A.S., realizó auditoría en la verificación del cumplimiento de las disposiciones de calidad del servicio establecidas en los numerales 5.2.10, 5.2.12 y 5.2.14.3 de la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 101 032 del 2022 de la vigencia 2023, presentó informe detallado en el cual se formulan algunas observaciones y conclusiones.

• Durante el mes de mayo de 2024, Compañía Positiva ARL, por medio de INNOVAGEST, realizó auditoría en la verificación del cumplimiento del Sistema de Gestión de la organización respecto a los requisitos establecidos en el Decreto 1072 de 2015 y Resolución 0312 de 2019 para la EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE S.A E.S.P., de la vigencia 2024, de esto presentó informe detallado en el cual se formulan algunas recomendaciones y conclusiones.

• El Departamento Nacional de Planeación- DNP, realizó evaluación de seguimiento por medio del Sistema de Monitoreo, Seguimiento, Control y Evaluación (SMSCE) de proyectos que fueron objeto de inspección, donde ENERCA S.A E.S.P. es ejecutora de acuerdo a unos lineamientos de evaluación realiza suscripción de Procedimiento Administrativo de Control para los siguientes proyectos BPIN: 201800585003,2021005850056,2021005850087 y 2023850100005.

10.4. Planes de Mejoramiento suscritos con los Entes de Control

A 31 de diciembre de 2024, en cuanto a Planes de Mejoramiento suscritos con los entes de control, como resultado de las acciones de mejora implementadas por los responsables e incluidas en los informes realizados a los mismos, se logró el siguiente estado en la implementación de dicho plan de mejoramiento:

ENTES DE VIGILANCIA Y CONTROL	HALLAZGOS	ABIERTO	CERRADO
CONTRALORÍA DEPARTAMENTAL DE CASANARE	3	1	2
SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS (Evaluación integral al servicio de Energía Eléctrica)	15	2	13

Tabla 64. Planes de Mejoramiento 2024

10.5. Resultados de la Evaluación del Sistema de Control Interno.

El Sistema de Control Interno de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE S.A. E.S.P., armonizó el Modelo Estándar de Control Interno con los sistemas de gestión integrados e implementados en la entidad, el cual, determina conformidad y eficiencia en el sistema de gestión y asegura cumplimiento de los objetivos estratégicos, los requisitos legales, reglamentarios, contractuales aplicables en el alcance de los sistemas de gestión.

Al contar con un Sistema de Gestión de Calidad certificado por el ICONTEC bajo los requisitos NTC ISO 9001:2015 para distribución y comercialización del Servicio de Energía Eléctrica y GAS Natural y estando este articulado con las dimensiones y políticas del Modelo Integrado de Planeación y Gestión- MIGP, asegura que todos los componentes del Sistema de Control Interno se encuentren operando juntos de manera integrada y continua.

En la actualidad estamos certificados en sistema de gestión de activos bajo los requisitos de la norma NTC ISO 55001:2014 para el Sistema de Gestión de Activos (SGA) de distribución y comercialización de energía eléctrica en los niveles de tensión 4 y 3 de STR y SDL del departamento de Casanare de ENERCA S.A E.S.P.

La calificación del Sistema de Control Interno se realizó mediante la aplicación de la metodología de evaluación semestral del Departamento Administrativo de la Función Pública a cada uno de los principios relacionados con cada componente.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos:



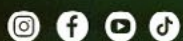
Gráfico 52. Evaluación del Sistema

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la evaluación del Sistema de Control Interno, se formularon oportunidades de mejora y recomendaciones orientadas a mitigar la probabilidad de materialización del riesgo y creación de controles para garantizar el cumplimiento de la Misión, Objetivos Estratégicos, alcance de metas y marco regulatorio.

10.6. Seguimiento a la Línea Segura.

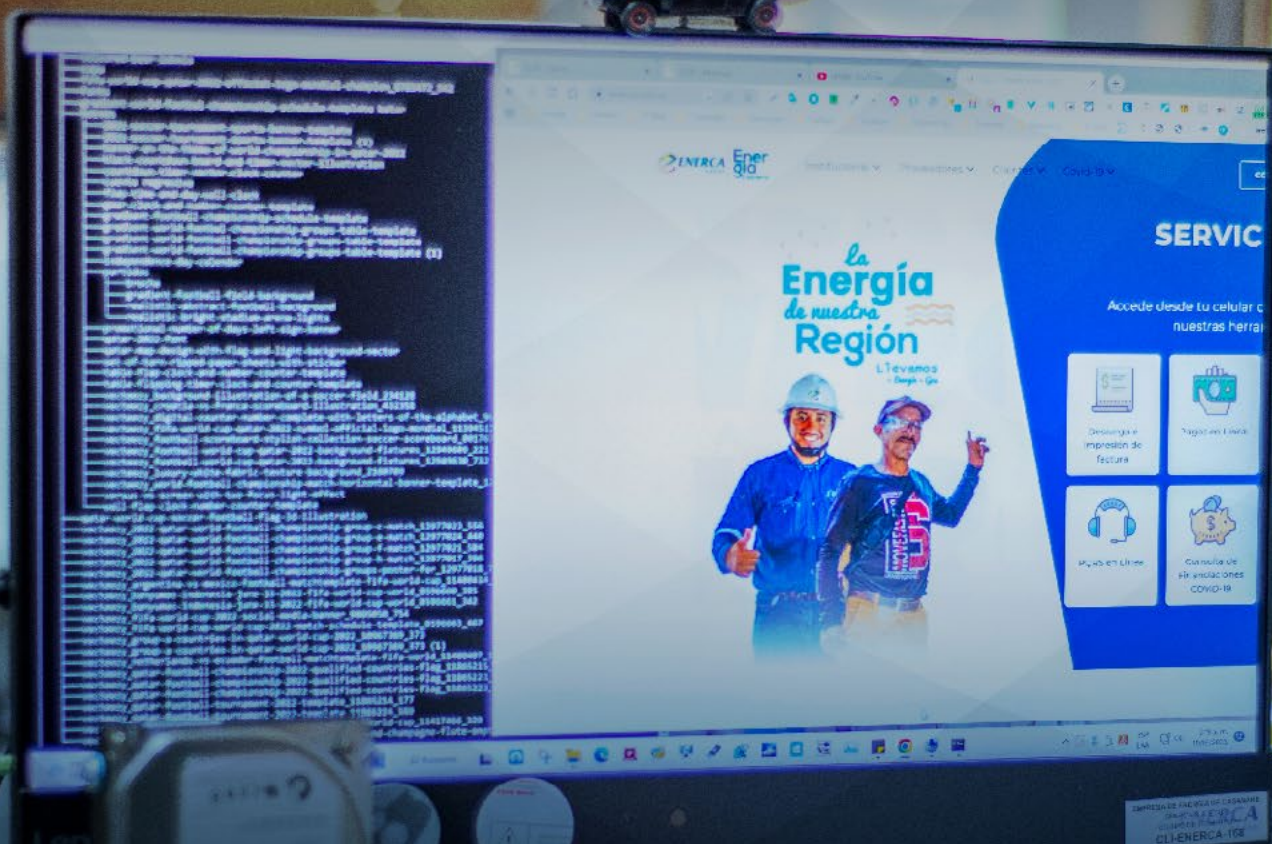
Durante el año 2024 se continuó con el mecanismo de línea segura para reportar acciones éticas o antiéticas de funcionarios, contratistas y defraudación de fluidos a través de nuestro canal website por medio del link Línea segura o por nuestras líneas telefónicas 3142967716 y 018000910182, en los cuales se registraron 153 reportes y fueron atendidos y gestionados 119.





www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN



11

GESTIÓN
DE TECNOLOGÍA

11.1. Gestión presupuesto TIC

En la vigencia 2024, ENERCA S.A. E.S.P. invirtió aproximadamente \$ 1.800.000.000 en tecnologías de la información, con el objetivo de garantizar, soportar y mejorar la eficiencia, productividad y competitividad en los procesos misionales internos y de relacionamiento con el cliente. Las inversiones se centraron principalmente en el soporte, actualización y modernización de la infraestructura tecnológica.

Las inversiones se clasificaron en las siguientes categorías:

1. **Infraestructura Tecnológica:** Se invirtió un total de \$ 280.000.000 en la actualización y modernización de la infraestructura tecnológica, incluyendo la renovación de servidores, almacenamiento y redes.
2. **Soporte a las Aplicaciones:** Se invirtió un total de \$ 1.120.000.000 en el soporte, actualización e implementación de nuevas soluciones de software y aplicaciones, incluyendo sistemas de relacionamiento con el cliente, el arrendamiento del ERP Financiero administrativo y los diferentes sistemas de Gestión de Distribución.
3. **Capital Intelectual TI:** Se invirtió un total de \$ 250.000.000 en la contratación de talento TI con el conocimiento y experiencia requeridas para garantizar la operatividad de la plataforma tecnológica de la Empresa.
4. **Seguridad Perimetral y Protección de Datos:** Se invirtió un total de \$ 150.000.000 en la implementación de medidas de seguridad de la información y protección de datos, incluyendo la implementación de sistemas de detección de intrusos y sistemas de cifrado de datos.

Las inversiones en tecnologías de la información realizadas en la vigencia 2024 han generado principalmente mejoras en la seguridad y protección de datos entre otras más.

11.2. Cumplimiento PETIC

En el año 2024 concluyó el cuatrienio del Plan Estratégico de tecnologías de la Información de la Empresa, donde en su estado actual encontramos un:

- Importante avance en estrategia y gestión: La mayoría

de las iniciativas estratégicas y de gobernanza de TI han logrado un avance del 100%, lo que denota un buen desempeño en aspectos clave.

- **Fortalecimiento del centro de datos:** Se encuentra una importante oportunidad de mejora en los aspectos relacionados a la gestión del centro de datos de la empresa.
- **Avance en transferencia tecnológica:** Aunque el avance en el plan de transferencia tecnológica alcanza el 70%, requiere un enfoque adicional para integrar los sistemas misionales de manera efectiva

Lo anterior permite trazar para el siguiente cuatrienio nuevos retos, pero también nos obliga a mantener la operatividad en los niveles previamente presentados.

ENERCA S.A E.S.P. encuentra nuevos retos relacionados no solo a la normatividad propia del sector de servicios públicos, sino también a normatividad general, como lo son: Implementación de facturación electrónica, los nuevos Modelos de Gestión de Pérdidas, las inversiones en activos requeridas por los entes reguladores y los nuevos negocios en energías limpias o alternativas; estos nos exigen la actualización y mejoramiento en todos los procesos para el cumplimiento de los objetivos. Parte de estos cambios están enfocados al desarrollo pleno de los procesos transversales de apoyo, como son el de tecnología e informática que administra el activo más importante de toda empresa, la información.

Si bien, en el cuatrienio anterior teníamos como meta implícita el encaminar el proceso de Tecnología e Informática como un facilitador para la gestión empresarial, ahora debemos enfocarnos en mantener este nivel de operaciones y buscar una mejora continua, articulada en las nuevas tecnologías y en la modernización, no solamente desde el ámbito del Software o del Hardware, sino también, de los procesos y políticas.

Es muy importante que la compañía continúe destinando los recursos para el mejoramiento y actualización tecnológica, con el ánimo de cumplir con lineamientos como el de gobierno en línea, políticas de cero papel, facturación electrónica, protección de datos personales, seguridad informática y Seguridad y Privacidad de la información, al igual para cumplir con las directrices que se generan desde las entidades que nos regulan y que de no hacerse pueden causar situaciones en donde la compañía puede verse inmersa en multas o sanciones que finalmente

pueden perjudicar seriamente el funcionamiento de la compañía.

Debe, igualmente, brindar apoyo suficiente al proceso de tecnología e informática, para que desde éste se lideren finalmente proyectos enfocados a la eficiencia y efectividad de su gestión, utilizando como medio, las diferentes soluciones tecnológicas, que facilitarán enormemente el cumplimiento de su objeto misional.

11.3. Diseño e implementación del sistema de Seguridad y Privacidad de la Información

Teniendo en cuenta la adopción del MSPI donde debemos propender y velar principalmente por proteger la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información; garantizar la privacidad y seguridad de los datos personales y sensibles y cumplir con la normatividad y los estándares de seguridad y privacidad de la Información, la Oficina Asesora de sistemas responsable de la Implementación del Modelo de SPI, en su primer año de implementación realizó las siguientes actividades:

ITEM	ACTIVIDAD REALIZADA	% EJECCION
1	Diagnóstico del estado actual de la gestión de seguridad y privacidad de la información al interior de la Empresa.	100%
2	Determinar el nivel de madurez del Modelo y de los controles de seguridad de la información en la Empresa	100%
3	Identificación del avance de la implementación del ciclo de operación al interior de la Empresa.	100%
4	Identificación del nivel de cumplimiento con la legislación vigente relacionada con protección de datos personales.	100%
5	Identificación del uso de buenas prácticas en ciberseguridad.	100%
6	Creación del Comité de Seguridad y Privacidad de la Información – SPI	100%
7	Elaboración del Plan de Seguridad y Privacidad de la información alineado con los objetivos Estratégicos.	90%
8	Elaboración del Plan de Tratamiento de Riesgos de Seguridad y privacidad de la Información	90%
9	Definición de roles y responsabilidades de la SPI	90%
10	Documento de Diagnostico de los activos	50%
11	Documento con la Política de Privacidad de la Información	50%

Tabla 65. Actividades realizadas de seguridad y privacidad de la información

11.4. Aspectos destacados y otros proyectos TI

ENERCA S.A. E.S.P., ha venido transformado sus servicios internos y externos mediante la implementación e innovación tecnológica en sus procesos y, debido a la transformación digital globalizada hemos dado un paso más hacia la utilización de tecnologías digitales, sociales, móviles y emergentes.

Por lo anterior, en este último año la alta dirección en liderazgo con la oficina Asesora de Sistemas de Información, además de continuar con la operatividad de los sistemas de información ya afinados y en uso, ha fomentado la innovación, incorporando aplicaciones de vanguardia a nivel transaccional y de repositorios de información en la nube e incentivando un mayor uso de la tecnología para mejorar la experiencia del cliente interno, proveedores, socios y partes interesadas de la Empresa.

Por este motivo, la Gerencia General, en coordinación con la Oficina Asesora de Sistemas de Información – OSI, lideró, implementó y acompañó en el año 2024 las siguientes herramientas y desarrollos tecnológicos así:

© Implementación Documento Equivalente electrónico:

Teniendo en cuenta la regulación de la DIAN, el pasado 01 de noviembre del 2024 se dio inicio al proceso de facturación de los servicios prestados de (Energía y GND) mediante el documento electrónico equivalente, servicio contratado por CADENA S.A. para que encripte la información y con seguridad especial viaje a la DIAN, como se ha requerido regulatoriamente y que a su vez ha permitido que a cada usuario debidamente registrado en la empresa se le allegue mediante el correo electrónico su documento Equivalente del servicio, sirviendo también de repositorio de información en la nube para la Empresa.

© Implementación SPARD® Connect 075:

Es un sistema de información digital en el que se encuentra toda la información necesaria para la asignación de capacidad de transporte a los proyectos clase 2, incluyendo la documentación, procedimientos y reglas relacionadas con las diferentes etapas del proceso, sirviendo también de repositorio de información en la nube para la Empresa

© Actualización Sistema de Seguridad Perimetral –

Fortinet es un sistema de seguridad perimetral integral para proteger las redes y sistemas de información contra amenazas cibernéticas; la empresa dentro de sus compromisos con la SPI implementó este sistema desde el año 2020 y este año ha realizado una actualización importante que nos permitió fortalecer este campo mediante con los siguientes componentes:

1. FortiGate: Es el dispositivo de seguridad perimetral principal que ofrece firewall, VPN, antivirus, antispysware, y control de aplicaciones.

2. FortiCloud: Servicio basado en la nube que optimiza la implementación, la administración y la elaboración de informes para los productos de FortiGate y de acceso unificado. Es una solución simple que proporciona los conceptos básicos de administración y configuración.

3. Analysis and Log Retention: Retención de Log o reportes de ciberseguridad en la nube hasta por 3 años. La implementación de estos componentes dentro del sistema de seguridad perimetral no trae los siguientes beneficios:

- Protección contra amenazas cibernéticas avanzadas, como ransomware, malware, y ataques de denegación de servicio (DoS).
- Control de aplicaciones: Permite controlar y monitorear el tráfico de aplicaciones para garantizar la seguridad y la productividad.
- Gestión centralizada: Permite la gestión centralizada de múltiples dispositivos y sistemas de seguridad.
- Análisis de logs y amenazas: Permite recopilar, almacenar y analizar los logs de seguridad para identificar amenazas y vulnerabilidades.
- Escalabilidad y flexibilidad: Soluciones escalables y flexibles para adaptarse a las necesidades de seguridad de las empresas.

Por lo anterior, la empresa ha mejorado la seguridad de la información mediante la protección avanzada de amenazas cibernéticas, ha reducido el riesgo de ataques cibernéticos y violaciones de seguridad, ha mejorado la productividad permitiendo controlar y monitorear el trá-

fico de aplicaciones para garantizar la productividad y finalmente, facilita la gestión mediante la centralización de múltiples dispositivos y sistemas de seguridad.





www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN

COMUNICACIONES Y PRENSA

12

12. COMUNICACIONES Y PRENSA

La Oficina de Prensa y Comunicaciones de ENERCA S.A. E.S.P. planeó y ejecutó el plan de medios correspondiente al año 2024, enfocado en la divulgación y difusión de las actividades y eventos de cada una de las gerencias de la entidad. La comunicación interna y externa continúa siendo la base fundamental para llegar de manera positiva a la opinión pública, mediante actividades y productos periodísticos que contribuyen al mejoramiento de la imagen institucional de ENERCA S.A. E.S.P.

Los principales medios de difusión de la empresa son: la página web oficial www.enerca.com.co, así como sus cuentas en redes sociales: Facebook (Empresa de Energía de Casanare) e Instagram (@enerca_sa_esp), a través de las cuales se publica información de interés, como boletines de prensa, mantenimientos programados, trabajos del día a día, campañas institucionales, fallas ocasionales, entre otros.

Estrategias implementadas de acuerdo con el plan de medios 2024.

Mejoramiento de la imagen de Enerca S.A. E.S.P.:
Desde el inicio del período de referencia, nos hemos enfocado en fortalecer la imagen corporativa de Enerca S.A. E.S.P. mediante diversas estrategias de comunicación. Entre los logros más destacados se incluyen:

- Diseño de la identidad visual corporativa, que abarca el refuerzo del logo y la imagen institucional. Implementación de estrategias orientadas a la identidad, el medio ambiente y el arraigo cultural, con el objetivo de mejorar la percepción pública de la empresa y reforzar su compromiso con la comunidad.

Acercamiento con Medios de Comunicación Departamentales:

Durante la vigencia 2024, hemos trabajado arduamente para fortalecer nuestras relaciones con los medios de comunicación departamentales. Este esfuerzo se ha materializado a través de:

- Establecimiento de alianzas estratégicas con medios de comunicación clave, que incluyen prensa escrita, televisión y radio.
- Organización de Planes de Medios y grupos específicos mediante canales como correos electrónicos y WhatsApp, para mantener a los medios informados sobre las actividades y logros de la empresa.
- Participación activa en entrevistas y programas de radio y televisión para difundir información relevante sobre los servicios y proyectos de Enerca S.A. E.S.P.



Difusión Comercial de los Servicios de Gas Natural y Energía Eléctrica:

Uno de nuestros principales objetivos ha sido promover los servicios de gas natural y energía eléctrica entre la población. Para lograrlo, hemos llevado a cabo diversas acciones, entre las que destacan:

- Elaboración y difusión de material promocional, como vídeos y anuncios publicitarios, para informar a los clientes sobre los beneficios de nuestros servicios.
- Realización de campañas de sensibilización sobre el uso eficiente de la energía y la importancia del gas natural como fuente de energía limpia.

la
Energía
de nuestra
Región



www.enerca.com.co

2024
INFORME DE GESTIÓN



13

**SITUACIÓN
FINANCIERA**

13.1. Aspectos financieros vigencia 2024

La Empresa de Energía de Casanare S.A. ESP preparó sus estados financieros a 31 de diciembre de 2024 dando cumplimiento a lo establecido en el Marco Normativo para Empresas que no Cotizan en el Mercado de Valores, y que no Captan ni Administran Ahorro del Público (Resolución 414 de 2014 y su modificatoria v8 según la Resolución 286 de 2023), el cual hace parte integral del Régimen de Contabilidad Pública expedido por la Contaduría General de la Nación.

Así como la Resolución 139 de 2015 y sus modificaciones, que contienen el Catálogo General de Cuentas para empresas que no cotizan en el mercado de valores, y que no captan ni administran ahorro del público. Estos estados financieros se presentan en pesos colombianos, que es también la moneda funcional de la Empresa.

La empresa para al cierre del año 2024 generó pérdidas en el ejercicio, sin embargo, el resultado positivo de los años 2022 y 2023, dejan entrever que la empresa tiene la capacidad de recuperación con la adopción de acciones tendientes a minimizar costos de la entidad e incrementar ingresos.

El resultado negativo fue jalonado principalmente por los altos costos por la exposición a bolsa, el cual fue cercano al 40% y los ingresos de distribución reflejados en el cargo ADD disminuyeron. Adicionalmente, los costos por operación y mantenimiento también tuvieron un incremento significativo como resultado del deterioro de las redes, el incremento de usuarios y entrada en operación de más kilómetros de redes.

Desde el punto de vista de los Estados Financieros individuales del año 2024, debe señalarse que, a pesar del resultado negativo, el Estado de Situación Financiera Individual muestra un leve incremento del 2.72% con respecto al año anterior, como se detalla a continuación:

13.2. Estado de situación financiera individual (en millones):

13.2.1. Activo

Estado de Situación Financiera Individual					
	Notas	31/12/2024	31/12/2023	Variación \$	Variación %
ACTIVO					
ACTIVO CORRIENTE					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5	809	4,140	-3,331	-80.46%
Cuentas por Cobrar	7	51,110	46,032	5,078	11.03%
Inventarios	9	5,263	3,879	1,384	35.68%
Otros Derechos y Garantías	16	18,354	23,656	-5,302	-22.41%
Total Activos Corrientes		75,536	77,707	-2,171	-2.79%
ACTIVO NO CORRIENTE					
Cuentas por Cobrar	7	14,397	11,238	3,159	28.11%
Propiedad Planta y Equipo	10	197,947	191,657	6,290	3.28%
Activos Intangibles	14	116	116	0	0.00%
Activo por Impuesto Diferido	16-35	980	619	361	58.32%
Total Activos no Corrientes		213,440	203,630	9,810	4.82%
TOTAL ACTIVO		288,976	281,337	7,639	2.72%

Tabla 66. Estado de situación financiera individual de activo

De acuerdo con lo evidenciado en la tabla anterior el total de activos tuvo un incremento del 2.72% con una variación en pesos de \$7.639 millones. Lo anterior influenciado principalmente por el crecimiento en las cuentas por cobrar como consecuencia del incremento en el volumen de ventas y el giro pendiente de subsidios por parte del Ministerio de Minas el cual supera los 26.000 millones de pesos. El efectivo se disminuyó considerablemente al cierre del ejercicio como consecuencia del pago de obligaciones contraídas por la empresa en el desarrollo de su objeto social.

El total de activos corrientes disminuyó levemente con respecto al año anterior en un 2.79% jalonado por la reducción del efectivo y la reducción de los otros derechos y garantías representados en menos valores prepagados para la compra de energía y para cubrir los cargos por uso.

En cuanto a los activos no corrientes, la propiedad planta y equipo tuvo un incremento del 3.28%, como consecuencia de la incorporación a los activos de los proyectos de inversión ejecutados en cumplimiento a planes regulatorios.

13.2.2. Pasivo y Patrimonio

Estado de Situación Financiera Individual					
	Notas	31/12/2024	31/12/2023	Variación \$	Variación %
PASIVOS					
PASIVOS CORRIENTES					
Prestamos por Pagar	20	-	4,041	-4,041	-100.00%
Cuentas por Pagar	21	81,644	51,921	29,723	57.25%
Beneficios a Empleados	22	751	695	56	8.06%
Provisiones	23	278	472	-194	-41.10%
Otros Pasivos	24	4,833	5,257	-424	-8.07%
Total Pasivos Corrientes		87,506	62,386	25,120	40.27%
PASIVOS NO CORRIENTES					
Otros Pasivos	24	1,258	1,270	-12	-0.94%
Pasivo por Impuesto Diferido	24-35	30,840	32,467	-1,627	-5.01%
Total Pasivos no Corrientes		32,098	33,737	-1,639	-4.86%
TOTAL PASIVO		119,604	96,123	23,481	24.43%
PATRIMONIO					
Capital Suscrito y Pagado	27	102,152	102,152	0	0.00%
Reservas		11,332	9,880	1,452	14.70%
Resultados de Ejercicios Anteriores		71,343	58,664	12,679	21.61%
Resultado del Ejercicio		-15,455	14,518	-29,973	-206.45%
TOTAL PATRIMONIO		169,372	185,214	-15,842	-8.55%
TOTAL PASIVO MAS PATRIMONIO		288,976	281,337	7,639	2.72%

Tabla 67. Estado de situación financiera individual pasivo y patrimonio

Tal como nos muestra la tabla anterior, el total del pasivo se incrementó en un 24.43% con respecto al año anterior.

Esto influenciado principalmente por las cuentas por pagar las cuales se incrementaron en un 57.25%, que en pesos equivale a \$29.723 millones de pesos.

Los pasivos corrientes al cierre del mes de diciembre de 2024, al igual que el total del pasivo también sufrieron un incremento del 40.27% como consecuencia del incremento de las cuentas por pagar.

Se observa que, al cierre del periodo contable la empresa refleja iliquidez, teniendo en cuenta que se esperaba el giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas el cual a la fecha de cierre superaba los 26.000 millones de pesos y se debió cubrir en su totalidad los créditos de tesorería los cuales a diferencia del año anterior, no podían pasar para la siguiente vigencia.

Estas variables generaron el comportamiento negativo en el total del pasivo corriente.

Por otro lado, el total del patrimonio tuvo una reducción del 8.55% con respecto al año 2023, influenciada por el resultado en el ejercicio, la cual fue negativa. El resultado del ejercicio año 2024, generó una pérdida de \$15.455 millones de pesos.

Con el siguiente gráfico podemos observar el comportamiento de los dos últimos años del activo, pasivo y patrimonio de la entidad. Es así que, el activo se ha incrementado de \$281.337 en 2023 a \$288.976 en 2024.

El pasivo tuvo un incremento de \$23.483 millones de pesos con respecto al año 2023 y el patrimonio pasó de \$185.215 millones a \$169.372 millones de pesos en 2024.

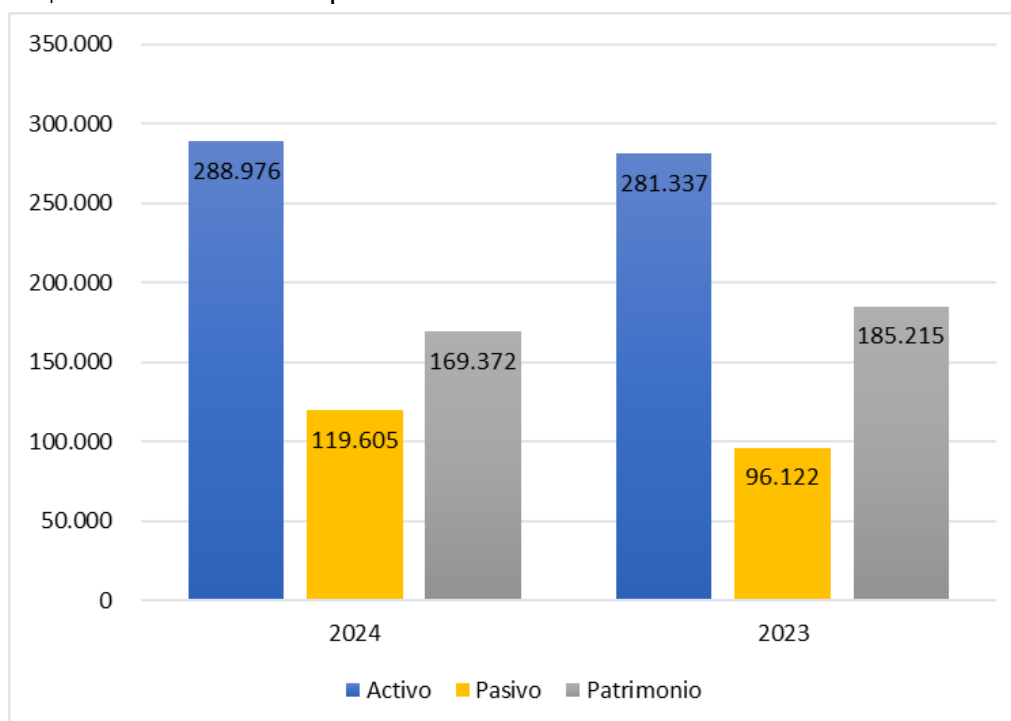


Gráfico 53. Comparativo Estado de Situación Financiera Individual

13.3. Estado del resultado integral individual (en millones):

El resultado del ejercicio al cierre del mes de diciembre de 2024 muestra una desmejora significativa en los indicadores de resultado de la entidad con respecto al mismo cierre del año anterior. Como se puede ver en la tabla siguiente, los ingresos de actividades ordinarias se incrementaron en un 8.57%, mientras que los costos se incrementaron en un 18.83% con respecto al mismo cierre del año anterior. Esto evidencia que los costos estuvieron muy por encima con respecto al incremento presentado en los ingresos.

Estado del Resultado Integral Individual					
	Notas	01/ene/2024 a 31/dic/2024	01/ene/2023 a 31/dic/2023	Variación \$	Variación %
Ingresos de Actividades Ordinarias	28	418,760	385,721	33,039	8.57%
Costo de Ventas	30-31	-407,590	-343,008	-64,582	18.83%
Utilidad Bruta		11,170	42,713	-31,543	-73.85%
Gastos de Administración y Operación	29	-16,265	-15,246	-1,019	6.68%
Deterioro, Depreciaciones, amortizaciones y provisiones	29	-1,962	-829	-1,133	136.67%
Utilidad Operacional		-7,057	26,638	-33,695	-126.49%
Ingresos Financieros	28	1,049	50	999	1998.00%
Gastos Financieros	29	-3,488	-2,573	-915	35.56%
Otros Ingresos	28	4,604	4,907	-303	-6.17%
Otros Gastos	29	-1,438	-1,832	394	-21.51%
Resultado del Periodo Antes de Impuestos		-6,330	27,190	-33,520	-123.28%
Gasto/Ingreso por Impuesto a las Ganancias	35	-9,125	-12,672	3,547	-27.99%
Resultado del Periodo		-15,455	14,518	-29,973	-206.45%
Otro Resultado Integral					
Ganancias o Perdidas otro resultado integral		0	0	0	0.00%
Total Otro Resultado Integral		0	0	0	0.00%
Resultado Integral Total		-15,455	14,518	-29,973	-206.45%

Tabla 68. Estado de resultados integral

A manera de detalle se analiza la composición de los ingresos más representativos y su participación dentro del total de cada renglón del Estado de Resultados.

13.3.1. Detalle de los ingresos

Ingresos por Prestación de Servicios Valores expresados en millones de pesos				
	dic-24	dic-23	Variación \$	Variación %
Ingresos Comercialización de Energía	351,396	276,883	74,513	26.91%
Ingresos STR	23,823	22,508	1,315	5.84%
Ingresos SDL	8,119	8,528	-409	-4.80%
Ingresos CPROG	1,541	2,895	-1,354	-46.77%
Ingresos ADD	19,330	62,770	-43,440	-69.21%
Gas Combustible	15,087	12,101	2,986	24.68%
Otros Servicios	1,091	1,227	-136	-11.08%
Venta bienes comercializados	142	354	-212	-59.89%
Devoluciones en Ventas	-1,769	-1,545	-224	14.50%
Total	418,760	385,721	33,039	8.57%

Tabla 69. Detalle de ingresos

Como se observa en la tabla anterior, los ingresos por comercialización de energía tuvieron un incremento del 26.91% con respecto al año anterior. Los demás ingresos no muestran recuperación, por el contrario, sufrieron decremento principalmente el de cargos ADD, que disminuyó en 43.440 millones de pesos, 69.21% menos que el año anterior. El negocio de gas incrementó sus ingresos en 24.68%, sin embargo, estos no son suficientes para cubrir los altos costos.

Es necesario considerar que el cambio regulatorio dado con la nueva metodología de remuneración, a través de la Resolución CREG 015 de 2018 (cuya implementación para Enerca S.A. E.S.P. sucedió en 2022 una vez aprobados los nuevos cargos), trajo consigo implicaciones financieras positivas para la empresa; sin embargo, como se puede ver en la tabla de ingresos para el año 2024 su reducción fue significativa. Debe advertirse que del cumplimiento de la ejecución de los Planes de Inversión en los años siguientes depende, en gran medida el futuro financiero de la Compañía, toda vez que para mantener los niveles de remuneración se requiere mantener también activos y en ejecución los Planes de Inversión, lo que conlleva como exigencia un mayor esfuerzo presupuestal en cada periodo fiscal.

Con respecto a los costos por prestación de servicios, estos reflejan un incremento del 16.88% acorde con el crecimiento normal del negocio, los cuales comparados con el ingreso por prestación de servicios dejan un margen de utilidad bruta por valor de \$42.713 millones de pesos, superior al año anterior que al mismo cierre estaba generando utilidad bruta por valor de \$36.275 millones de pesos que equivale a \$6.437 millones de pesos más.

13.3.2. Detalle de los costos

Costos de bienes y servicios publicos para la venta Valores expresados en millones de pesos				
	dic-24	dic-23	Variación \$	Variación %
Compras de Energía (en bloque y bolsa)	224,695	181,551	43,144	23.76%
Restricciones de Energía	8,312	9,346	-1,034	-11.06%
STR	18,140	17,986	154	0.86%
STN	29,343	28,184	1,159	4.11%
SDL	668	877	-209	-23.83%
ADD	1,806	9,928	-8,122	-81.81%
Compra de Gas (compra y transporte)	17,630	12,749	4,881	38.29%
Operación, Mantenimiento, Honorarios	56,560	35,065	21,495	61.30%
Otros Contratos, vigilancia, facturación	11,407	8,255	3,152	38.18%
Total	368,561	303,941	64,620	21.26%

Tabla 70. Detalle de costos

Como se observa en la tabla anterior; (donde se detalla los costos más representativos), la compra de energía, los costos por operación, mantenimiento y facturación son las variables que están afectando principalmente este incremento, con una variación de 23.76% (\$43.144 millones), 61.30% (\$21.495 millones) y 38.18% (\$3.152 millones) respectivamente.

Igualmente, los costos del negocio de gas relacionados únicamente con la compra y el transporte se incrementaron en 38.29% que equivale a \$4.881 millones de pesos. Al comparar solamente estos costos (compra y transporte) con los ingresos del negocio, no dejan margen de utilidad neta pues estos sólo se incrementaron en 24.65% con respecto al año anterior.

Los gastos de administración y operación se incrementaron en un 6.68% con respecto al año anterior, este incremento se ve reflejado en la variable de gastos generales que pasaron de 4.003 millones en 2023 a 4.563 en 2024 con una variación porcentual del 13.99%.

13.3.3. Detalle de los gastos

Gastos de Administración y operación				
Valores expresados en millones de pesos				
	dic-24	dic-23	Variación \$	Variación %
Sueldos y salarios	1,918	1,677	241	14.37%
Contribuciones imputadas	15	31	-16	-51.61%
Contribuciones efectivas	365	323	42	13.00%
Aportes sobre la nómina	11	10	1	10.00%
Prestaciones sociales	488	431	57	13.23%
Gastos de personal diversos	37	57	-20	-35.09%
Generales	4,563	4,003	560	13.99%
Impuestos, contribuciones y tasas	8,869	8,714	155	1.78%
Total	16,266	15,246	1,020	6.69%

Tabla 71. Detalle de gastos

Al cierre del mes de diciembre de 2024, se registró pérdida operacional por valor de \$7.057 millones de pesos, muy diferente al año anterior la cual había arrojado utilidad por valor de 26.638 millones de pesos.

Con respecto a los gastos financieros estos se incrementaron en un 35.56% (\$915 millones de pesos) con respecto al año anterior, principalmente por las comisiones por servicios financieros como consecuencia de los créditos de tesorería y las garantías bancarias obtenidos durante el año 2024.

El impuesto a las Ganancias tuvo un decremento del 27.99% (\$3.547 millones de pesos), el cual, de acuerdo con la utilidad contable obtenida y una vez realizada la proyección del impuesto corriente como diferido se obtuvo la cifra de \$9.125 millones de pesos.

Adicionalmente, Las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional por efecto de la emergencia covid-19 siguen teniendo un impacto significativo para la entidad. La Resolución CREG 058 de 2020 la cual establece reglas sobre la aplicación de la opción tarifaria, afecta los ingresos y los costos de la entidad, teniendo en cuenta que es energía y gas combustible consumido por los usuarios cuyo costo es asumido por la entidad y el ingreso solo podrá recuperarse en periodos siguientes.

Al cierre de la vigencia 2024 la empresa presenta un saldo acumulado por cobrar a los usuarios por concepto de opción tarifaria por valor de \$48.658 millones de pesos de los cuales \$41.849 corresponden al servicio de energía y 6.809 corresponden al servicio de gas domiciliario. La gerencia, considera que este factor impactó enormemente el desarrollo normal del proceso contable.

En la siguiente gráfica que muestra el resultado de los últimos tres años de la empresa, se aprecia que la Utilidad Bruta fue positiva para la entidad representada en 11.170 millones de pesos, mientras que la Utilidad Operacional y el Resultado del periodo fueron negativos, muy diferente al resultado obtenido en los dos años anteriores 2023 y 2022 los cuales fueron positivos.

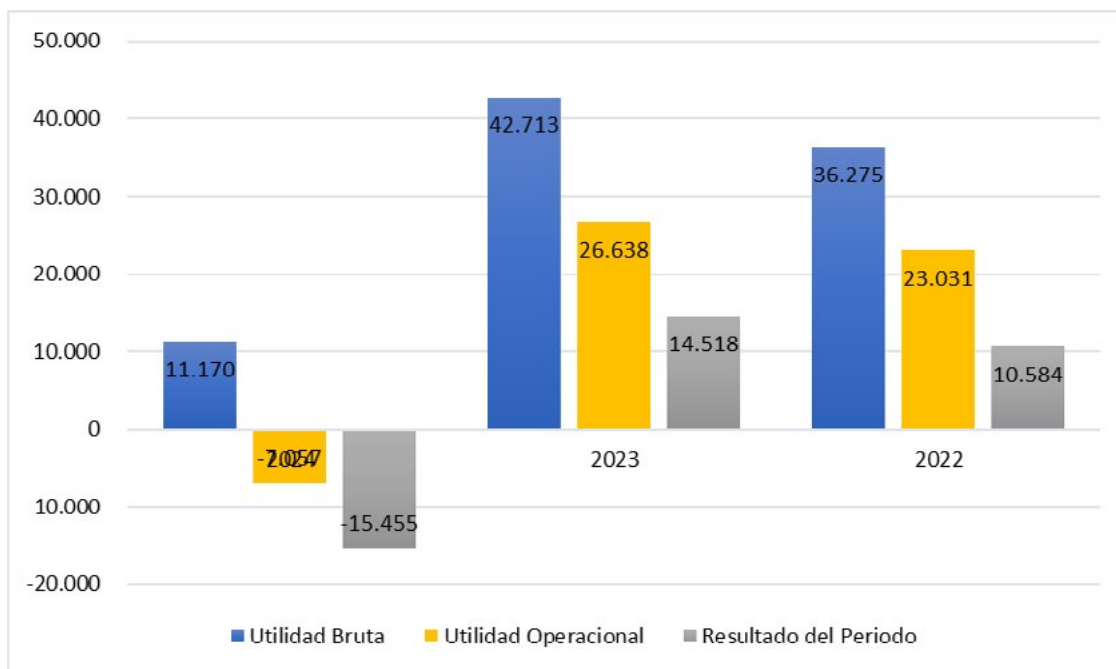


Gráfico 54 Comparativo Estado del Resultado Integral

13.4. Indicadores financieros para el periodo contable diciembre de 2024 comparado con diciembre de 2023:

Esta situación deficitaria trajo consigo el desmejoramiento evidente de los indicadores de Liquidez, de rentabilidad y de endeudamiento de la compañía, frente a los calculados para los periodos 2022 y 2023.

RAZONES FINANCIERAS	2024	2023	Comentario de la empresa
Indicadores de Liquidez			
Capital de Trabajo Contable: (en millones)	-11.971	16.098	El capital de trabajo con respecto al año 2023 tuvo una caída significativa jalonado por el incremento en las cuentas por pagar como resultado de la iliquidez de la entidad al cierre del año generado por el no giro de subsidios y la exposición a bolsa la cual estuvo cerca del 40%.
Activo Corriente - Pasivo Corriente			
Razón Corriente:	0,86	1,26	Se observa un empeoramiento con este indicador ya que el resultado del año anterior era de 1.26. El resultado del último ejercicio es menor que 1, por lo que hay una alerta de afectación de la solvencia de la entidad. Este incremento en las cuentas por pagar como resultado de la iliquidez de la entidad al cierre del año generado por el no giro de subsidios y la exposición a bolsa la cual estuvo cerca del 40%. Adicionalmente, los costos por operación y mantenimiento también tuvieron un incremento significativo como resultado del deterioro de las redes y el incremento de usuarios y kilómetros de red, lo que incrementó las cuentas por pagar.
Activo Corriente / Pasivo Corriente			
Prueba Acida:	0,80	1,20	El resultado del indicador en 2024 es menor que 1, al activo corriente se restan los inventarios por lo que se evidencia una alerta de afectación de solvencia de la entidad, esto generado principalmente por el incremento en las cuentas por pagar como resultado de la iliquidez de la entidad al cierre del año generado por el no giro de subsidios.

Indicadores de Rentabilidad y Eficacia			
EBITDA: (en millones.)			
Utilidad Operativa+ Depreciaciones + Gastos Financieros + Amortizaciones	9.395	40.464	El resultado de este indicador al cierre del año 2024 desmejoró con respecto al reflejado en el año anterior, esto principalmente por el incremento en los costos por la exposición a bolsa y por operación y mantenimiento los cuales también tuvieron un incremento significativo como resultado del deterioro de las redes y el incremento de usuarios y kilómetros de red. El incremento en costos comparado con los ingresos de actividades ordinarias no deja buen margen de utilidad, no se refleja que la empresa tenga una buena capacidad de generar beneficios con su actividad productiva.
Margen Bruto: (en %)			
Utilidad Bruta / Ingresos Operacionales	2,67%	11,07%	Con respecto al año anterior el resultado del indicador presentó un empeoramiento, muestra que la empresa no pudo mantener la consecución eficiente de sus ingresos de actividades ordinarias de los últimos dos años y que los costos directos se incrementaron con respecto al año anterior demuestra ineficacia en la administración de los costos, ya que no está generando buen margen de utilidad bruta.
Margen Operacional: (en %)	-1,69%	6,91%	Con respecto al año anterior el indicador desmejoró, muestra que la empresa no pudo mantener la consecución eficiente de sus ingresos de actividades ordinarias, sin embargo, y a pesar de que sus gastos de administración se incrementaron levemente, el margen bruto no es favorable. No se mantiene con respecto al año anterior su eficacia en el manejo de sus costos y gastos, lo cual demuestra que para este año la rentabilidad del objeto social no es la más apropiada.
Indicadores de Rentabilidad y Eficacia			
Margen Neto: (en %)			
Utilidad Neta / Ingresos operacionales	-3,69%	3,76%	Este indicador nos muestra que la empresa no realizó un eficiente control de sus costos y gastos, y que los gastos financieros reducen la utilidad por el constante apalancamiento que requiere la empresa para poder desarrollar su objeto social, sus ingresos no fueron muy eficientes y no permiten dejar un margen neto positivo.
ROA Rentabilidad sobre activos			
Utilidad Neta/ Total Activos	-5,35%	5,16%	El empeoramiento de este indicador con respecto al año anterior nos indica que la empresa no está usando eficientemente sus activos, ya que no le permiten generar utilidades. Su agravamiento se basa en el incremento de los costos por la alta exposición a bolsa y el incremento de los costos de operación y mantenimiento que no le permitió a la entidad generar utilidad neta.
ROE Rentabilidad sobre Patrimonio			
Utilidad Neta/ Patrimonio	-9,12%	7,84%	Este indicador nos muestra una recaída con respecto al año anterior. Su desmejoramiento se basa en el incremento de los costos por la alta exposición a bolsa y el incremento de los costos de operación y mantenimiento lo que no le permitió a la entidad generar utilidad neta.
ROI Rentabilidad sobre inversión	-3,79%	4,23%	El indicador nos muestra que la entidad no obtuvo rendimientos respecto al año anterior en relación con los costos invertidos en la operación. Nos muestra que la empresa no fue eficiente en la consecución de sus ingresos e ineficaz en la administración de los costos.

Indicadores de Endeudamiento			
Endeudamiento Total: (en %)	41,40%	34,20%	Este indicador se incrementó con respecto al año 2023. Disminución en el endeudamiento que fue influenciada principalmente por el incremento en las cuentas por pagar como resultado de la liquidez de la entidad al cierre del año generado por el no giro de subsidios, la exposición a bolsa la cual estuvo cerca del 40% y el incremento en los costos por operación y mantenimiento.
Pasivo Total / Activo Total			
Endeudamiento de leverage o Apalancamiento:	70,60%	51,90%	Este indicador tuvo una recaída con respecto al año anterior. El resultado del ejercicio negativo del último año influyó principalmente en su empeoramiento. Aumentó la proporción con que el patrimonio de los accionistas y los acreedores participan en el financiamiento de la operación.
Pasivo Total / Patrimonio			
Indicadores de Eficacia			
Periodo Promedio de Cobro: (en días)	56,30	53,50	Este indicador de rotación de cartera nos indica que la empresa tarda en promedio 56 días en recuperar su cartera, es decir que, en promedio la totalidad de los deudores de los servicios que presta la empresa se convierten en efectivo cada 56 días. Al cierre de 2024 la empresa tenía una rotación de cuentas por cobrar en promedio de 56 días superior al referente financiero NIF de la SSPD para el año 2023 el cual se ubicaba en 46.94 días.
365/Rotación de Cartera			
Periodo Promedio de Pago: (en días)	72,53	54,61	Este indicador nos muestra que la empresa tarda en pagar a sus acreedores en promedio 72.53 días. De acuerdo con los referentes financieros NIF de la SSPD para el año 2023 este se ubica en 27.92 por lo que la empresa se está tardando en pagar sus acreedores más de la media del sector.

Tabla 72 Indicadores financieros

13.5. Aplicación del decreto 1378 de 2021

La empresa en atención a lo establecido en el Decreto 1378 de 2021, realizó el cálculo de los indicadores establecidos al cierre del mes de diciembre del año 2024, con el siguiente resultado:

INDICADOR	DIMENSIÓN	FÓRMULA	RESULTADO (En millones)	COMENTARIO
Posición patrimonial negativa	Detrimento patrimonial	Patrimonio total < \$ 0	169.372	No se observa detrimento patrimonial en este indicador ya que el patrimonio de la empresa es mayor que 0. Con respecto al año anterior el patrimonio total se redujo 8.55% teniendo en cuenta el resultado negativo del último año.

Dos periodos consecutivos de cierre con utilidad negativa en el resultado del ejercicio	Detrimento patrimonial	(Resultado del ejercicio anterior < 0) y (Resultado del último ejercicio < 0)	Resultado del ejercicio anterior: 14.518	En este indicador no se observa detrimento patrimonial. Si bien el resultado del ejercicio generó utilidad negativa, el resultado del ejercicio del año inmediatamente anterior es positivo. Este resultado negativo jalonado principalmente por los altos costos por la exposición a bolsa y los ingresos de distribución reflejados en el cargo ADD disminuyeron. Adicionalmente, los costos por operación y mantenimiento también tuvieron un incremento significativo como resultado del deterioro de las redes y el incremento de usuarios y kilómetros de red.
			Resultado del último ejercicio: -15.455	
Dos periodos consecutivos de cierre con razón corriente inferior a 1.0	Riesgo de Insolvencia	(Activo corriente / pasivo corriente < 1.0, del ejercicio anterior) y (Activo corriente / pasivo corriente < 1.0, del último ejercicio)	Año anterior (77.707/62.386) = 1.25	No se observa riesgo de insolvencia con este indicador. El resultado del último ejercicio es menor que 1, por lo que hay una alerta de afectación de la solvencia de la entidad. Este incremento en las cuentas por pagar como resultado de la iliquidez de la entidad al cierre del año generado por el no giro de subsidios y la exposición a bolsa la cual estuvo cerca del 40%.
			Último ejercicio (75.537/87.506) = 0.86	

Tabla 73 Aplicación decreto 1378 de 2021

Como se puede apreciar, el resultado de la aplicación de los Indicadores establecidos en el Decreto No. 1378 de 2021 expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio y conforme a las cifras arrojadas en los Estados Financieros de Enerca S.A. E.S.P., se determina que para el cierre de vigencia 2024 no se observa detrimento patrimonial ni Riesgo de Insolvencia, pero si hay una alerta de afectación de la solvencia de la entidad.

13.6. Análisis del déficit presupuestal

Enerca S.A. E.S.P., es una empresa de Servicios Públicos Mixta, regida por lo dispuesto en la Constitución política de Colombia Art. 365° "Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional", y por las disposiciones contenidas en la ley 142 de 1994.

El manejo presupuestal de Enerca S.A. E.S.P., se rige por el decreto nacional 115 de 1996 y por lo dispuesto en el TITULO II de la Ordenanza 027 de 2022. "RÉGIMEN PRESUPUESTAL DE LAS ENTIDADES DESCENTRALIZADAS DEL DEPARTAMENTO". En este sentido es necesario precisar que la empresa está sometida a un manejo del presupuesto que difiere ampliamente de la norma aplicable para las Entidades Territoriales y establecimientos públicos de cualquier orden que son regidas por el Decreto Nacional 111 de 1996.

La preparación del presupuesto de la empresa para cada periodo fiscal, es un proceso que se realiza de manera técnica, para lo cual se tienen en cuenta factores como: Pronóstico de demanda, estimativo de valor de la tarifa, tasa de cambio, metas de matrícula de nuevos usuarios, precio de la energía y gas previsto en los contratos bilaterales, precio estimado de la compra de energía en bolsa, factor de recaudo, indicadores IPP e inflación, factor climático, valor a recuperar por concepto de Opción tarifaria, entre los más importantes.

Ahora bien, en el transcurso de cada periodo fiscal existen novedades regulatorias sucesivas o desviaciones de las variables consideradas, que hacen que las metas de recaudo trazadas para cada vigencia no se cumplan. A pesar del esfuerzo anual por planear un presupuesto técnicamente ajustado a las expectativas de ingresos y a las necesidades de financiación del gasto, existen variables no controlables por parte de Enerca, que inducen al incumplimiento de las metas trazadas anualmente.

Entre estas variables se encuentran, como ya se mencionó: El precio de la energía, el ajuste exagerado de los precios de mercado según el indicador IPP, los ajustes regulatorios de inmediato cumplimiento, la variación del precio de la energía en Bolsa, los cambios climáticos que inducen directamente en la variación de la demanda de energía, las nuevas y cada vez más onerosas obligaciones derivadas de la Resolución 015 de 2018, la Opción tarifaria, el pacto por la justicia tarifaria, entre otros.

Estos aspectos desdibujan cualquier ejercicio de planificación sobre el presupuesto anual, a la vez que afectan de manera directa el cumplimiento de su misión institucional y que en la mayoría de los casos redundan negativamente sobre los intereses financieros de este tipo de empresas.

De otro lado, la dependencia de decisiones del nivel nacional y del ente regulatorio, afectan de manera directa las finanzas de la empresa. Tal es el caso de la demora en el reconocimiento y giro de subsidios de Energía y Gas por parte de los Ministerios de Minas y de Hacienda, afectado de manera contundente el flujo de caja de la compañía. Al cierre de la anualidad 2024 el valor de los subsidios pendientes por girar totaliza la suma de VEINTISEIS MIL SETECIENTOS CUARENTA MILLONES CUATROCIENTOS SETENTA Y DOS MIL CIENTO DIECIOCHO PESOS M/CTE (\$26.740.472.118.00), de los cuales la suma de \$ 24.441.501.466,00 corresponden al servicio de energía y la suma de \$ 2.298.970.652,00 al servicio de gas.

La Resolución CREG No. 012 de 2020 definió la Opción tarifaria como: "Un mecanismo a través del cual se busca reducir el impacto para los usuarios, de los incrementos abruptos en la tarifa mediante la acumulación de saldos que son pagados posteriormente por el usuario a lo largo de un mayor período de tiempo". Como consecuencia de la expedición de la citada Resolución, de manera especial durante los periodos 2022 y 2023 los ingresos efectivos de la empresa se vieron afectados por la aplicación de esta imposición regulatoria.

Una vez obtenida la autorización de endeudamiento por parte de la Junta Directiva de Enerca S.A. E.S.P., mediante Acuerdo No. 007 de 2024 se adelantó una solicitud de crédito ante la Financiera de Desarrollo Territorial FINDETER S.A., con el propósito de recuperar los saldos que la empresa tiene por concepto de Opción Tarifaria, sin que al cierre de 2024 haya habido pronunciamiento por parte

de esa entidad nacional relacionado con la aprobación y giro de los recursos tendientes a solventar la deficiencia de caja. Al cierre de la vigencia 2024 el saldo pendiente por recuperar por concepto de Opción Tarifaria asciende a la suma de CUARENTA Y UN MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y NUEVE MILLONES CUATROCIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL TRESCIENTOS OCHENTA Y CUATRO PESOS (\$41.849.487.384,00), los cuales no pudieron ser recuperados en el periodo fiscal 2024.

Otro aspecto importante para tener en cuenta dentro de las exigencias regulatorias previstas en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus complementarias relacionada con la nueva metodología de remuneración de los Activos, es la necesidad de ejecutar cuantiosos Planes de Inversión requeridos para mantener los ingresos futuros de la empresa.

Estas inversiones que ya se encuentran inscritas ante la CREG, deben ser ejecutadas con recursos propios de Enerca S.A. E.S.P., sin que la empresa haya estado preparada financieramente para este propósito.

Para el periodo fiscal 2025 el monto de las Inversiones previstas para la anualidad, incluidas las inversiones regulatorias asciende a la suma de SETENTA Y CINCO MIL SETECIENTOS VEINTITRÉS MILLONES OCHOCIENTOS CINCUENTA Y CINCO MIL DOSCIENTOS CUARENTA Y SEIS PESOS M/CTE (\$ 75.723.855.246,00) (que conforma el 13,45% del presupuesto asignado para la vigencia) de ahí que el presupuesto asignado para Inversión se incrementa con respecto al año anterior en la suma de \$32.338.076.1569,00 pesos, es decir en el 42% aproximadamente.

Al observar el comportamiento del Estado de Resultados de los últimos 6 años, es evidente que durante los periodos 2022 y 2023 la empresa reflejó utilidades importantes, dada la expedición de la Resolución 015 de 2018 que modificó la metodología de remuneración de los activos, lo cual favoreció a Enerca por los ingresos que percibió de la Empresa por parte de EMSA, especialmente por el concepto ADD. Sin embargo, para el periodo 2024 la empresa vuelve a experimentar pérdida en el ejercicio, dadas las consideraciones arriba indicadas.

Conforme lo expuesto y tomando en consideración que el punto de partida del ciclo financiero es el Presupuesto, y dado el comportamiento observado durante el periodo 2024, se explica el resultado de los Estados Financieros, cuya pérdida del ejercicio alcanzó los \$ 15.455,1 Millones de pesos.

AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	AÑO 2022	AÑO 2023	AÑO 2024
203.534.751.402	235.052.363.856	235.300.644.616	329.757.292.951	385.720.994.105	418.759.704.401
189.635.032.345	225.666.478.959	239.721.745.066	-293.481.868.853	-343.008.469.427	-407.589.801.164
13.899.719.057	9.385.884.897	-4.421.100.450	36.275.424.098	42.712.524.678	11.169.903.237
-9.481.022.273	-10.027.483.199	12.895.975.317	-12.655.902.351	-15.246.114.959	-16.265.200.305
-1.265.109.589	-1.628.044.397	97.791.590	-588.642.599	-828.719.991	-1.962.129.254
3.153.587.195	-2.269.642.699	-17.414.867.357	23.030.879.148	26.637.689.728	-7.057.426.322
623.023.023	20.199.217	13.478.315	13.697.794	50.426.005	1.049.074.202
-3.073.726.433	-2.758.081.685	2.380.865.601	-3.535.595.509	-2.573.115.598	-3.488.018.377
1.850.382.356	1.276.638.679	1.408.211.783	928.497.795	3.075.018.598	3.165.829.681
2.553.266.141	-3.730.886.488	-18.374.042.860	20.437.479.228	27.190.018.733	-6.330.540.816
-1.317.106.126	-670.775.319	2.716.578.869	-9.853.890.132	-12.671.522.924	-9.124.608.782
1.236.160.015	-4.401.661.807	-21.090.621.729	10.583.589.096	14.518.495.809	-15.455.149.598

Tabla 74 Análisis del déficit presupuestal

13.7. Situación fiscal 2024

Finalizando cada periodo fiscal y en atención a lo dispuesto en el Decreto nacional 115 de 1996 y la Ordenanza 027 de 2022 se hace necesario realizar un proceso de cierre de cuentas con el propósito de determinar superávit o déficit presupuestal y fiscal.

Los recientes cierres fiscales de Enerca S.A. E.S.P., han tenido un comportamiento de equilibrio (es decir, que el valor de los recursos en Caja más el valor de los reconocimientos determinados al término de cada vigencia han sido suficiente para apalancar el pago de las cuentas por pagar definidas a la misma fecha), a excepción del periodo fiscal 2024, en el cual el valor de caja más los reconocimientos no fue suficiente para cubrir la totalidad

de las cuentas por pagar que registra la empresa, tanto las derivadas del periodo 2024 como aquellas que se encuentran pendientes de ejecución y que corresponden a periodos anteriores.

Dentro del valor de los reconocimientos certificados al cierre de 2024 se encuentra el estimativo de recaudo por concepto de Recuperación de Cartera por la prestación de los servicios de energía y gas, Recuperación de Cartera por conceptos de STR, SDL y ADD, la recuperación de subsidios por parte del gobierno nacional y el reconocimiento de impuestos por recaudar derivados del giro de recursos del Sistema General de Regalías que llegan a las cuentas de recursos propios de la empresa.

Conforme a la situación deficitaria observada en 2024 y en concordancia con lo dispuesto en la normatividad presupuestal aplicable a Enerca S.A. E.S.P., se hace necesario realizar una reducción al presupuesto del periodo fiscal 2025 por valor de CUARENTA Y OCHO MIL CIENTO TREINTA Y NUEVE MILLONES CIENTO OCHENTA Y TRES MIL OCHOCIENTOS CINCUENTA Y TRES PESOS M/CTE (\$48.139.183.853,00) con el propósito de permitir la financiación de las cuentas por pagar que quedan sin financiación con los recursos disponibles al cierre de 2024.

Para Enerca S.A. E.S.P., como empresa prestadora de servicios públicos es difícil hacer recortes al presupuesto dada la necesidad de atender gastos regulatorios imprescindibles como: Compra de energía y sus gastos complementarios de STR, SDL, ADD, Compra y transporte de gas, Operación y mantenimiento de redes, líneas y subestaciones, Gastos de facturación, Cortes y reconexiones, Adquisición y reparación de transformadores, así como los relacionados con la remuneración de activos a la EBSA, entre otros.

Sin embargo, en virtud de lo dispuesto en el Decreto Nacional 115 de 1996 y la Ordenanza 027 de 2022, es imperativo reducir el presupuesto de la actual vigencia fiscal, la cual se hará en proporción al valor de las cuentas pagar vigentes que quedaron sin amparo presupuestal, por cada sección del presupuesto de gastos, esto es: Funcionamiento, Operación Comercial e Inversión.

A la fecha de elaboración del presente informe, no existen y no se conocen hechos y/o situaciones que tuviesen lugar entre el 31 de diciembre de 2024 a la fecha, que puedan modificar el contenido del informe o que afecten el normal funcionamiento de la entidad.



Recomendaciones de seguridad ¿Cómo evitar riesgos eléctricos en tu hogar o negocio?



No asegurar alambre a los postes de energía eléctrica para colgar la ropa.



No te conectes ilegalmente. Podrías sufrir un accidente y es delito.



No acerques varillas, tubos, palos u otros elementos, una descarga de energía te puede electrocutar.



No construir edificaciones cerca a infraestructuras eléctricas, evita accidentes por contacto de las redes y violación de las distancias de seguridad RETIE



Si ves alguna falla repórtala a través de la línea gratuita desde teléfono fijo o celular (608) 632-88-12 (todo operador) y 115 (Operador Claro) línea de emergencia



Evita jugar en zonas de riesgo. Evita que los niños jueguen en árboles que estén en zonas cercanas a cables de alta tensión



Evita utilizar las extensiones o cables improvisados, muchos incendios ocurren por cortocircuitos.



Antes de realizar podas. Verifica que los cables eléctricos no estén en contacto con los árboles, podrías sufrir un accidente.



No siembres árboles de alto crecimiento en zonas cercanas a los cables y torres de energía.



Evita jugar en zonas de alto riesgo y que niños jueguen en zonas cercanas a los cables eléctricos o escalando las torres de energía.

CANALES DE ATENCIÓN Y DENUNCIA

LÍNEA DE EMERGENCIA
(608) 632-88-12
(Todo operador)



Horario de atención 24/7

Denuncia
anónimamente
LÍNEA SEGURA

3142967716 - 01 8000 910 182

sitio web
www.enerca.com.co

LÍNEA ÚNICA DE EMERGENCIA

123



2024

INFORME DE GESTIÓN

Juntos
Transformamos
la Buena Energía



AM-2000572



SC-CER407934



ENERCA S.A. E.S.P.

Sede principal

Carrera 19 No. 6-100 (Edificio Emiro Sossa)

Yopal - Casanare

Línea gratuita nacional: **018000910182**

PBX: **(608) 6344680** / Línea de emergencia: **115**



www.enerca.com.co



**Ener
gía**
Llanera