

EJECUCIÓN DE PLAN DE INVERSIÓN



**EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE
ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.**

MARZO 2024

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN

AÑO 5 (2023)



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

ING. CRISTIAN ANDREY PINTO LOZANO

Gerente

ING. MARLON YOHAN LÓPEZ SANCHEZ

Director de Planeación.

ING. HERNANDO ANTONIO HINCAPIÉ RESTREPO

Subgerente de Distribución

ADE. FREIMAN DAVID LÓPEZ ROLDAN

Subgerente comercial y mercadeo.

Elaborado por:

ING. JAIRO STIVEN RAMOS CASTELLANOS

Ingeniero eléctrico – UD

Apoyo profesional – Dirección de planeación.

Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare
ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

1. INTRODUCCIÓN:

El plan de inversión presentado por ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A E.S.P, incluye las inversiones requeridas para la expansión del sistema, reposición de activos, mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio, reducción y mantenimiento de pérdidas técnicas de energía y renovación tecnológica de los activos de uso.

La Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Esta metodología busca, entre otras, que las empresas realicen una adecuada planeación y ejecución de las inversiones y gastos que conduzcan a mejorar la calidad en la prestación del servicio y la reducción de pérdidas de energía.

Bajo esta metodología, anualmente se actualizan los ingresos de las empresas con base en las inversiones realizadas, los activos que salen de operación, las pérdidas de energía, la calidad del servicio, entre otros, del año anterior.

En el numeral 6.5 de la Resolución se establece que los OR deben presentar un informe de la ejecución del plan de inversiones, mientras que en el numeral 6.7 se establece que, dentro de la estrategia de comunicación de las empresas, los OR deben elaborar y publicar un informe anual con las metas, inversiones e indicadores de ejecución de los planes de inversión. El presente informe hace relación a lo establecido en el numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 de 2018 y la circular CREG 024 del 2020.



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN:	3
2. RESUMEN EJECUTIVO	8
3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS	11
4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO	12
4.1. Área de influencia.....	12
4.2. Activos operados.....	12
4.2.1. Redes del Sistema de Distribución Local (SDL).....	15
4.3. Cantidad de Usuarios.....	17
4.4. Demanda de energía (GWh-año).....	18
4.5. Demanda de potencia [kW]: Demanda máxima y mínima presentada en el sistema.....	18
4.6. Indicadores de calidad del servicio.....	19
5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO	20
5.1. Plan de inversiones aprobado por área geográfica.....	20
5.2. Plan de inversiones aprobado por tipo de inversión.....	20
5.3. Plan de inversión aprobado por nivel de tensión.....	21
5.4. Plan de inversión aprobado por categoría de activos.....	23
5.5. Inversiones asociadas a expansión.....	24
5.6. Inversiones asociadas a reposición.....	24
5.7. Inversiones asociadas a calidad del servicio.....	25
5.8. Proyectos relevantes.....	25
5.9. Ejecución real para el 2023.....	26
5.9.1. Ejecución real acumulada a corte 2023.....	27
5.9.2. Comparación con el CRR de la ejecución.....	31
5.10. Metas propuestas del Plan para la calidad.....	31
5.10.1. Indicadores de referencia de calidad media.....	31
5.10.2. Indicadores de calidad individual.....	32
5.10.3. Índices de referencia pérdidas eficientes.....	33
6. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS	33



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

6.1.	Plan de reducción de pérdidas de energía.....	34
6.1.1.	Actividades para ejecutar con recursos CPROG	35
6.1.2.	Inversión anual por actividad.....	36
6.1.3.	Cumplimiento de la meta de reducción de pérdidas de energía.	38
7.	DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	39
8.	INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO	41
9.	GESTIÓN DE ACTIVOS.....	41
10.	UC ESPECIALES	41
11.	DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA	42
12.	FORMATOS	43



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

Listado de tablas

Tabla 1. Inversión aprobada 2019 - 2023	8
Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2023.....	8
Tabla 3. Generalidades de los proyectos aprobados por la CREG para el año 2023.....	9
Tabla 4. Proyectos puestos en operación en el año 2023, (fuera del plan).....	10
Tabla 5. Indicadores de calidad obtenidos – 2023.....	10
Tabla 6. Descripción y cantidades de Estructuras de la línea de 115 kV	12
Tabla 7. Subestaciones operadas por ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.	13
Tabla 8. Redes eléctricas en 34.5 kV.	15
Tabla 9. Redes eléctricas en 13.2 kV (año 2023).	15
Tabla 10. Transformadores de distribución - 2023.....	16
Tabla 11. Evolución del mercado por código zonas.....	17
Tabla 12. Demanda comercial.	18
Tabla 13. Demanda de potencia del sistema máxima y mínima.	18
Tabla 14. Inversiones aprobadas por municipio.....	20
Tabla 15. Inversión aprobada. Tipo I	20
Tabla 16. Inversión aprobada. Tipo II.	20
Tabla 17. Inversión aprobada. Tipo III.	21
Tabla 18. Inversión aprobada. Tipo IV.....	21
Tabla 19. Resumen inversión aprobada por tipo de inversión.....	21
Tabla 20. Inversión aprobada en nivel de tensión 1.....	22
Tabla 21. Inversión aprobada en nivel de tensión 2.....	22
Tabla 22. Inversión aprobada en nivel de tensión 3.....	22
Tabla 23. Inversión aprobada en nivel de tensión 4.....	22
Tabla 24. Resumen de la inversión aprobada por niveles de tensión.	23
Tabla 25. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 1.	23
Tabla 26. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 2.	23
Tabla 27. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 3.	24
Tabla 28. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 4.	24
Tabla 29. Inversiones asociadas a expansión.	24
Tabla 30. Inversiones asociadas a reposición aprobadas.....	25
Tabla 31. Inversiones asociadas a calidad del servicio aprobadas.	25
Tabla 32. Proyectos relevantes aprobados.....	25
Tabla 33. Inversión aprobada – 2023.	26
Tabla 34. Generalidades de proyectos aprobados 2023.....	26
Tabla 35. Proyectos del plan aprobado priorizados en el año 2023.....	27
Tabla 36. Trazabilidad de ejecución del proyecto 2.	28
Tabla 37. Trazabilidad de ejecución del proyecto 8.	28
Tabla 38. Trazabilidad de ejecución del proyecto 9.	30
Tabla 41. Comparación Crr con la ejecución del PI por niveles de tensión.....	31
Tabla 42. Indicadores de referencia de calidad media.....	31
Tabla 43. Metas anuales - SAIDI.	31



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

Tabla 44. Metas anuales - SAIFI	32
Tabla 45. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (HORAS).....	32
Tabla 46. DIUG nivel de tensión 1 (HORAS).....	32
Tabla 47. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (Veces).....	32
Tabla 48. FIUG nivel de tensión 1 (Veces).....	33
Tabla 49. Índices de perdidas eficientes por niveles de tensión.	33
Tabla 50. Desempeño de indicadores de calidad – SAIDI, SAIFI	34
Tabla 51. Senda de reducción de pérdidas de energía.....	35
Tabla 52. Actividades para desarrollar en el plan de reducción de pérdidas.....	35
Tabla 53. Puntos de medida instalados en cabeceras de circuitos.....	36
Tabla 54. Costo de reposición de referencia.	38
Tabla 55. Senda de pérdidas y valores del indicador a diciembre de 2023.....	39
Tabla 56. Desviaciones en el plan de inversiones.	39

Listado de ilustraciones

Ilustración 1. Subestaciones operadas por “ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P”	14
Ilustración 2. Instalación de reconector Puente Balin – CCR1 SE Cmar.....	27
Ilustración 3. Instalación de reconector Dragon Rojo – C1 SE SJ.....	28
Ilustración 4. Reconectores puestos en operación en los diferentes circuitos operados por ENERGUAVIARE SA ESP.	30
Ilustración 10. Instalación de PQ’s y medidores CT’s y PT’s.....	37
Ilustración 11. Inventario reconocido INVA.	40
Ilustración 12. Diagrama unifilar del sistema de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP.	42

Listado de figuras

Figura 1. Avance en la ejecución del PI – año 2023.....	9
Figura 2. Crecimiento porcentual de usuarios 2019 - 2023.....	17
Figura 3. Indicador de indisponibilidad del servicio SAIDI 2019-2023.....	19
Figura 4. Indicador de frecuencia de interrupciones SAIFI 2019- 2023.....	19
Figura 5. Indicador de indisponibilidad (horas) 2019-2023.	33
Figura 6. Indicador de frecuencia de eventos (veces) 2019-2023.....	34

2. RESUMEN EJECUTIVO

En cumplimiento con el numeral 6.5 de la resolución CREG 015-2018 y conforme a los lineamientos establecidos en la circular CREG 024 del 2020, la empresa de energía del departamento del Guaviare y sur del Meta: ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P. desarrolla el presente informe de seguimiento y soporte de la ejecución del plan de inversión para el periodo T = 5, (año 2023). Los beneficios recibidos por los diferentes usuarios en materia de niveles de energía no servida, calidad del servicio y riesgos operativos se evidencian en este informe. Se detalla el sistema operado por ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P., discriminando el área de influencia, activos operados, número de usuarios, demandas de energía y potencia, indicadores de calidad del servicio y las solicitudes de conexiones recibidas en los diferentes niveles de tensión.

Mediante la resolución CREG 028 y 140 del 2021 se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados por la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., a continuación, en la Tabla 1 se indican las inversiones aprobadas por la comisión para los cinco años, cuyos valores están en pesos a diciembre del año 2017.

PLAN DE INVERSIONES APROBADO 2019 -2023					
	2019	2020	2021	2022	2023
N4	\$ -	\$ 606.222.000	\$ -	\$ -	\$ -
N3	\$ -	\$ 219.696.000	\$ 303.870.000	\$ 121.548.000	\$ -
N2	\$ -	\$ 289.302.000	\$ 1.089.576.000	\$ 348.614.022	\$ -
N1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440
TOTAL	\$ -	\$ 1.115.220.000	\$ 1.393.446.000	\$ 470.162.022	\$ 157.714.440

Tabla 1. Inversión aprobada 2019 - 2023

Valor regulatorio aprobado y proyectado para el año 2023	Valor de ejecución regulatorio del año 2023
\$ 157.714.440	\$ 751.967.932

Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2023.

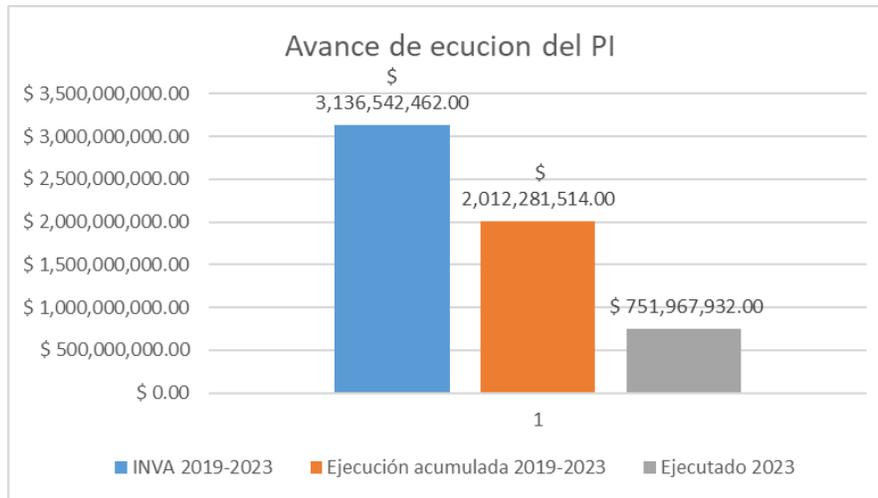


Figura 1. Avance en la ejecución del PI – año 2023

La Tabla 2 y la Figura 1, se expone las inversiones aprobadas por la comisión en un horizonte de cinco (5) años por el valor de 3.136'542.462 pesos colombianos del año 2017 conforme a la circular CREG 015 capítulo 14, la ejecución acumulada al 31 de diciembre del 2023 fue de 2.012'281.514 pesos del año 2017, lo que corresponde a un avance acumulado del 64.16% del INVA aprobado, la ejecución en el año 2023 (t=5) fue de 751'967.932 pesos del 2017 lo que representa un avance del 23.97% .

Los proyectos aprobados por parte de la CREG para el periodo de reporte (año 2023) se presentan en la Tabla 3:

ID	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES DE UC
6	Reposición de red de baja tensión en aluminio desnudo (abierto) a red con cable conductor aislado y trenzado normalizado.	\$ 157'714.440	III	1	N1L190 - 10200 m

Tabla 3. Generalidades de los proyectos aprobados por la CREG para el año 2023.

El proyecto 002 (Instalar reconectores) en las cabeceras y circuitos n2 de la subestación Calamar), proyecto 009 (Instalar reconectores en cabeceras y circuitos n3 y n2 de las diferentes Subestaciones de las compañías) y el proyecto 8 (Instalar reconectores en circuito 1 de la SE de San José del Guaviare) no se tenían previstos para el presente año, sin embargo, en pro de mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica se priorizo en estos proyectos, presentando un avance acumulado a la fecha de corte del 100%, 83.3% y 100% respectivamente; paralelamente se realizaron inversiones referentes al plan de reducción de pérdidas (adicional por equipos quemados), reconectores por expansión de cobertura, transformadores nuevos y reparados y sistemas de puesta a tierra, las generalidades se presentan en la Tabla 4.

ID PROYECTO	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	MUNICIPIO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
Plan de reducción de pérdidas 2022	Instalar en cabeceras de circuitos de las diferentes SE operadas por ENERGUAVIARE instrumentos de medida para calidad de la potencia.	Calamar Corregimiento del Capricho	III	3
148 - 2019	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión y obras complementarias en la subestación para calidad de la potencia.	Corregimiento del Capricho	II	2
149 - 2019	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión y obras complementarias en la subestación para calidad de la potencia.	Corregimiento de Charras Boquerón	II	2
446 - 2023	Restaurar banco de transformadores quemados para ser instalados posteriormente en los diferentes circuitos del sistema de distribución local del Operador de red.	Zona de operación del OR	I	1
193- 2023	Adquirir banco de transformadores de distribución para disponer en caso de requerirse la conexión o reposición de transformadores del sistema de distribución local de la compañía.	Zona de operación del OR	II	1
215 - 2023	Instalar sistemas de puesta a tierra en los diferentes niveles de tensión de la redes.	Zona de operación del OR	IV	2,3,4

Tabla 4. Proyectos puestos en operación en el año 2023, (fuera del plan).

Teniendo en cuenta el avance en el cumplimiento de las metas propuestas en cuanto a la calidad del servicio (SAIDI y SAIFI) con corte a diciembre del 2023; en la Tabla 5 se presenta la comparación entre la meta establecida por la comisión mediante la resolución CREG 140 del 2020 y lo alcanzado por parte de la compañía.

Indicadores de calidad del servicio		
Indicador	Meta anual	Indicador obtenido
SAIDI	24.502	15.0718
SAIFI	12.834	16,3752

Tabla 5. Indicadores de calidad obtenidos – 2023.



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

Los anteriores indicadores, tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia de interrupciones en la prestación del servicio de energía eléctrica en un año, que percibe cada usuario en promedio en el Sistema de Distribución Local. El indicador SAIDI (promedio anual de la duración de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 15.07 horas en promedio, indicador que representa una desviación del 38.48% de la meta para este año; paralelamente el promedio anual de frecuencia de eventos percibido por cada usuario (SAIFI) fue de 16.375 veces.

Para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001, ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. está haciendo un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y el plan de trabajo, aun no se realizan las inversiones para la implementación de dicho sistema por temas presupuestales de la empresa.

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Todos los proyectos de Inversión presentados por ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. en su plan aprobado por la comisión mediante la resolución CREG 028 y 140 de 202, las inversiones realizadas en el segundo año fueron ejecutadas teniendo presente mejorar los niveles de energía no servida, la atención de la demanda, la calidad del servicio y riesgo operativo; lo anterior trae consigo beneficios a los usuarios finales, tanto usuarios residenciales, comercial o industrial, teniendo en cuenta que se instalaron diferentes equipos tanto en subestaciones, cabeceras y circuitos, incrementando la confiabilidad en la continuidad de la prestación del servicio de energía ya que se le da selectividad a las protecciones, maniobrabilidad de los circuitos y menores tiempos de restablecimiento del servicio.

Todos los beneficios mencionados anteriormente, se ven materializados en la forma en que los usuarios podrán contar con mayor número de horas de disponibilidad del servicio; teniendo en cuenta que se tienen nuevos y mejores sistemas de corte y reconexión, posibilitando el aislamiento de fallas de una manera más ágil y rápida; también, el cambio de redes desnudas a semi aisladas que mitigan los fallos por contacto con flora y fauna.

Las acciones encaminadas al beneficio de los usuarios se relacionan a continuación:

- Instalar dispositivos de corte y maniobra (reconectores) en las diferentes cabeceras de las subestaciones y circuitos, mejora los tiempos de restablecimiento del servicio, aumentando de manera paralela la continuidad en la prestación del servicio de energía.
- Reponer equipos de corte DOG-HOUSE (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestación San José: Con la reposición de estos equipos de la subestación de San José del Guaviare, se protege los transformadores de potencia ante fallas que se puedan presentar en el sistema, lo anterior prolonga la vida útil del equipo, mejorando la seguridad en la infraestructura eléctrica y la prestación del servicio en el sistema de distribución local (SDL).
- La remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica en las barras de nivel de tensión IV, III y II de las subestaciones San José, Retorno y Calamar, permitirá medir y controlar las diferentes variables eléctricas con objeto de cumplir con las metas técnicas regulatorias, mejorando así la calidad de potencia prestada a los usuarios y las pérdidas técnicas del sistema del OR.

- Reposición de los relés de sobrecorriente y transformadores de potencia de la subestación del Retorno, la anterior acción va encaminada a proteger los activos del sistema, siendo el transformador el equipo que adecua la energía para ser transportada por las redes del SDL; implementar estos equipos de protección aumentan el número de horas de disponibilidad del servicio, adicionalmente prolonga la vida útil de los equipos del sistema, minimizando los mantenimientos correctivos.
- Instalación de un seccionador tripolar en el circuito retorno de 34.5 kV; la instalación de este equipo mejora las maniobras, posibilitando el aislamiento de fallos de una manera ágil rápida y segura.
- El licenciamiento SCADA -SPARD, permite realizar monitoreo y control en tiempo real de los equipos, gestión de alarmas, historización, integración de bases de datos, lo anterior mejora la respuesta ante novedades, que se ven reflejadas en calidad de la potencia, menores niveles de energía no servida, mejora la maniobrabilidad de los circuitos etc.

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

4.1. Área de influencia.

La empresa de energía del departamento del Guaviare “ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P” , una empresa de servicios públicos de naturaleza mixta, dedicada a dos actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica: comercialización y distribución; principalmente cuenta con presencia en el departamento del Guaviare y sur del Meta.

4.2. Activos operados.

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. está conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante una línea de 115kV (nivel de tensión IV) que va desde la subestación Granada (Meta) hasta la subestación San José del Guaviare con una longitud de 187 kilómetros construida en su mayoría en postes de 15 metros, con la siguiente infraestructura:

Ítem	Descripción Estructuras	Cantidad
1	Tipo Suspensión	809
2	Tipo Retención	99
3	Tipo Torre metálica	24
4	Total, Estructuras	932

Tabla 6. Descripción y cantidades de Estructuras de la línea de 115 kV

El sistema de distribución local está compuesto por 5 subestaciones con capacidad de transformación en 115 kV, 34.5 kV y 13.2 kV, atendiendo la demanda de los municipios y veredas de San José del Guaviare, Retorno, Calamar y corregimiento del Capricho y Charras Boquerón.



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

Para el año 2021 ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. contaba con las siguientes subestaciones operadas:

Subestación	Capacidad (MVA)	Relación de transformación (kV)
San José	24	115/34.5/13.2
Retorno	3.2	34.5/13.2
Calamar	4	34.5/13.2
Capricho	1.5	34.5/13.2
Charras Boquerón	1.5	34.5/13.2

Tabla 7. Subestaciones operadas por ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.

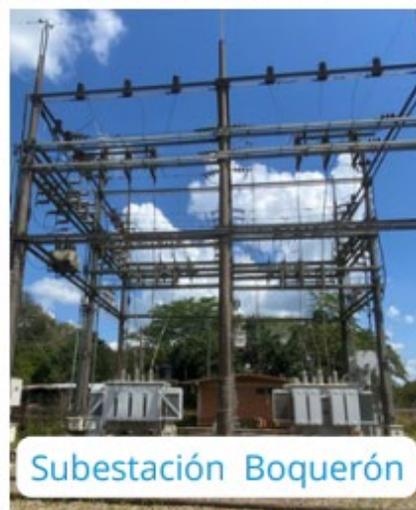
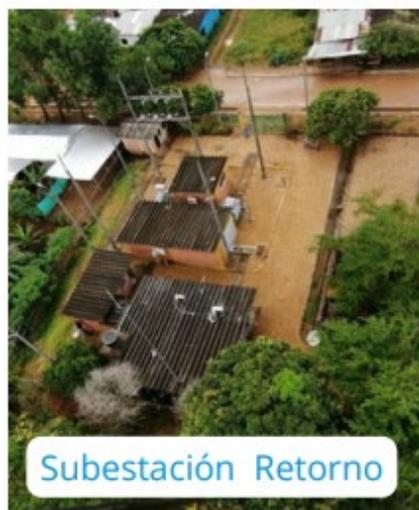


Ilustración 1. Subestaciones operadas por "ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P"

4.2.1. Redes del Sistema de Distribución Local (SDL).

Las redes eléctricas de nivel de tensión III (34.5kV) son las siguientes:

Código de Línea	UC	Cantidad (km)	Sobrepuesto	Nivel de tensión	Circuito	Sector
34.5 kV S-R	N3L11	27	S	III	Línea 34.5 kV SJG - Retorno	Rural
34.5 kV S-C	N3L11	70	N	III	Línea 34.5 kV SJG - Calamar	Rural
34.5 kV S-Cap	N3L11	32	N	III	Línea 34.5 kV SJG - Capricho	Rural
34.5 kV S-Boquerón	N3L11	62	N	III	Línea 34.5 kV SJG - Boquerón	Rural
Total, líneas 34.5 kV				191 km		

Tabla 8. Redes eléctricas en 34.5 kV.

Las redes eléctricas de nivel de tensión II (13.2kV) son las siguientes:

Ítem	Código de Línea	Subestación Inicial	Nivel de Tensión	Circuito	(km) 2022	(km) 2023
1	C1	San José	II	Circuito 1	89.024	90
2	C2		II	Circuito 2	238.77	242
3	C3		II	Circuito 3	30.02	30
4	C4		II	Circuito 4	22.959	24
5	CC		II	Circuito Concordia	631.765	632
6	CR1	Retorno	II	Circuito Retorno 1	127.425	128
7	CR2		II	Circuito Retorno 2	176.076	176
8	CRL		II	Circuito Retorno-Calamar	304,296	407
9	CCR1	Calamar	II	Circuito Calamar-rural 1	124.761	125
10	CCR2		II	Circuito Calamar rural 2	301.222	205
13	CCPR1	Capricho	II	Circuito Capricho 1	227.603	228
14	CCPR2		II	Circuito Capricho 2	235.114	235
15	CBQ1	Boquerón	II	Circuito Boquerón 1	126,568	121
16	CBQ2		II	Circuito Boquerón 2	94.154	95
TOTAL, KILOMETROS					2460.967	2738

Tabla 9. Redes eléctricas en 13.2 kV (año 2023).

Para el presente periodo de reporte la compañía conto con **3.215** transformadores en su sistema de distribución local, distribuidos en los diferentes circuitos de las subestaciones que se encuentran en municipios y corregimientos del departamento.

Transformadores De Distribución:

Ítem	Código de Línea	Subestación Inicial	Nivel de Tensión	Circuito	<u>N° Transformadores 2022</u>	<u>N° Transformadores 2023</u>
1	C1	San José	II	Circuito 1	227	245
2	C2		II	Circuito 2	349	355
3	C3		II	Circuito 3	139	150
4	C4		II	Circuito 4	84	95
5	CC		II	Circuito Concordia	567	589
6	CR1	Retorno	II	Circuito Retorno 1	138	138
7	CR2		II	Circuito Retorno 2	216	223
8	CRL		II	Circuito Retorno-Libertad	328	443
9	CCR1	Calamar	II	Circuito Calamar-Urbano	132	135
10	CCR2		II	Circuito Calamar rural 2	291	196
13	CCPR1	Capricho	II	Circuito Capricho 1	182	201
14	CCPR2		II	Circuito Capricho 2	217	229
15	CBQ1	Boquerón	II	Circuito Boquerón 1	113	115
16	CBQ2		II	Circuito Boquerón 2	96	101
TOTAL, transformadores					3.079	3215

Tabla 10. Transformadores de distribución - 2023

4.3. Cantidad de Usuarios.

Para el periodo 2023 se registran 28.201 usuarios, los usuarios residenciales se relacionan en los diferentes municipios expuesto en la Tabla 11.

ZONAS	USUARIOS
SAN JOSE DEL GUAVIARE	18,016.00
CAPRICHIO	1,336.00
RETORNO	2,322.00
INSPECCION LIBERTAD	1,573.00
CALAMAR	1,991.00
CONCORDIA	2,963.00
TOTAL	28,201.00

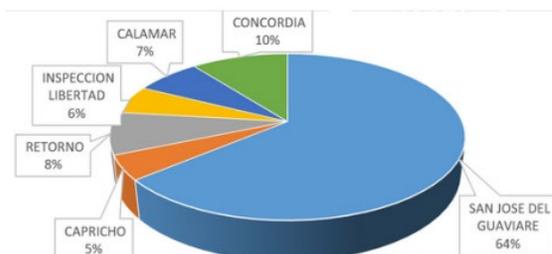


Tabla 11. Evolución del mercado por código zonas.

Fuente: Reporte SUI Comercial, diciembre 2023 (datos facturación diciembre).

El crecimiento de usuarios para el año 2023 aumento en un 3.96% respecto al año 2022, con un total de 1.073 nuevos usuarios facturados; el aumento de usuarios se genera principalmente en la zona de San José del Guaviare.

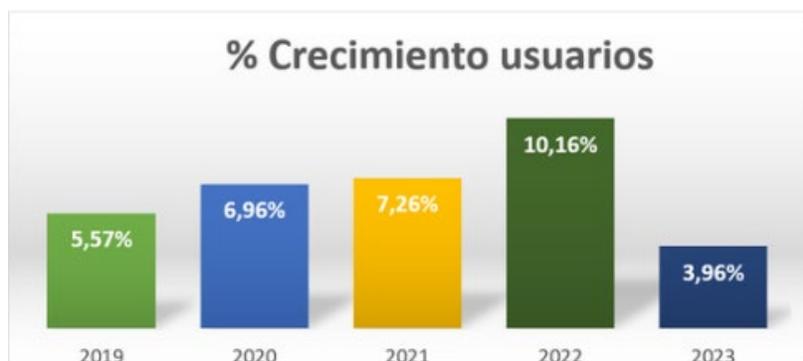


Figura 2. Crecimiento porcentual de usuarios 2019 - 2023.

4.4. Demanda de energía (GWh-año).

La Demanda Operativa corresponde a la demanda de energía eléctrica requerida por un Operador de Red (mercado de comercialización) para suplir el consumo de cada uno de los usuarios conectados en sus redes y las pérdidas de energía. La empresa de energía del departamento del Guaviare “ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP” se encuentra ubicada en la región Amazonia, limitando al norte con Meta, al noreste con Vichada y al sur con Vaupés y Caquetá, esta conectada al SIN mediante una red radial de 115 kV cuya cabecera parte del municipio de Granada – Meta (perteneciente a la EMSA), hasta llegar a la bahía de 115 kV ubicada en la subestación San José del Guaviare, siendo nuestro sistema cola de red del SIN. Resultado de los intercambios (importaciones) de la energía que tiene la compañía con estos mercados de comercialización.

Mercado regulado.

DEMANDA COMERCIAL (Facturación ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.)			
Año	usuarios	\$/año	kWh/año
2023	28.201	\$ 79.692.585.979	64.920.452
	3.96%	94.44%	6.85%
2022	27.128	\$ 40.984.467.470	60.759.766

Tabla 12. Demanda comercial.

Fuente: facturación SIEC ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A ESP 31/12/2023

Datos ventas de energía

El total de consumo facturado en pesos en el año 2022 fue de \$ **79,692,585,979** incluido subsidio y contribución. En el año de referencia la demanda de energía aumento en un **6.85%** equivalente a **64'920.452 kWh** - año, este incremento está acorde al aumento de usuarios nuevos a nuestro sistema, que principalmente son de tipo residencial.

4.5. Demanda de potencia [kW]: Demanda máxima y mínima presentada en el sistema.

Clasificación	2023
Máximo valor de potencia demanda del sistema (kW)	15.160
Mínimo valor de potencia demanda del sistema (kW)	48

Tabla 13. Demanda de potencia del sistema máxima y mínima.

4.6. Indicadores de calidad del servicio.

Respecto a los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI, los cuales tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local. La frecuencia de eventos percibida por cada usuario (SAIFI) fue de 16.375 veces, valor el cual presenta una desviación del -27.592% respecto a la meta (SAIFI_M2023 = 12.834); paralelamente el promedio anual de indisponibilidad del servicio (SAIDI) fue de 15.0718 horas, el cual represento una desviación de 38.48% respecto a la meta (SAIDI_M2023 = 24.502), el indicador de tiempo de indisponibilidad se encuentra por debajo de la senda, cumpliendo la misma, esto gracias al avance significativo obtenido en la instalación de reconectores en los diferentes circuitos de las SE del OR, los cuales reducen notoriamente los tiempos de reconexión y restablecimiento del servicio, sin embargo queda por trabajar en la disminución de frecuencia de eventos, por lo cual en las vigencias futuras se planea realizar podas antes del ingreso de la temporada de lluvias y trenzar redes en zonas con alta vegetación.

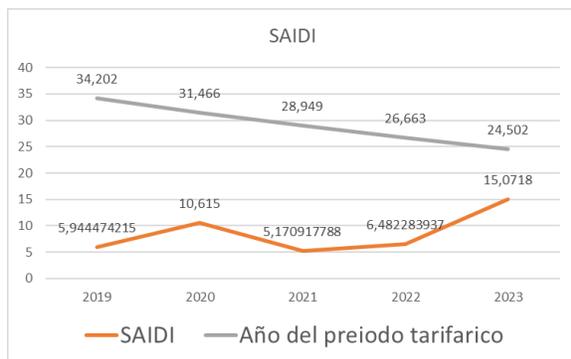


Figura 3. Indicador de indisponibilidad del servicio SAIDI 2019-2023.

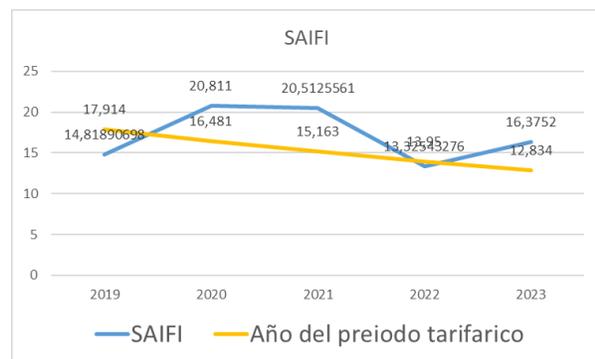


Figura 4. Indicador de frecuencia de interrupciones SAIFI 2019- 2023.

Finalmente, los eventos producto de la ejecución del plan de inversiones fueron comunicados a los usuarios afectados con previa anticipación, dichas suspensiones solo se dan en aquellos sectores donde es indispensable suspender el servicio para poder ubicar los nuevos equipos instalados.

5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

5.1. Plan de inversiones aprobado por área geográfica.

Los valores de la Tabla 15 son conforme a las unidades constructivas del capítulo 14 de la resolución CREG 015 – 2018, (pesos en valores de diciembre de 2017).

Área geográfica								
Departamento	Municipio	Código DANE	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
Guaviare	San José del Guaviare	95001	\$ -	\$ 858.234.000,00	\$ 667.062.000,00	\$ 470.162.022,00	\$ 80.403.440,00	\$ 2.075.861.462,00
	El Retorno	95025	\$ -	\$ 161.214.000,00	\$ 226.995.000,00	\$ -	\$ 30.924.400,00	\$ 419.133.400,00
	Calamar	95015	\$ -	\$ 95.772.000,00	\$ 408.591.000,00	\$ -	\$ 46.386.600,00	\$ 550.749.600,00
Meta	Puerto Concordia	50450	\$ -	\$ -	\$ 90.798.000,00	\$ -	\$ -	\$ 90.798.000,00
TOTAL GENERAL			\$ -	\$ 1.115.220.000	\$ 1.393.446.000,00	\$ 470.162.022,00	\$ 157.714.440,00	\$ 3.136.542.462,00

Tabla 14. Inversiones aprobadas por municipio.

5.2. Plan de inversiones aprobado por tipo de inversión.

Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017)

Tipo de inversión I						
Nivel de tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
NT4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
NT3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
NT2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
NT1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 15. Inversión aprobada. Tipo I

Tipo de inversión II						
Nivel de tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
NT4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
NT3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
NT2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
NT1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -

Tabla 16. Inversión aprobada. Tipo II.

Tipo de inversión III						
Nivel de tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
NT4	\$ -	\$ 558.336.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 558.336.000,00
NT3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 121.548.000,00	\$ -	\$ 121.548.000,00
NT2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 110.905.200,00	\$ -	\$ 110.905.200,00
NT1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440,00	\$ 157.714.440,00
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ 558.336.000	\$ -	\$ 232.453.200,00	\$ 157.714.440,00	\$ 948.503.640,00

Tabla 17. Inversión aprobada. Tipo III.

Tipo de inversión IV						
Nivel de tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
NT4	\$ -	\$ 47.886.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 47.886.000,00
NT3	\$ -	\$ 219.696.000,00	\$ 303.870.000,00	\$ -	\$ -	\$ 523.566.000,00
NT2	\$ -	\$ 289.302.000,00	\$ 1.089.576.000,00	\$ 237.708.822,00	\$ -	\$ 1.616.586.822,00
NT1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ 556.884.000	\$ 1.393.446.000,00	\$ 237.708.822,00	\$ -	\$ 2.188.038.822,00

Tabla 18. Inversión aprobada. Tipo IV

Resumen - Inversión aprobada por tipo de inversión						
Tipo	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
I	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
II	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
III	\$ -	\$ 558.336.000,00	\$ -	\$ 232.453.200,00	\$ 157.714.440,00	\$ 948.503.640,00
IV	\$ -	\$ 556.884.000,00	\$ 1.393.446.000,00	\$ 237.708.822,00	\$ -	\$ 2.188.038.822,00
TOTAL	\$ -	\$ 1.115.220.000,00	\$ 1.393.446.000,00	\$ 470.162.022,00	\$ 157.714.440,00	\$ 3.136.542.462,00

Tabla 19. Resumen inversión aprobada por tipo de inversión.

5.3. Plan de inversión aprobado por nivel de tensión.

Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017)

Nivel de tensión 1						
Tipo de inversión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
I	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
II	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
III	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440,00	\$ 157.714.440,00
IV	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440,00	\$ 157.714.440,00

Tabla 20. Inversión aprobada en nivel de tensión 1.

Nivel de tensión 2						
Tipo de inversión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
I	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
II	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
III	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 110.905.200,00	\$ -	\$ 110.905.200,00
IV	\$ -	\$ 289.302.000,00	\$ 1.089.576.000,00	\$ 237.708.822,00	\$ -	\$ 1.616.586.822,00
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ 289.302.000	\$ 1.089.576.000,00	\$ 348.614.022,00	\$ -	\$ 1.727.492.022,00

Tabla 21. Inversión aprobada en nivel de tensión 2.

Nivel de tensión 3						
Tipo de inversión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
I	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
II	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
III	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 121.548.000,00	\$ -	\$ 121.548.000,00
IV	\$ -	\$ 219.696.000,00	\$ 303.870.000,00	\$ -	\$ -	\$ 523.566.000,00
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ 219.696.000	\$ 303.870.000,00	\$ 121.548.000,00	\$ -	\$ 645.114.000,00

Tabla 22. Inversión aprobada en nivel de tensión 3.

Nivel de tensión 4						
Tipo de inversión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
I	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
II	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
III	\$ -	\$ 558.336.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 558.336.000,00
IV	\$ -	\$ 47.886.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 47.886.000,00
TOTAL GENERAL	\$ -	\$ 606.222.000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 606.222.000,00

Tabla 23. Inversión aprobada en nivel de tensión 4.

Resumen - Inversión aprobada por Nivel de tensión						
Nivel de tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL GENERAL
NT4	\$ -	\$ 606.222.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 606.222.000,00
NT3	\$ -	\$ 219.696.000,00	\$ 303.870.000,00	\$ 121.548.000,00	\$ -	\$ 645.114.000,00
NT2	\$ -	\$ 289.302.000,00	\$ 1.089.576.000,00	\$ 348.614.022,00	\$ -	\$ 1.727.492.022,00
NT1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440,00	\$ 157.714.440,00
TOTAL	\$ -	\$ 1.115.220.000,00	\$ 1.393.446.000,00	\$ 470.162.022,00	\$ 157.714.440,00	\$ 3.136.542.462,00

Tabla 24. Resumen de la inversión aprobada por niveles de tensión.

5.4. Plan de inversión aprobado por categoría de activos.

Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017)

Nivel de tensión n = 1						
Categoría de activos l	INVA _{j,1,l,1}	INVA _{j,1,l,2}	INVA _{j,1,l,3}	INVA _{j,1,l,4}	INVA _{j,1,l,5}	TOTAL
l = 11						
l = 12					\$ 157.714.440	\$ 157.714.440
TOTAL					\$ 157.714.440	\$ 157.714.440

Tabla 25. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 1.

Nivel de tensión n = 2						
Categoría de activos l	INVA _{j,2,l,1}	INVA _{j,2,l,2}	INVA _{j,2,l,3}	INVA _{j,2,l,4}	INVA _{j,2,l,5}	TOTAL
l = 1						
l = 2						
l = 3						
l = 4		\$ 143.658.000				\$ 143.658.000
l = 5		\$ 54.846.000				\$ 54.846.000
l = 6						
l = 7				\$ 121.619.022		\$ 121.619.022
l = 8						
l = 9		\$ 90.798.000	\$ 1.089.576.000	\$ 226.995.000		\$ 1.407.369.000
l = 10						
TOTAL		\$ 289.302.000	\$ 1.089.576.000	\$ 348.614.022		\$ 1.727.492.022

Tabla 26. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 2.

Nivel de tensión n = 3						
Categoría de activos I	INVA _{j,3,I,1}	INVA _{j,3,I,2}	INVA _{j,3,I,3}	INVA _{j,3,I,4}	INVA _{j,3,I,5}	TOTAL
I = 1						
I = 2						
I = 3						
I = 4		\$ 143.658.000				\$ 143.658.000
I = 5		\$ 76.038.000				\$ 76.038.000
I = 6						
I = 7						
I = 8						
I = 9			\$ 303.870.000	\$ 121.548.000		\$ 425.418.000
I = 10						
TOTAL		\$ 219.696.000	\$ 303.870.000	\$ 121.548.000		\$ 645.114.000

Tabla 27. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 3.

Nivel de tensión n = 4						
Categoría de activos I	INVA _{j,4,I,1}	INVA _{j,4,I,2}	INVA _{j,4,I,3}	INVA _{j,4,I,4}	INVA _{j,4,I,5}	TOTAL
I = 1						
I = 2						
I = 3		\$ 558.336.000				\$ 558.336.000
I = 4		\$ 47.886.000				\$ 47.886.000
I = 5						
I = 6						
I = 7						
I = 8						
I = 9						
I = 10						
TOTAL		\$ 606.222.000				\$ 606.222.000

Tabla 28. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 4.

5.5. Inversiones asociadas a expansión.

Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Tipo de inversión	Entrada en operación	Inversión (pesos de 2017)
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total					\$ -

Tabla 29. Inversiones asociadas a expansión.

5.6. Inversiones asociadas a reposición.

Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017)

Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Tipo de inversión	Entrada en operación	Inversión (pesos de 2017)
1	Reposicion de la Bahía de linea 115kV	4	III	2020	\$ 558.336.000
3	Reponer equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	3	III	2022	\$ 212.346.000
6	Modernización de redes de Baja Tensión en SJG, RETORNO Y CALAMAR.	1	IV	2023	\$ 157.714.440,00
Total					\$ 928.396.440

Tabla 30. Inversiones asociadas a reposición aprobadas.

5.7. Inversiones asociadas a calidad del servicio

Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017)

Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Tipo de inversión	Entrada en operación	Inversión (pesos de 2017)
2	Reconectores - circuitos Calamar	2	IV	2021	\$ 181.596.000
4	Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica	2,3 Y 4	IV	2020	\$ 466.086.000
7	Reconfiguración de Circuitos de nivel de tensión II de San José del Guaviare.	2	IV	2022	\$ 257.816.022
8	Adquirir e Instalar 2 Reconectores en C1 - SJG	2	IV	2020	\$ 90.798.000
9	Adquirir e Instalar reconectores en los circuitos de tensión 2 y 3 de Energuaviare.	2 y 3	IV	2021	\$ 1.211.850.000
Total					\$ 2.208.146.022

Tabla 31. Inversiones asociadas a calidad del servicio aprobadas.

5.8. Proyectos relevantes

Nombre	Tipo de inversión	Año
Reposicion de la Bahía de linea 115kV	III	2020
Reponer equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	III	2022
Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica	IV	2020
Adquirir e Instalar reconectores en los circuitos de tensión 2 y 3 de Energuaviare.	IV	2021

Tabla 32. Proyectos relevantes aprobados.

5.9. Ejecución real para el 2023.

Para el presente año las inversiones aprobadas por la comisión corresponden al proyecto 6, cuyo valor del plan es de \$ 157.714.440 en pesos del 2017.

APROBADO CREG - 2023					
Categoría de activos	L	NT 4	NT 3	NT 2	NT 1
Transformadores de potencia	1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Compensación reactiva	2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bahías y celdas	3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Control y comunicaciones	4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Equipos de subestación	5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Otros activos subestación	6	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Lineas aéreas	7	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Lineas subterráneas	8	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Equipos de línea	9	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Centro de control	10	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Transformadores de distribución	11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Redes de distribución	12	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440,00
	SUBTOTAL	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440,00
	TOTAL	\$ -	\$ -	\$ -	157.714.440,00

Tabla 33. Inversión aprobada – 2023.

Las generalidades de los proyectos a ejecutar se presentan en la siguiente tabla:

ID	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES DE UC
6	Reposición de la red de baja tensión en aluminio desnudo (abierto) a red con cable conductor aislado y trenzado normalizado.	\$ 157.714.440,00	III	1	N1L190 - 10200 m

Tabla 34. Generalidades de proyectos aprobados 2023.

Del presente proyecto no se realizaron inversiones dada decisiones administrativas, las cuales priorizaron proyectos que disminuyeran la indisponibilidad del servicio mediante equipos de corte y maniobra (reconectores), proyectos que se mostraran a continuación:

5.9.1. Ejecución real acumulada a corte 2023

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P. en pro de mejorar la calidad del servicio priorizo avanzar en los proyectos 2 y 9, las generalidades de este proyecto se relacionan en la Tabla 37.

ID	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES DE UC	OPERACIÓN PLANEADA
002	Instalar dispositivos de corte y maniobra telemedidos (Reconector) en las cabeceras y circuitos n2 de la subestación Calamar.	\$ 181,596,000	IV	2	4 N2EQ35	2021
008	Instalar dispositivos de corte y maniobra telemedidos (Reconector) en el circuito C1 de la SE San José.	\$ 90,798,000	IV	2	2 N2EQ35	2020
009	Instalar dispositivos de corte y maniobra telemedidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de las subestaciones, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.	\$ 1.211.850.000	IV	3 & 2	20 N2EQ35 5 N3EQ5	2021

Tabla 35. Proyectos del plan aprobado priorizados en el año 2023.

Avance de ejecución periodo 2023:

Proyecto 2:

El proyecto 2 tiene como objetivo la instalación de 4 reconectores en los diferentes circuitos y cabeceras de la subestación de Calamar, su entrada en operación fue proyectada para el año 2021, sin embargo, a corte de diciembre del año 2022, el avance acumulado del proyecto era del 75%, el 23 de septiembre del año 2023 se instaló un reconector a la altura del puente Balin en el circuito CCR1 de la SE Calamar, para dar la ejecución del 100% del proyecto 2.



Ilustración 2. Instalación de reconector Puente Balin – CCR1 SE Cmar.

En la Tabla 35 se presenta la trazabilidad de la ejecución del proyecto 2:

Año	PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	VALOR EJECUTADO	Avance	Avance
2020	2	\$ 181,596,000	\$ 45,399,000	25%	100%
2022			\$ 90,798,000	50%	
2023			\$ 45,399,000	25%	
Acumulado			\$ 181,596,000	100%	

Tabla 36. Trazabilidad de ejecución del proyecto 2.

Fuente: Subgerencia de distribución.

Proyecto 8:

El proyecto 8 tiene como objetivo la instalación de 2 reconectores en el circuito 1 de la subestación de San José del Guaviare, su entrada en operación fue proyectada para el año 2020, sin embargo, a corte de diciembre del año 2020, el avance acumulado del proyecto era del 50%, el 24 de junio del año 2023 se instaló un reconector en la línea de 13,8 kV del circuito C1 de la SE San José a la altura de Dragón Rojo, para dar la ejecución del 100% del proyecto 8.



Año	ID PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	VALOR EJECUTADO	Avance
2020	8	\$ 90,798,000	\$ 45,399,000	50.00%
2023			\$ 45,399,000	100.00%

Tabla 37. Trazabilidad de ejecución del proyecto 8.

Fuente: Subgerencia de distribución.

Proyecto 9:

El proyecto 9 tiene como objetivo la instalación de 20 reconectores nivel de tensión 2 (13.8 kV) y 5 reconectores nivel de tensión 3 (34.5 kV), en los diferentes circuitos del operador de red, su entrada en operación fue proyectada para el año 2021, sin embargo, a corte de diciembre del año 2022, el avance acumulado del proyecto era del 34.6%, para el periodo 2023 se realizó la instalación de 13 reconectores en las diferentes redes del nivel de tensión 2, junto con el reemplazo del reconector de cabecera del C3 de la SE de San José del Guaviare para dar la ejecución del 89.2% del proyecto 9.

La instalación de los 14 reconectores en mención se ilustran a continuación:

			
<p>Derivación de fases de media tensión y puesta en operación del reconector Mi Casita, C1 de la SE SJ.</p>	<p>Instalación de transformador para alimentación y puesta en operación del reconector Joaquín Paris, C2 de la SE SJ</p>	<p>Instalación de transformador para alimentación y puesta en operación del reconector en villa Andrea, C3 de la SE SJ</p>	<p>Puesta en operación del reconector CDA, C3 de la SE SJ.</p>
			
<p>Puesta en operación del reconector Araza, del circuito C4 de la SE SJ.</p>	<p>Derivación de fases de media tensión y puesta en operación del reconector Pororio, CC de la SE SJ.</p>	<p>Puesta en operación del reconector del cafe, CC de la SE SJ.</p>	<p>Puesta en operación del reconector Arranque Raudal, CC de la SE SJ.</p>

			
Derivación de fases de media tensión y puesta en operación del reconector San Fernando-Trincho, CC de la SE SJ	Puesta en operación del reconector Macano, CR1 de la SE Retorno.	Puesta en operación del reconector San Isidro, CR2 de la SE Retorno.	Puesta en operación del reconector Guarapera, LRETLB01 de la SE Retorno.
			
Puesta en operación del reconector Unilla Monposina, LRETLB01 de la SE Retorno.		Reemplazo de reconector en cabecera del circuito C3 de la SE SJ.	

Ilustración 4. Reconectores puestos en operación en los diferentes circuitos operados por ENERGUAVIARE SA ESP.

En el año 2023 se ejecutó el 54.6% del alcance del proyecto, alcanzando un acumulado del 89.2 % del total del proyecto.

	PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	VALOR EJECUTADO	Avance acumulado
2020	9	\$ 1,211,850,000	\$ 116,381,932	9.6%
2021	9	\$ 1,211,850,000	\$ 45,399,000	3.7%
2022	9	\$ 1,211,850,000	\$ 257,745,000	21.3%
2023	9	\$ 1,211,850,000	\$ 661,169,932	54.6%
Total acumulado		\$ 1,211,850,000	\$ 419,525,932	89.2%

Tabla 38. Trazabilidad de ejecución del proyecto 9.

Fuente: Subgerencia de distribución.

5.9.2. Comparación con el CRR de la ejecución

Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017).

2023		
Nivel de tensión	EJECUCIÓN	COMPARACIÓN Crr
NT4	\$ -	0.00%
NT3	\$ -	0.00%
NT2	\$ 751,967,932.00	7.03%
NT1	\$ -	0.00%
TOTAL	\$ 751,967,932.00	
CRR		1.228%

Tabla 39. Comparación Crr con la ejecución del PI por niveles de tensión.

5.10. Metas propuestas del Plan para la calidad

5.10.1. Indicadores de referencia de calidad media

Los indicadores de referencia de la calidad media SAIDI_Rj (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) y SAIFI_Rj (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio), son los siguientes:

INDICADORES DE REFERENCIA CALIDAD MEDIA		
VARIABLE	UNIDAD	VALOR
SAIDI_Rj	HORAS	37,177
SAIFI_Rj	VECES	19,472

Tabla 40. Indicadores de referencia de calidad media.

Nota: Los indicadores de la Tabla 41 son relacionados conforme a la resolución CREG 140 del 2021.

Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, horas. (SAIDI_Rj)

Metas anuales						
INDICADOR	REFERENCIA	2019	2020	2021	2022	2023
SAIDI	37,177	34,20284	31,4666128	28,9492838	26,6333411	24,5026738

Tabla 41. Metas anuales - SAIDI.

Fuente: Subgerencia de distribución.

Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, veces. (SAIFI_Rj)

Metas anuales						
INDICADOR	REFERENCIA	2019	2020	2021	2022	2023
SAIFI	19,472	17,91424	16,4811008	15,1626127	13,9496037	12,8336354

Tabla 42. Metas anuales - SAIFI

Fuente: Subgerencia de distribución.

5.10.2. Indicadores de calidad individual

Indicadores de calidad individual de duración de eventos.

DIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3 (Horas)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	150,46	138,36
3	-	-	-

Tabla 43. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (HORAS).

DIUG NIVEL DE TENSIÓN 1 (Horas)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	151,16	151,16
3	-	-	-

Tabla 44. DIUG nivel de tensión 1 (HORAS).

Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos.

FIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3 (Veces)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	48	48
3	-	-	-

Tabla 45. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (Veces).

FIUG NIVEL DE TENSION 1 (Veces)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	49	49
3	-	-	-

Tabla 46. FIUG nivel de tensión 1 (Veces).

5.10.3. Índices de referencia perdidas eficientes.

Los índices de pérdidas eficientes, $Pe_{j,n}$ en los niveles de tensión 3, 2 y 1, son los siguientes:

VARIABLE	VALOR
Pej,3	0,58%
Pej,2	2,05%
Pej,1	5,78%

Tabla 47. Índices de perdidas eficientes por niveles de tensión.

6. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS

Respecto a los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI, los cuales tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local. El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presento un desempeño de 15.0718 horas, indicador que presento una desviación del 38.48%, cumpliendo con la meta anual establecida.

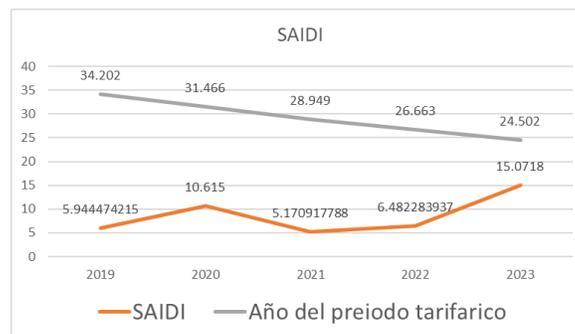


Figura 5. Indicador de indisponibilidad (horas) 2019-2023.

Fuente: Subgerencia de distribución.

El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 16.3752 veces; valor que cumple supero la senda anual proyectada, con una desviación negativa del 27.59%; una de las causales de lo anterior se debe al registro de nuevos puntos de medida que aumenta el registro de información en el cálculo de los indicadores.

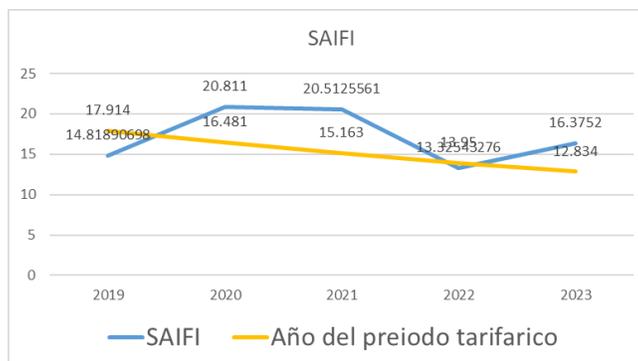


Figura 6. Indicador de frecuencia de eventos (veces) 2019-2023.

Fuente: Subgerencia de distribución.

En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentó 15,0718 horas de indisponibilidad y 16,3752 veces de salidas promedio a los usuarios.

Desempeño 2023		
Indicador	Resultado	Meta
SAIFI	16,3752	12.834
SAIDI	15.0718	24.502

Tabla 48. Desempeño de indicadores de calidad – SAIDI, SAIFI

6.1. Plan de reducción de pérdidas de energía.

El Gobierno Nacional expidió el Decreto 387 de 2007 y ordenó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):

1. Incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas.
2. Reconocer a los OR los costos eficientes del Plan.
3. Trasladar a los usuarios el costo eficiente del plan Usuarios SDL, STR y STN.

En virtud de lo anterior la Comisión implemento las resoluciones CREG 172 de 2011, proyectos de resolución CREG 024, 176 de 2016 y la Resolución CREG 015 de 2018, Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

Para la gestión de pérdidas de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare, se diseñó el siguiente un plan de reducción y mantenimiento de pérdidas basado en el capítulo 7.3 de la resolución CREG 015 de 2018.

En la Figura 1 se presenta la senda a seguir, propuesta en el Plan de Reducción de Pérdidas.

Año	Variable (%)	
2018	IPT _{j,0} ; Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan	20,86%
Metas de la senda de reducción de pérdidas aprobada por resolución CREG 140/2021		
2019	Periodo de evaluación 1, IPTS _{j,1}	19,79%
2020	Periodo de evaluación 2, IPTS _{j,2}	18,99%
2021	Periodo de evaluación 3, IPTS _{j,3}	18,35%
2022	Periodo de evaluación 4, IPTS _{j,4}	17,70%
2023	Periodo de evaluación 5, IPTS _{j,5}	17,04%
2024	Periodo de evaluación 6, IPTS _{j,6}	16,39%
2025	Periodo de evaluación 7, IPTS _{j,7}	15,74%
2026	Periodo de evaluación 8, IPTS _{j,8}	15,95%
2027	Periodo de evaluación 9, IPTS _{j,9}	15,41%
2028	Periodo de evaluación 10, IPTS _{j,10}	15,40%

Tabla 49. Senda de reducción de pérdidas de energía.

6.1.1. Actividades para ejecutar con recursos CPROG

De acuerdo con el plan de reducción de pérdidas, las actividades a ejecutar por año se presentan en la siguiente tabla:

INVERSIÓN EN UNIDADES NO CONSTRUCTIVAS													
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.													
PLAN DE REDUCCIÓN Y DE MANTENIMIENTO DE PERDIDAS ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.													
LÍNEA	NOMBRE	DESCRIPCIÓN	COSTO ANUAL EN PESOS (\$)										
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
INVERSIÓN CTP	Macromedida	Instalación de macromedida en transformadores de distribución	\$ -	\$ -	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 480.000.000
	Macromedida	Instalación de macromedida en cabecera de circuitos				\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 1.120.000.000
	Software macromedida	Desarrollo de Software y comunicaciones con soporte técnico para sistema de medición centralizado y balances de pérdidas.	50.000.000	50.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	900.000.000
TOTAL INVERSIÓN CTP:			\$ 50.000.000	\$ 50.000.000	\$ 160.000.000	\$ 320.000.000	\$ 2.500.000.000						
AOM Pérdidas	Reposición de medidores obsoletos.	Reposición de medidores electromecánicos y electrónicos obsoletos con desviación en la medida con normalización de la acometida cumpliendo RETIE.	\$ 432.858.750	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 2.208.716.250
	Anomalía en la medida.	Detección de usuarios con conexiones no autorizadas y anomalía en la medida.	\$ 144.286.250	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 736.238.750
	Equipos	Equipos y herramientas para detección de pérdidas.	\$ 99.412.344	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 352.132.344
	Socialización	Desarrollar programas de socialización de URE, normalización de acometidas y medidores.	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 250.000.000
TOTAL AOM PÉRDIDAS:			\$ 701.557.344	\$ 316.170.000	\$ 3.547.087.344								
TOTAL PLAN:			\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$ 6.047.087.344	

Tabla 50. Actividades para desarrollar en el plan de reducción de pérdidas.

6.1.2. Inversión anual por actividad

Desde el año de la presentación del plan a la CREG, Energuaviare SA ESP inició las actividades, previo a la aprobación del plan. Por lo tanto, la inversión se hizo en personal técnico y administrativo, lo cual se reflejó en los indicadores de los años 2019 y 2020.

Para el año 2022 se hizo una significativa inversión que cubrió la totalidad de los puntos referentes a las siguientes actividades:

- Instalación de macromedida en cabecera de circuitos.
- Desarrollo de software y comunicaciones con soporte técnico para sistema de medición centralizado y balances de pérdidas.

Las generalidades de las actividades desarrolladas en el presente periodo se evidencian en la Tabla 52:

Actividad contractual	Municipio de ejecución	Descripción
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito en los porticos de la subestación San José del Guaviare nivel de tensión II (C1, C2, C3, C4 y CC).	SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	Circuito 1 13,2kV
		Circuito 2 13,2kV
		Circuito 3 13,2kV
		Circuito 4 13,2kV
		Circuito Concordia 13,2kV
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito en los porticos de la subestación San José del Guaviare nivel de tensión III (Cret, Ccal, Ccap y CBoq).	SAN JOSE DEL GUAVIARE	Circuito Retorno 34,5kV
		Circuito Calamar 34,5kV
		Circuito Salida Capricho 34,5kV
		Circuito Boquerón 34,5kV
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito de las celdas de la subestación Retorno nivel de tensión II (CR1, CR2 y CL).	EL RETORNO	Circuito 1 13,2kV Retorno
		Circuito 2 13,2kV Retorno
		Circuito Rural 13,2kV Retorno
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito en los porticos de la subestación Calamar nivel de tensión II (CCR1 y CCR2).	CALAMAR	Circuito 1 13,2kV Calamar
		Circuito 2 13,2kV Calamar
Medición de energía en cabecera de circuito en los porticos de la subestación Capricho nivel de tensión II (CCP1 y CCP2).	CAPRICH0	Circuito 1 13,2kV Capricho
		Circuito 2 13,2kV Capricho
Reposición de juego de transformadores de medida de 34,5kV para las subestaciones Calamar y Capricho.	CALAMAR Y CAPRICH0	Circuito Entrada Capricho 34,5kV
		Circuito Entrada Calamar 34,5kV

Tabla 51. Puntos de medida instalados en cabeceras de circuitos.

La actividad correspondiente a la macromedida en transformadores de distribución queda para desarrollarse de acuerdo con la inversión anual proyectada en el plan.



Ilustración 5. Instalación de PQ's y medidores CT's y PT's

En el año 2023 se presentó la novedad de falla que quemo algunos equipos de macro medida en las cabeceras de las subestaciones de calamar y capricho, en el caso de la subestación Calamar y Capricho se reemplazó los instrumentos de medida tanto de corriente como de tensión del barraje de entrada de 34.5 kV, los equipos reemplazados se describen a continuación:

Equipos	Código UC
6 transformadores de corriente	N3EQ27
6 transformadores de tensión	N3EQ11

Actividades para desarrollar con recursos CEPROG

En la resolución la CREG 028 de 2021 se aprueba a Energuaviare SA ESP las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica. En el artículo 16 de esta resolución, se aprueba de manera específica la variable Costo Anual del Plan de Gestión de Pérdidas (CAP), por un valor de 232'340.767 de pesos de diciembre de 2017. Con esta aprobación, Energuaviare SA ESP podrá obtener vía tarifa recursos anuales por este valor para financiar las actividades del plan de reducción de pérdidas.

El siguiente es el costo de reposición de referencia aprobado mediante la misma Resolución CREG 028 de 2021:

Variable	Pesos de diciembre de 2017
<i>CRR_j</i>	61.213.998.117
<i>Crr_{j,4}</i>	41.465.516.363
<i>Crr_{j,3}</i>	2.315.440.998
<i>Crr_{j,2}</i>	10.694.396.117
<i>Crr_{j,1}</i>	6.738.644.640

Tabla 52. Costo de reposición de referencia.

6.1.3. Cumplimiento de la meta de reducción de pérdidas de energía.

La senda del plan de reducción de pérdidas tiene como punto de inicio el Índice de pérdidas totales (IPT) a octubre del año 2018, correspondiente a 20,86%; para el año 2023 la evaluación

definitiva del índice de pérdidas totales (IPT) de Energuaviare SA ESP fue de 16.45%, el cual se encuentra por debajo de la meta proyectada en la senda que es de un 17,04% para el año 2023.

Año	Variable (%)		
2018	IPT _{j,0} ; Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan	20,86%	18,10%
	<i>Metas de la senda de reducción de pérdidas aprobada por resolución CREG 140/2021</i>		<i>Índice de pérdidas final del periodo, referido a nivel de tensión IV.</i>
2019	Periodo de evaluación 1, IPTS _{j,1}	19,79%	17,57%
2020	Periodo de evaluación 2, IPTS _{j,2}	18,99%	17,03%
2021	Periodo de evaluación 3, IPTS _{j,3}	18,35%	15,67%
2022	Periodo de evaluación 4, IPTS _{j,4}	17,70%	15,34%
2023	Periodo de evaluación 5, IPTS _{j,5}	17,04%	16,45%
2024	Periodo de evaluación 6, IPTS _{j,6}	16,39%	
2025	Periodo de evaluación 7, IPTS _{j,7}	15,74%	
2026	Periodo de evaluación 8, IPTS _{j,8}	15,95%	
2027	Periodo de evaluación 9, IPTS _{j,9}	15,41%	
2028	Periodo de evaluación 10, IPTS _{j,10}	15,40%	

Tabla 53. Senda de pérdidas y valores del indicador a diciembre de 2023.

Fuente: Sistema de Información comercial de ENERGUAVIARE.

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

Las inversiones realizadas en el segundo año del plan de inversión se ejecutaron teniendo presente el enfoque principal de las mismas, con respecto a la atención de la demanda, calidad del servicio y riesgo operativo; lo cual les trae a los diferentes usuarios, ya sea a corto, mediano o a largo plazo grandes beneficios.

Las diferencias entre el plan aprobado y ejecutado a nivel de cada proyecto es el siguiente:

ID PROYECTO	NOMBRE DE PROYECTO	EJECUTADO EN 2020	PLANEADO PARA 2020	EJECUTADO EN 2021	PLANEADO PARA 2021	EJECUTADO EN 2022	PLANEADO PARA 2022	EJECUTADO EN 2023	PLANEADO PARA 2023	DESVIACIÓN
1	Reposición de la Bahía de línea 115KV	-	\$ 558,336,000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 558,336,000
4	Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica	\$ 161,430,000	\$ 466,086,000	\$ 285,415,650	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 19,240,350
8	Adquirir e Instalar 2 Reconectores en C1 - SIG	\$ 45,399,000	\$ 90,798,000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 45,399,000	\$ -	\$ -
2	Instalar reconectores en cabeceras y circuitos n2 de la subestación Calamar.	\$ 45,399,000	\$ -	\$ -	\$ 181,596,000	\$ 90,798,000	\$ -	\$ 45,399,000	\$ -	\$ -
3	Reposición de DogHouse - SE SIG	\$ 212,346,000	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 212,346,000	\$ -	\$ -	\$ -
9	Reconectores en cabeceras y circuitos SDL	\$ 116,381,932	\$ -	\$ 45,399,000	\$ 1,211,850,000	\$ 257,745,000	\$ -	\$ 661,169,932	\$ -	\$ 131,154,136
7	Independizar circuitos rurales de circuitos urbanos de SIG					\$ 257,816,022	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 257,816,022
6	Reposición de la red de baja tensión							\$ -	\$ 157,714,440	\$ -
TOTAL		\$ 580,955,932	\$ 1,115,220,000	\$ 330,814,650	\$ 1,393,446,000	\$ 348,543,000	\$ 470,162,022	\$ 751,967,932	\$ -	\$ 708,730,486

Tabla 54. Desviaciones en el plan de inversiones.

En la columna “*DESVIACIÓN*” se relaciona las desviaciones que se tienen a corte del 31 de diciembre del 2023 para cada uno de los proyectos que se relacionan a continuación:

El proyecto 1 (reposición de la Bahía de la línea de 115 kV), En el plan de inversiones propuesto por la empresa y enviado a la comisión, la reposición de la bahía de 115 kV se proyectó ejecutarla para el periodo t = 5 (año 2023), como se evidencia en el inventario reconocido INVA:

INVA	3	Reponer equipos de corte dog-house (Reconectadores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	Equipos de corte dog-house (Reconectadores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	3	III	2022	SAN JOSE DEL GUAVAIARE	*N*	N	*
INVA	4	Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica	Remodelación del sistema de medición de la potencia eléctrica en las barras de nivel de tensión IV, III y II de las subestaciones San José, Retorno y Calamar.	2	IV	2020	SAN JOSE DEL GUAVAIARE	*N*	N	*
INVA	5	Reposicion de la Bahía de línea 115kV,	Reponer los equipos y elementos que maniobran, protegen y miden las magnitudes de la línea de transmisión.	4	III	2023	SAN JOSE DEL GUAVAIARE	*N*	N	*
INVA	6	Modernización de redes de Baja Tensión.	Reposición de la red de baja tensión en aluminio desnudo (abierto) a red con cable conductor aislado y trenzado normalizado.	1	III	2023	SAN JOSÉ, RETORNO Y CALAMAR	*N*	N	*
INVA	7	Reconfiguración de Circuitos de nivel de tensión II de San José del Guaviare.	Independizar las redes rurales de los circuitos Urbanos de San José del Guaviare, haciendo una reconfiguración de los cuatro circuitos de nivel de tensión II.	2	IV	2022	SAN JOSE DEL GUAVAIARE	*N*	N	*

Ilustración 6. Inventario reconocido INVA.

Paralelo a lo anterior los cargos fueron aprobados en el año 2021, por esta razón se genera causa de no ejecución externa a la empresa.

Proyecto 4: Este proyecto consiste en la remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia en barras de las diferentes subestaciones del operador de red, la desviación relacionada en la Ilustración 11 se debe a unos equipos que fueron adquiridos por la compañía mas no se ha presentado la necesidad de instalarlos, priorizando demás actividades.

El Proyecto 6 consiste en el reemplazo de redes de baja tensión (normalización) en el centro del municipio de San José del Guaviare, la ejecución de este proyecto es de cero dado que la compañía decidió priorizar demás proyectos en pro de cumplir los requerimientos del esquema de incentivos y compensaciones, y disminuir los niveles de energía no servida con la instalación de equipos de telecontrolados.

El Proyecto 7 (Independizar las redes rurales de los circuitos Urbanos de San José del Guaviare, haciendo una reconfiguración de los cuatro circuitos de nivel de tensión II). El objeto de este proyecto es independizar las redes rurales de los circuitos urbanos, debido a las constantes fallas que se presentan a causa de la vegetación y vida silvestre que al tocar las redes generan cortos en las mismas, con la instalación de reconectadores se generó selectividad al sistema de protecciones “aislando” las zonas afectadas, por ende, la compañía tomo la decisión de no realizar la ejecución del proyecto 7 dado a que ya se suplió la necesidad proyectada en este proyecto.

El proyecto 9, consiste en instalar 20 reconectadores nivel de tensión 2 (13.8 kV) y 5 reconectadores nivel de tensión 3 (34.5 kV) en las diferentes cabeceras y circuitos operados por la compañía, del presente proyecto se presenta una desviación del 10.68% que representa 3 reconectadores nivel de tensión 3 que ya fueron adquiridos pero se prevé que sean instalados en la vigencia 2024; cabe aclarar que en la presente vigencia se avanzó significativamente con la ejecución del 54.6% del alcance total del proyecto.



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

8. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO

Para el periodo de reporte se ejecutaron diferentes proyectos orientados al mejoramiento de la calidad del servicio, como lo son los proyectos 2, 8 y 9, en los cuales se instalaron la totalidad de 15 reconectores en el nivel de tensión 2, en las diferentes cabeceras y circuitos del Sistema de Distribución Local operados por la compañía.

9. GESTIÓN DE ACTIVOS

Para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001, ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. está haciendo un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y el plan de trabajo, aun no se realizan las inversiones para la implementación de dicho sistema por temas presupuestales de la empresa.

10. UC ESPECIALES

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. no cuenta en su plan de inversión con Unidades Constructivas especiales.

11. DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA

Diagramas unifilares del sistema, actualizado al 31 de diciembre del año 2023 es el siguiente:

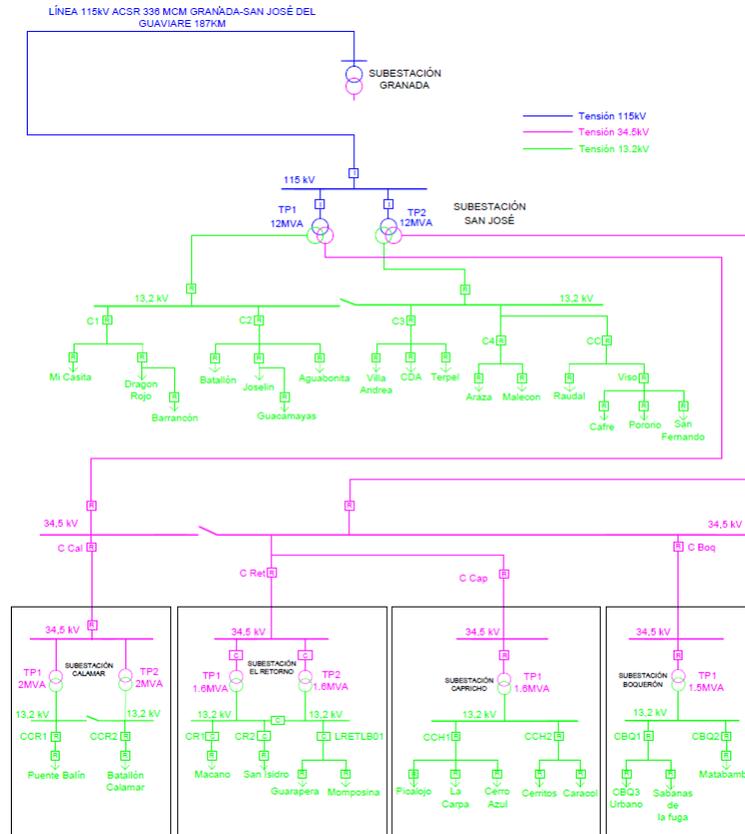


Ilustración 7. Diagrama unifilar del sistema de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP.

Nota: Buscar en los anexos “Diagrama Unifilar ENERGUAVIARE – corte 31 de diciembre del 2023 (Formato PDF).”.



EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

Nit. 822.004.680-9

Dirección: Calle 8 # 23-55
LINEA DE SERVICIO AL CLIENTE
584 04 93 - Cel. 318 782 7947
OFICINAS 584 04 93

12. FORMATOS

Los formatos; resumen de la ejecución de los planes de inversión y para el reporte de activos, se envían en carpeta comprimida

Nombre	Estado	Fecha de modificación	Tipo	Tamaño
Georreferenciación		1/04/2024 4:17 p. m.	Carpeta de archivos	
Diagrama Unifilar ENERGUAVIARE - corte...		1/04/2024 8:54 a. m.	Documento Adobe Acro...	109
ENERGUAVIARE_BRAFO_Año2023_Rev2		26/03/2024 12:32 p. m.	Hoja de cálculo de Micr...	160
ENERGUAVIARE_INVA_Año2023_Rev2		27/03/2024 12:23 p. m.	Hoja de cálculo de Micr...	204
ENERGUAVIARE_INVTR_Año2023_Rev2		25/03/2024 12:57 p. m.	Hoja de cálculo de Micr...	122
Informe de Ejecución PI 2023		1/04/2024 4:15 p. m.	Documento de Microsof...	22.997
Resumen_Año2023_Rev_2		1/04/2024 3:12 p. m.	Hoja de cálculo de Micr...	124

Elaborado por:

ING. JAIRO STIVEN RAMOS CASTELLANOS

Ingeniero eléctrico - UD

Profesional de apoyo – Dirección de planeación
ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.