



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

EJECUCIÓN DE PLAN DE INVERSIÓN



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

NOVIEMBRE 2023

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN
AÑO 3 (2021)





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

DYEWISKEY MOSQUERA PALACIOS

Gerente

ING. HERNANDO ANTONIO HINCAPIÉ RESTREPO

Subgerente de Distribución

Elaborado por:

ING. MIGUEL ÁNGEL BARRETO SÁNCHEZ

Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica - UNIANDES

Director de planeación - ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.

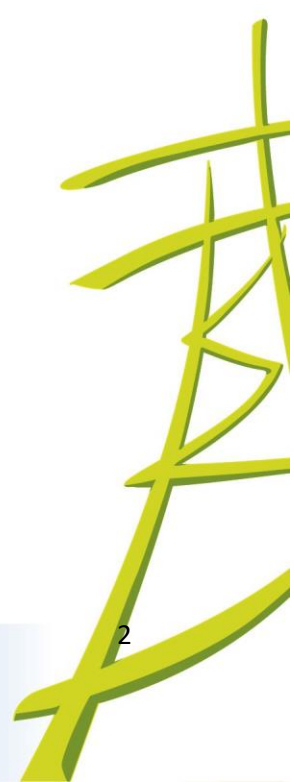
Ing. JAIRO STIVEN RAMOS CASTELLANOS

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	10
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).	14
4.3. Cantidad de Usuarios.....	15
4.4. Demanda de energía (GWh-año).....	16
4.5. Demanda de potencia [kW]: Demanda máxima y mínima presentada en el sistema.....	17
4.6. Indicadores de calidad del servicio.....	17
4.7. Proyectos nuevos por expansión.	18
5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO	19
5.1. Plan de inversiones aprobado por área geográfica.....	19
5.2. Plan de inversiones aprobado por tipo de inversión.....	19
5.3. Plan de inversión aprobado por nivel de tensión.....	21
5.4. Plan de inversión aprobado por categoría de activos.....	22
5.5. Inversiones asociadas a expansión.....	24
5.6. Inversiones asociadas a reposición.....	24
5.7. Inversiones asociadas a calidad del servicio.....	24
5.8. Proyectos relevantes.....	25
5.9. Ejecución real para el 2021	25
5.9.1. Ejecución real acumulada a corte 2020	28
5.9.2. Comparación con el CRR de la ejecución	32
5.10. Metas propuestas del Plan para la calidad.....	33
5.10.1. Indicadores de referencia de calidad media	33
5.10.2. Indicadores de calidad individual.....	33
5.10.3. Índices de referencia pérdidas eficientes.....	34

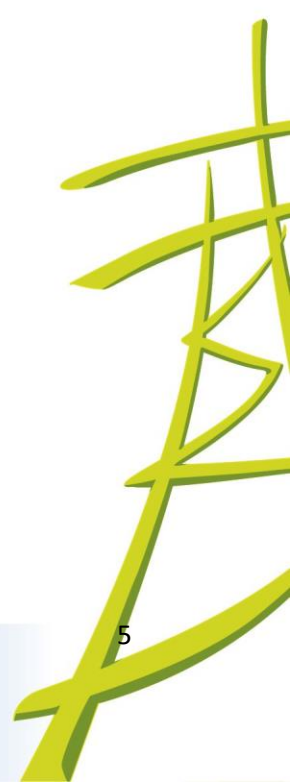


EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.

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. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS.	35
6.1. Plan de reducción de pérdidas de energía.....	36
6.1.1. Actividades para ejecutar con recursos CPROG	37
6.1.2. Inversión anual por actividad	37
6.1.3. Cumplimiento de la meta de reducción de pérdidas de energía.	38
7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	38
8. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO	39
9. GESTIÓN DE ACTIVOS	40
10. UC ESPECIALES	40
11. DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA	40
12. FORMATOS	41





Listado de tablas

Tabla 1. Inversión aprobada 2019 - 2023	8
Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2021.	8
Tabla 3. Generalidades de los proyectos aprobados por la CREG para el año 2021.	9
Tabla 4. Proyectos puestos en operación en el año 2021, (fuera del plan).....	10
Tabla 5. Indicadores de calidad obtenidos - 2021.....	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.	12
Tabla 8. Redes eléctricas en 34.5 kV.	14
Tabla 9. Redes eléctricas en 13.2 kV (año 2021).	14
Tabla 10. Transformadores de distribución - 2021.....	15
Tabla 11. Evolución del mercado por localidad.....	16
Tabla 12. Demanda comercial.....	17
Tabla 13. Demanda de potencia del sistema máxima y mínima.	17
Tabla 14. Proyectos nuevos de expansión.	18
Tabla 15. Inversiones aprobadas por municipio.....	19
Tabla 16. Inversión aprobada. Tipo I	19
Tabla 17. Inversión aprobada. Tipo II.	19
Tabla 18. Inversión aprobada. Tipo III.	20
Tabla 19. Inversión aprobada. Tipo IV.....	20
Tabla 20. Resumen inversión aprobada por tipo de inversión.	20
Tabla 21. Inversión aprobada en nivel de tensión 1.....	21
Tabla 22. Inversión aprobada en nivel de tensión 2.....	21
Tabla 23. Inversión aprobada en nivel de tensión 3.....	21
Tabla 24. Inversión aprobada en nivel de tensión 4.....	22
Tabla 25. Resumen de la inversión aprobada por niveles de tensión.	22
Tabla 26. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 1.	22
Tabla 27. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 2.	23
Tabla 28. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 3.	23
Tabla 29. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 4.	23
Tabla 30. Inversiones asociadas a expansión.	24
Tabla 31. Inversiones asociadas a reposición aprobadas.....	24
Tabla 32. Inversiones asociadas a calidad del servicio aprobadas.	24
Tabla 33. Proyectos relevantes aprobados.....	25
Tabla 34. Inversión aprobada – 2021.	25
Tabla 35. Generalidades de proyectos aprobados 2021.....	26
Tabla 36. Avance proyecto 2.	26
Tabla 37. Avance acumulado del proyecto 9.	27
Tabla 38. Proyectos del plan aprobado priorizados.	28
Tabla 39. Avance proyecto 4.	31
Tabla 40. Avance acumulado del plan de inversiones.	32
Tabla 41. Comparación Crr con la ejecución del PI por niveles de tensión.....	32

Tabla 42. Indicadores de referencia de calidad media.....	33
Tabla 43. Metas anuales - SAIDI.....	33
Tabla 44. Metas anuales - SAIFI	33
Tabla 45. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (HORAS).....	33
Tabla 46. DIUG nivel de tensión 1 (HORAS).....	34
Tabla 47. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (Veces).....	34
Tabla 48. FIUG nivel de tensión 1 (Veces).....	34
Tabla 49. Índices de perdidas eficientes por niveles de tensión.	34
Tabla 50. Desempeño de indicadores de calidad – SAIDI, SAIFI	36
Tabla 51. Senda de reducción de pérdidas de energía.....	36
Tabla 52. Actividades para desarrollar en el plan de reducción de pérdidas.....	37
Tabla 53. Costo de reposición de referencia.	38
Tabla 54. Senda de pérdidas y valores del indicador a diciembre de 2021.....	38
Tabla 55. 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”	13
Ilustración 11. Instalación del reconector sector Terpel y Malecón.	27
Ilustración 12. Independización de circuitos C4-CC.....	28
Ilustración 2. PQ N4 SE-SJG.....	29
Ilustración 3. PQ N3 - SJG	29
Ilustración 4. PQ N2 - SJG	29
Ilustración 5. PQ N2, N3 SE - Retorno	29
Ilustración 6. CT´s N2 – Asociados al modulo de barraje del transformador T01	30
Ilustración 7. CT´s N3 – Asociados al módulo de barraje del transformador T02.....	30
Ilustración 13. Inventario reconocido INVA.	39
Ilustración 14. Diagrama unifilar del sistema de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP	40

Listado de figuras

Figura 1. Avance en la ejecución del PI – año 2021	9
Figura 2. Crecimiento porcentual de usuarios 2018 - 2020.....	16
Figura 4. Indicador de indisponibilidad del servicio SAIDI 2019-2021.....	18
Figura 3. Indicador de frecuencia de interrupciones SAIFI 2019- 2021.....	18
Figura 7. Avance acumulado del proyecto 2.....	26
Figura 9. Avance proyecto 9.....	27
Figura 5. Avance acumulado del proyecto 4.....	31
Figura 10. Avance acumulado del plan de inversiones.....	32
Figura 11. Indicador de indisponibilidad (horas) 2019-2021	35
Figura 12. Indicador de frecuencia de eventos (Veces).....	35



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

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 = 3, (año 2021). 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 2021	Valor de ejecución regulatorio del año 2021
\$ 1.393.446.000	\$ 330.814.650

Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2021.

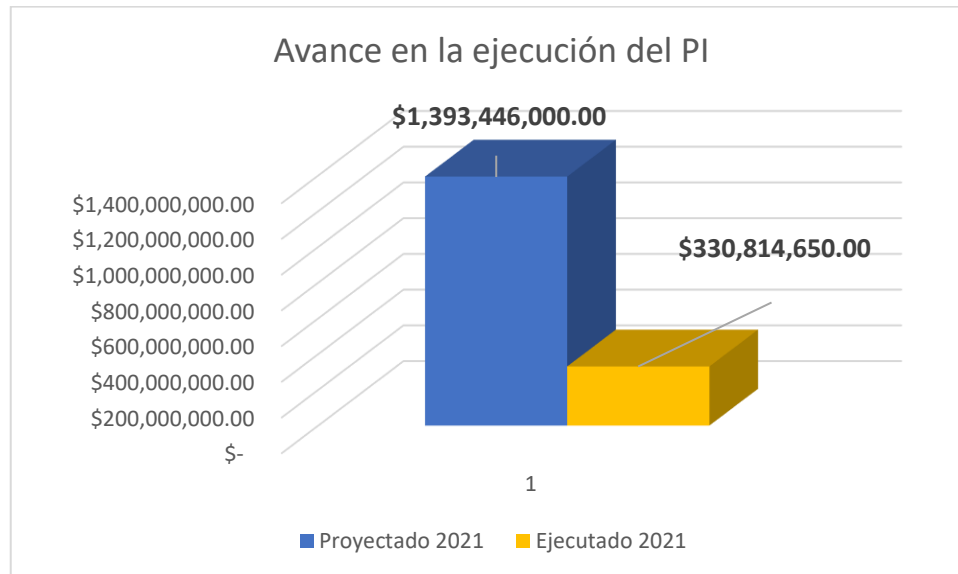


Figura 1. Avance en la ejecución del PI – año 2021

La Tabla 2 y la Figura 1, exponen el contraste que hay entre el avance proyectado en el plan de inversiones aprobado para el año 2021, versus el ejecutado para el presente año, cabe aclarar que el valor ejecutado tiene en cuenta los proyectos que fueron realizados y que se encuentran dentro del plan aprobado por la comisión.

Los proyectos aprobados por parte de la CREG para el periodo de reporte (año 2021) se presentan en la Tabla 3:

ID	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES DE UC
002	Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconectador) en las cabeceras y circuitos n2 de la subestación Calamar.	\$ 181,596,000	IV	2	4 N2EQ35
009	Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconectador) 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 teledirigido, 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

Tabla 3. Generalidades de los proyectos aprobados por la CREG para el año 2021.

El proyecto 004 (Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica), se tenía previsto alcanzar la ejecución del 100% de este proyecto para el año 2020, meta la cual no se logró a cabalidad ya que la compañía priorizó avanzar de manera paralela en otros proyectos en pro de mejorar la calidad del servicio de energía, es así como en el presente periodo de reporte (2021) se culmina el alcance del proyecto en relación. Adicionalmente se pusieron en servicio proyectos financiados con

recursos públicos (no propios de la empresa), proyecto que amplía la cobertura de la prestación del servicio, las generalidades se presentan en la Tabla 4.

ID PROYECTO	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	MUNICIPIO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
SE BOQUERÓN	Construcción y puesta en operación de la SE Boquerón	SJG corregimiento Charras Boquerón	3	III

Tabla 4. Proyectos puestos en operación en el año 2021, (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 2021; 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	28.949	5.17
SAIFI	15.163	20,51

Tabla 5. Indicadores de calidad obtenidos - 2021

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 5.17 horas en promedio, indicador que representa el 17.8% de la meta para este año; paralelamente el promedio anual de frecuencia de eventos percibido por cada usuario (SAIFI) fue de 20.51 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. esta 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.

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.

SUBESTACIÓN SAN JOSÉ



SUBESTACIÓN RETORNO



SUBESTACIÓN CALAMAR



SUBESTACIÓN CAPRICHÓ



SUBESTACIÓN BOQUERÓN



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) 2021
1	C1	San José	II	Circuito 1	88.545
2	C2		II	Circuito 2	148
3	C3		II	Circuito 3	30.005
4	C4		II	Circuito 4	22.440
5	CC		II	Circuito Concordia	626.826
6	CR1	Retorno	II	Circuito Retorno 1	134.516
7	CR2		II	Circuito Retorno 2	41.57
8	CRL		II	Circuito Retorno-Libertad	271,487
9	CCR1	Calamar	II	Circuito Calamar-Urbano	124.760
10	CCR2		II	Circuito Calamar rural 2	300.683
13	CCPR1	Capricho	II	Circuito Capricho 1	151.005
14	CCPR2		II	Circuito Capricho 2	36.328
15	CBQ1	Boquerón	II	Circuito Boquerón 1	80,526
16	CBQ2		II	Circuito Boquerón 2	24.596
			TOTAL, KILOMETROS		2081.3089

Tabla 9. Redes eléctricas en 13.2 kV (año 2021).

Para el presente periodo de reporte la compañía conto con **2.309** 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	N° Transformadores
1	C1	San José	II	Circuito 1	208
2	C2		II	Circuito 2	242
3	C3		II	Circuito 3	135
4	C4		II	Circuito 4	76
5	CC		II	Circuito Concordia	545
6	CR1	Retorno	II	Circuito Retorno 1	136
7	CR2		II	Circuito Retorno 2	67
8	CRL		II	Circuito Retorno-Libertad	289
9	CCR1	Calamar	II	Circuito Calamar-Urbano	129
10	CCR2		II	Circuito Calamar rural 2	270
13	CCPR1	Capricho	II	Circuito Capricho 1	126
14	CCPR2		II	Circuito Capricho 2	10
15	CBQ1	Boquerón	II	Circuito Boquerón 1	58
16	CBQ2		II	Circuito Boquerón 2	18
			TOTAL, transformadores		2.309

Tabla 10. Transformadores de distribución – 2021.

4.3. Cantidad de Usuarios.

Para el periodo 2021 se registran 24.627 usuarios, los usuarios residenciales se relacionan en los diferentes municipios expuesto en la Tabla 11.

ESTRATO	USUARIOS	CONSUMO KW/MES	FACTURADO \$
1	14.024	1.608.561	\$ 1.024.960.270
2	6.569	982.407	\$ 626.618.285
3	1.260	250.699	\$ 159.905.804
4	12	2.037	\$ 1.299.280
RESIDENCIAL	21.865	2.843.704	\$ 1.812.783.639
EA	5	5.564	\$ 3.548.942
EE	25	3.673	\$ 2.334.325
ES	0	-	\$ -
I	35	87.198	\$ 55.141.809
IA	0	-	\$ -
P	4	-	\$ -
C	2306	1.053.699	\$ 671.282.786
O	387	1.064.697	\$ 662.450.438
NO RESIDENCIAL	2.762	2.214.831	\$ 1.394.758.300
TOTAL	24.627	5.058.535	\$ 3.207.541.939

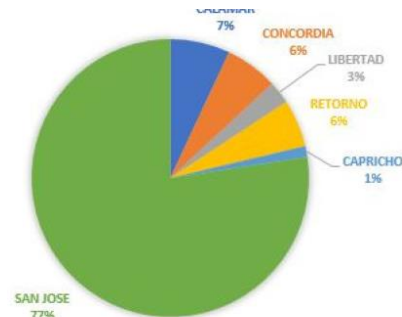


Tabla 11. Evolución del mercado por localidad.

Fuente: Reporte SUI Comercial, diciembre 2021 (datos facturación Noviembre)

El crecimiento de usuarios para el año 2021 aumenta en un 7.56% respecto al mismo periodo del año 2020, con un total de 1.788 nuevos usuarios facturados; los cuales corresponden al crecimiento normal de los usuarios, proyectos de expansión rural ejecutados por el gobierno nacional, departamental y viviendas de interés social, entre otros.



Figura 2. Crecimiento porcentual de usuarios 2018 - 2020.

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
2021	24,627	\$ 34,371,892,053	56,121,966
	7.26%	17.05%	8.88%
2010	22,980	\$ 29,364,177,042	51,545,598

Tabla 12. Demanda comercial.

Fuente: facturación SIEC ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A ESP 31/12/2020

Datos ventas de energía

El total de consumo facturado en pesos en el año 2021 fue de \$ **34,371,892,053** incluido subsidio y contribución. Para el año 2021 la demanda de energía aumento en un 8.88% equivalente a 56'121.966 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	2021
Máximo valor de potencia demanda del sistema (kW)	11.639
Mínimo valor de potencia demanda del sistema (kW)	1.742

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 20.51 veces, valor el cual se encuentra por encima de la meta en un 35.26%; paralelamente el promedio anual de indisponibilidad del servicio (SAIDI) fue de 5.17 horas, la cual se encuentra por debajo de la meta en un 82.14%, cumpliendo así la meta del anual para el año de reporte, lo anterior es resultado de los equipos de reconexión instalados (reconectores), los cuales reducen notoriamente los tiempos de reconexión y restablecimiento del servicio.

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.

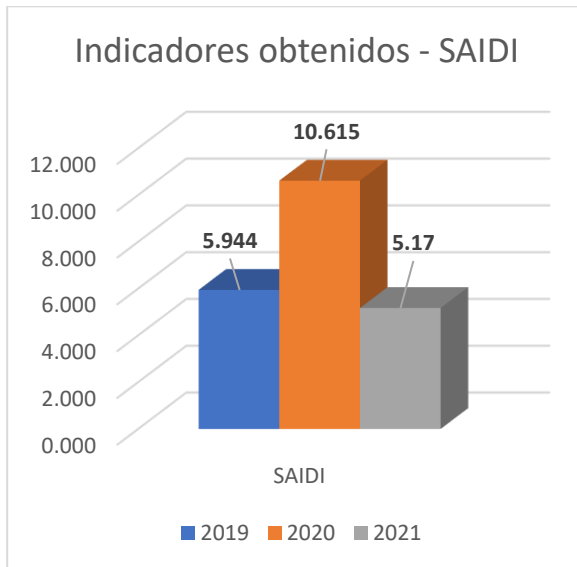


Figura 3. Indicador de indisponibilidad del servicio SAIDI 2019-2021

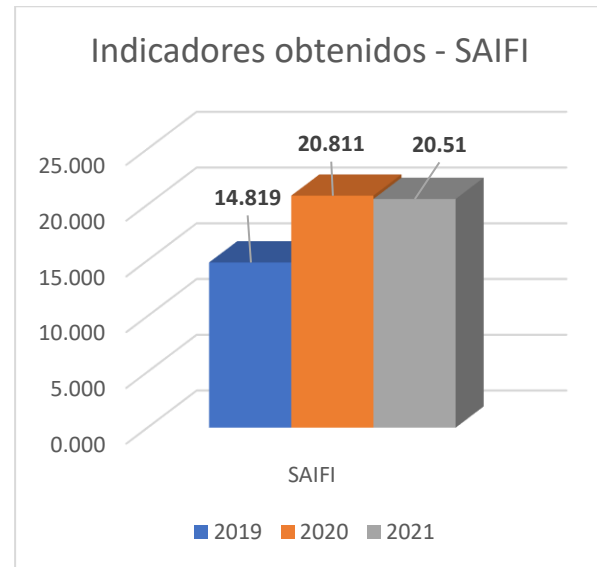


Figura 4. Indicador de frecuencia de interrupciones SAIFI 2019- 2021

4.7. Proyectos nuevos por expansión.

En total ingresaron al sistema 35 proyectos nuevos con una capacidad de transformación nominal de 2201 kVA discriminados así:

PROYECTOS NUEVOS		
Propiedad	Cantidad	KVA
Particular	35	2201

Tabla 14. Proyectos nuevos de expansión.

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	Codigo 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 15. 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 16. 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 17. 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 18. 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 19. 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 20. 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 21. 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 22. 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 23. 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 24. 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 25. 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 I	INVA _{j,1,I,1}	INVA _{j,1,I,2}	INVA _{j,1,I,3}	INVA _{j,1,I,4}	INVA _{j,1,I,5}	TOTAL
I = 11						
I = 12					\$ 157.714.440	\$ 157.714.440
TOTAL					\$ 157.714.440	\$ 157.714.440

Tabla 26. 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 27. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 2.

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

Tabla 28. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 3.

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

Tabla 29. 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 30. 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 línea 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 SIG, RETORNO Y CALAMAR.	1	IV	2023	\$ 157.714.440,00
Total					\$ 928.396.440

Tabla 31. 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 32. Inversiones asociadas a calidad del servicio aprobadas.

5.8. Proyectos relevantes

Nombre	Tipo de inversión	Año
Reposicion de la Bahia 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 33. Proyectos relevantes aprobados.

5.9. Ejecución proyectada - 2021

Para el presente año se proyectó en el plan de inversiones la ejecución de los proyectos: 002 y 009, el valor instalado del plan 2021 es de \$ 1.393.446.000 en pesos del 2017.

APROBADO CREG - 2021					
Categoría de activos	L	NT 4	NT 3	NT 2	NT 1
Transformadores de potencia	1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Compensación reactiva	2	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Bahias y celdas	3	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Control y comunicaciones	4	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Equipos de subestación	5	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Otros activos subestación	6	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Lineas aereas	7	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Lineas subterranas	8	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Equipos de linea	9	\$ -	\$ 303,870	\$ 1,089,576,000	\$ -
Centro de control	10	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Transformadores de distribución	11	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Redes de distribución	12	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	SUBTOTAL	\$ -	\$ 303,870.00	\$ 1,089,576,000.00	\$ -
	TOTAL	\$ 1,089,879,870.00			

Tabla 34. Inversión aprobada – 2021.

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
002	Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en las cabeceras y circuitos n2 de la subestación Calamar.	\$ 181,596,000	IV	2	4 N2EQ35
009	Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (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

Tabla 35. Generalidades de proyectos aprobados 2021.

Proyecto 002 – Adquisición e instalación de equipos de corte y maniobra en cabeceras de la subestación de Calamar.

En el año 2020 se realizó la adquisición e instalación de:

- 1 reconectores nivel de tensión 2 (N2EQ35)

Reconector instalado en el circuito CCR2 cerca al batallón de calamar

En el año 2021 no se presentaron avances; el avance acumulado del proyecto 2 a corte del 2021 es del 25%, ver Figura 5.

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

PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	VALOR EJECUTADO
2	\$ 181,596,000	\$ 45,399,000

Tabla 36. Avance proyecto 2.

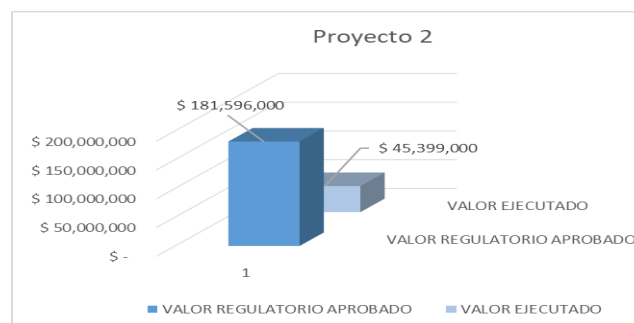


Figura 5. Avance acumulado del proyecto 2.

Proyecto 9 – Adquisición e instalación de equipos de corte y maniobra en circuitos y cabeceras del SDL de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP.

En el año 2020 se realizó la adquisición e instalación de:

- 1 reconectores nivel de tensión 2 - (N2EQ35)
Instalado en el circuito C3 (Sector de Terpel - SJG)
- 1 reconector (N2S7E08) Instalado en la cabecera del CC, el cual se independizo del circuito C4.

En el año 2021 se realizó la adquisición e instalación de:

- 1 reconectores nivel de tensión 2 - (N2EQ35)
Instalado en el circuito C4 (Sector de Malecón - SJG)

El avance acumulado del proyecto 9 a corte del 2021 es del 13.3%.

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

PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	VALOR EJECUTADO
9	\$ 1,211,850,000	\$ 161,780,932

Figura 6. Avance proyecto 9.

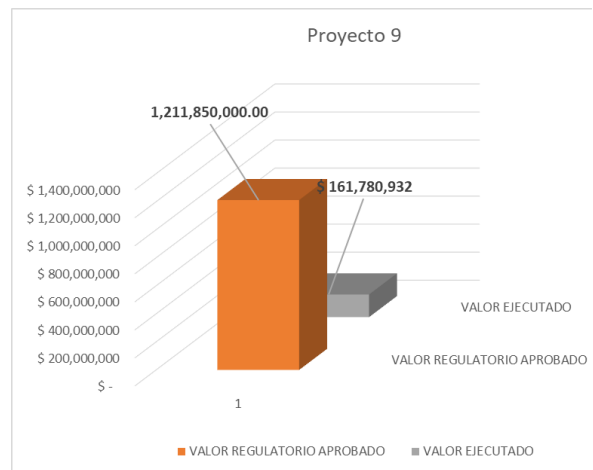


Tabla 37. Avance acumulado del proyecto 9.



Ilustración 2. Instalación del reconductor sector Terpel y Malecón.



Ilustración 3. Independización de circuitos C4-CC

5.9.1. Ejecución real acumulada a corte 2022

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A E.S.P. en pro de mejorar la calidad del servicio priorizo avanzar en el proyecto 004, las generalidades de este proyecto se relacionan en la Tabla 38.

ID	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES DE UC	OPERACIÓN PLANEADA
004	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.	\$ 466.086.000	IV	4,3 & 2	6 N3EQ14 6 N2EQ34, 2 N4EQ4, 6 N2EQ38, 6 N2EQ40, 6 N3EQ11, 6 N3EQ27	2020

Tabla 38. Proyectos del plan aprobado priorizados.

Proyecto 004 –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, Calamar y Capricho.

En el año 2020 se realizó la adquisición e instalación de:

- En la subestación SJG:
- 1 PQ N4 - (N4EQ4)
- 1 PQ N3 – (N3EQ14)
- 1 PQ N2 – (N2EQ34)



Ilustración 4. PQ N4 SE-SJG



Ilustración 5. PQ N3 - SJG



Ilustración 6. PQ N2 - SJG

En la subestación Retorno

- 1 PQ N3 – (N3EQ14)
- 1 PQ N2 – (N2EQ34)



Ilustración 7. PQ N2, N3 SE - Retorno

- 6 transformadores de corriente para el nivel de tensión 2.
- 3 CT's N2 - (N2EQ40) - Subestación Retorno (dispuestos en el barraje de llegada del TR2 - 100010001000).
- 3 CT's N2 - (N2EQ40) - Subestación SJG (CT'S asociado al módulo de barraje TO1 - 100020000000).

- 3 transformadores de corriente para el nivel de tensión 3, SE SJG.
3 CT's N3 - (N3EQ27) – Asociados al módulo de barraje 10002001N000 – TO2).



Ilustración 8. CT's N2 – Asociados al módulo de barraje del transformador T01



Ilustración 9. CT's N3 – Asociados al módulo de barraje del transformador T02

En el año 2021 se realizó la adquisición e instalación de:

Se adquirieron en el presente periodo:

- 3 N3EQ14
- 5 N2EQ34
- 1 N4EQ4
- 9 N2EQ38
- 9 N2EQ40

De los cuales se instalaron y fueron puestos en servicio:

En la subestación SJG:

- 1 N3EQ14 (Barra de 34.5 kV)
- 1 N2EQ34 (Barra de 13.8 kV)
- 1 N4EQ4 (Respaldo de la línea de 115 kV)

En la subestación RETORNO:

- 1 N2EQ34

En la subestación CAPRICHICO:

- 1 N3EQ14 (Barra de 34.5 kV)
- 1 N2EQ34 (Barra de 13.8 kV)

En la subestación CALAMAR:

- 1 N3EQ14 (Barra de 34.5 kV)
- 2 N2EQ34 (Barra de 13.8 kV)



Ilustración 10. PQ's Asociados a las barras de la Subestación Calamar.



Ilustración 11. PQ's asociados a las barras de la subestación Capricho.

El avance acumulado del proyecto 4 a corte del 2021 es del 95.87%, ver

Figura 7 y Tabla 39.

Nota: Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017), se tuvo en cuenta la adquisición como un 85% del Cr dado por la comisión a las UC.

PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	VALOR EJECUTADO
4	\$ 466,086,000	\$ 466,845,650

Tabla 39. Avance proyecto 4.

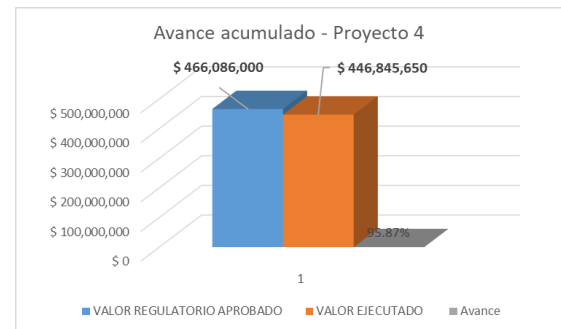


Figura 7. Avance acumulado del proyecto 4.

Conforme a lo anterior, la inversión acumulada producto de la ejecución de los proyectos del plan de inversiones se presenta en la Tabla 40.

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



Proyectado 2021	Ejecución real (Planeado para 2021)	Ejecución acumulada (PI aprobado)
\$ 1,089,879,870	\$ 492,244,650	\$ 911,770,852

Tabla 40. Avance acumulado del plan de inversiones.

Figura 8. Avance acumulado del plan de inversiones.

5.9.2. Comparación con el CRR de la ejecución

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

2021		
Nivel de tensión	EJECUCIÓN	COMPARACIÓN Crr
NT4	\$ 23,943,000.00	0.06%
NT3	\$ 99,139,500.00	4.28%
NT2	\$ 235,042,650.00	2.20%
NT1	\$ -	
TOTAL	\$ 358,125,150.00	
CRR		0.585%

Tabla 41. 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 42. Indicadores de referencia de calidad media.

Nota: Los indicadores de la Tabla 42 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 43. Metas anuales - SAIDI.

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 44. Metas anuales - SAIFI

5.10.2. Indicadores de calidad individual

Indicadores de calidad individual de duración de eventos.

DIUG NIVELES DE TENSION 2 Y 3 (Horas)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	150.46	138,36
3	-	-	-

Tabla 45. 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 46. 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 47. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (Veces).

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

Tabla 48. FIUG nivel de tensión 1 (Veces).

5.10.3. Índices de referencia pérdidas eficientes.

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

VARIABLE	VALOR
$Pe_{j,3}$	0,58%
$Pe_{j,2}$	2,05%
$Pe_{j,1}$	5,78%

Tabla 49. Índices de pérdidas 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) presentó un desempeño de 5.17 horas cumpliendo con la meta anual establecida.

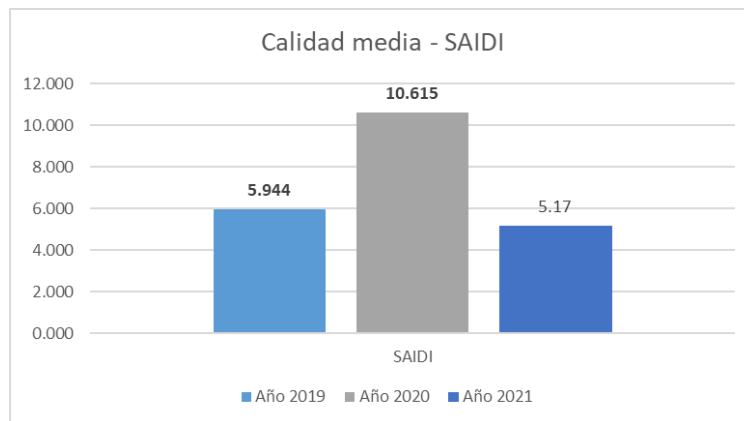


Figura 9. Indicador de indisponibilidad (horas) 2019-2021

El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 20.51 veces; se prevé que para el periodo 2022 y 2023 se realicen la remodelación de redes de media y baja tensión trenzadas, lo anterior disminuirá los eventos ocasionados producto del contacto de la red con fauna y flora.

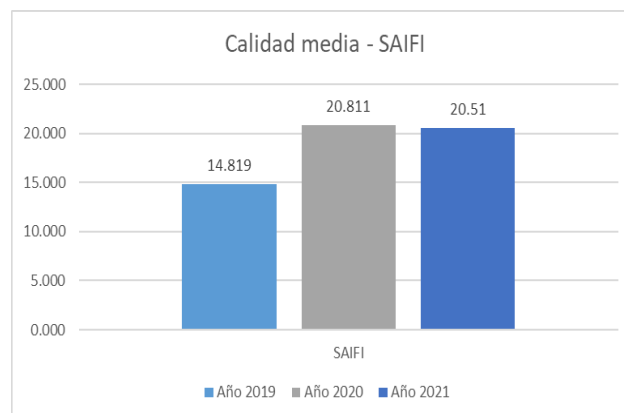


Figura 10. Indicador de frecuencia de eventos (Veces).

En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentó 5,17 horas de indisponibilidad y 20,51 veces de salidas promedio a los usuarios.

Desempeño 2021		
Indicador	Resultado	Meta
SAIFI	20,51	15.163
SAIDI	5.17	28.805

Tabla 50. 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 51. 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 PÉRDIDAS 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	\$ 320.000.000	\$ 320.000.000	\$ 320.000.000	\$ 320.000.000	\$ 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
	Anomalia 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	\$ 316.170.000	\$ 316.170.000	\$ 316.170.000	\$ 316.170.000	\$ 316.170.000	\$ 316.170.000	\$ 316.170.000	\$ 3.547.087.344	
TOTAL PLAN:			\$ 6.047.087.344										

Tabla 52. 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.

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
CRR_j	61.213.998.117
$Crr_{j,4}$	41.465.516.363
$Crr_{j,3}$	2.315.440.998
$Crr_{j,2}$	10.694.396.117
$Crr_{j,1}$	6.738.644.640

Tabla 53. 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 2021 el índice de pérdidas totales de Energuaviare SA ESP fue de 15,67%, el cual se encuentra por debajo de la meta proyectada en la senda que es de un 18,35% para el año 2021.

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%
	Metas de la senda de reducción de pérdidas aprobada por resolución CREG 140/2021		Índice de pérdidas final del periodo, referido a nivel de tensión IV.
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%	
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 54. Senda de pérdidas y valores del indicador a diciembre de 2021.

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	PLANEADO PARA 2022	DESVIACIÓN
1	Reposicion 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 - SJG	\$ 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	\$ -	\$ 136,197,000
3	Reposición de DogHouse - SE SJG	\$ 212,346,000	\$ -	\$ -		\$ 212,346,000	-\$ 212,346,000
9	Reconectores en cabeceras y circuitos SDL	\$ 116,381,932	\$ -	\$ 45,399,000	\$ 1,211,850,000	\$ -	\$ 1,050,069,068
TOTAL		\$ 580,955,932	\$ 1,115,220,000	\$ 330,814,650	\$ 1,393,446,000	\$ 212,346,000	\$ 1,596,895,418

Tabla 55. Desviaciones en el plan de inversiones.

El proyecto 004 (Reemplazo de remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia) fue proyectado para el año 2020, sin embargo, el proyecto logra su alcance a fecha de corte 2021.

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	ID	DESCRIPCIÓN	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	AÑO	UBICACIÓN	ESTADO	OTRO	OTRO
INVA	3	Reponer equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	Equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	3	III	2022	SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	*N*	N	*
INVA	4	Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica	Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica en las barras de nivel de tensión IV, III y II de las subestaciones San José, Retorno y Calamar.	2	IV	2020	SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	*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 JOSÉ DEL GUAVIARE	*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	2	IV	2022	SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	*N*	N	*

Ilustración 12. Inventario reconocido INVA.

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

8. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO

Para el periodo de reporte se ejecutaron diferentes proyectos orientados en el mejoramiento de calidad del servicio (tipo de inversión 4), se instaló un (1) reconector en el circuito C4 de la subestación (SE) de San José del Guaviare. Paralelamente se instalaron equipos de medida de la calidad de la potencia en las barras de la subestación de San José del Guaviare, Retorno, Calamar y Capricho. Estos proyectos son orientados al mejoramiento en la calidad del servicio a partir de inversiones eficientes en activos que permitan mejorar y asegurar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio.

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 a diciembre del año 2021 es el siguiente:

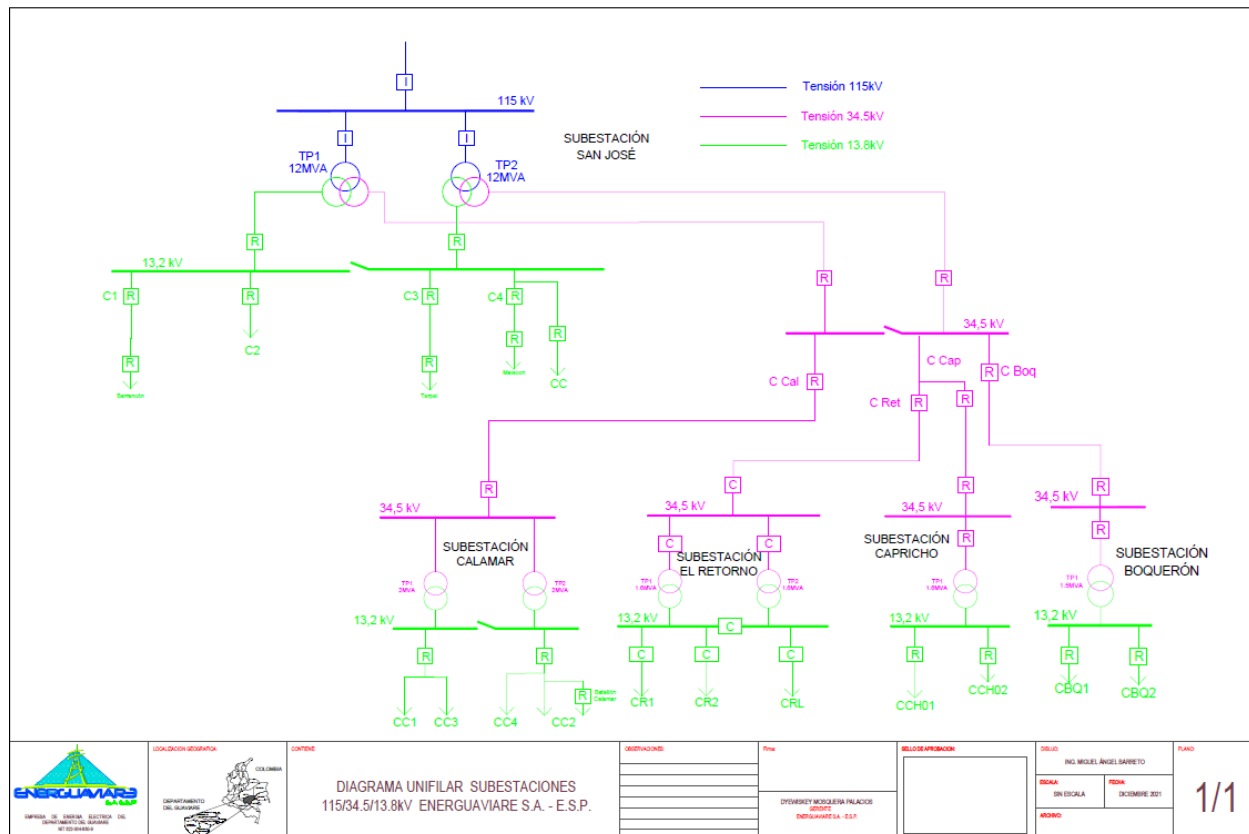


Ilustración 13. Diagrama unifilar del sistema de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP

Nota: Buscar en los anexos “UNIFILAR ENERGUAVIARE – 2021 (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.

Georreferenciación	⊙	29/11/2023 3:40 p. m.	Carpeta de archivos	
GUAVIARE_BRA0_2021_Rev1	⊙	23/10/2023 6:10 p. m.	Hoja de cálculo d...	137 KB
GUAVIARE_BRAFO_2021_Rev2	⊙	29/11/2023 3:33 p. m.	Hoja de cálculo d...	107 KB
GUAVIARE_INVA_2021_Rev1	⊙	23/11/2023 4:04 p. m.	Hoja de cálculo d...	116 KB
GUAVIARE_INVTR_2021_Rev2	⊙	29/11/2023 3:34 p. m.	Hoja de cálculo d...	104 KB
Informe de ejecución PLAN INVERSION Año 3_2021_ENERGUAVIARE SA ESP	⊙	29/11/2023 3:42 p. m.	Documento de Mi...	4.401 KB
Resumen_2021_Rev_2	⊙	21/11/2023 3:20 p. m.	Hoja de cálculo d...	124 KB
UNIFILAR ENERGUAVIARE - 2021	⊙	22/11/2023 11:35 a. m.	Documento Adob...	99 KB

Elaborado por:

ING. MIGUEL ÁNGEL BARRETO SÁNCHEZ

Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica - UNIANDES
Director de planeación
ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.
M.P. No.: BY250-76

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.