



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.

OCTUBRE 2023

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN
AÑO 2 (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

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.

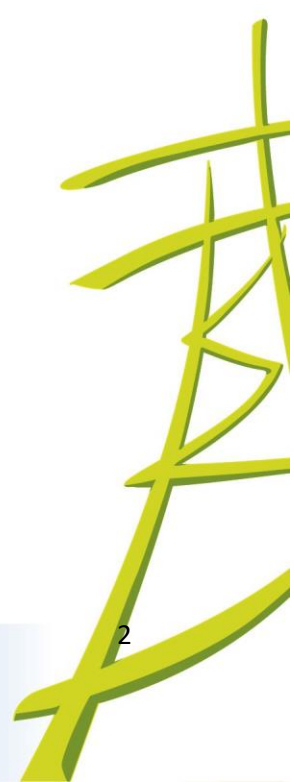
Ing. JAIRO STIVEN RAMOS CASTELLANOS

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 | 9 |
| 3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS | 12 |
| 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO | 13 |
| 4.1. Área de influencia..... | 13 |
| 4.2. Activos operados..... | 13 |
| 4.2.1. Redes del Sistema de Distribución Local (SDL). | 15 |
| 4.3. Cantidad de Usuarios..... | 16 |
| 4.4. Demanda de energía (GWh-año)..... | 17 |
| 4.5. Demanda de potencia [kW]: Demanda máxima y mínima presentada en el sistema..... | 18 |
| 4.6. Indicadores de calidad del servicio..... | 18 |
| 4.7. Proyectos nuevos por expansión. | 19 |
| 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..... | 20 |
| 5.3. Plan de inversión aprobado por nivel de tensión..... | 22 |
| 5.4. Plan de inversión aprobado por categoría de activos..... | 23 |
| 5.5. Inversiones asociadas a expansión..... | 25 |
| 5.6. Inversiones asociadas a reposición..... | 25 |
| 5.7. Inversiones asociadas a calidad del servicio..... | 25 |
| 5.8. Proyectos relevantes..... | 26 |
| 5.9. Ejecución real para el 2020..... | 26 |
| 5.9.1. Ejecución real acumulada a corte 2020..... | 31 |
| 5.9.2. Comparación con el CRR de la ejecución..... | 35 |
| 5.10. Metas propuestas del Plan para la calidad..... | 35 |
| 5.10.1. Indicadores de referencia de calidad media..... | 35 |
| 5.10.2. Indicadores de calidad individual..... | 36 |
| 5.10.3. Índices de referencia pérdidas eficientes..... | 37 |



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. | 37 |
| 6.1. Plan de reducción de pérdidas de energía | 39 |
| 6.1.1. Actividades para ejecutar con recursos CPROG | 40 |
| 6.1.2. Inversión anual por actividad | 40 |
| 6.1.3. Cumplimiento de la meta de reducción de pérdidas de energía. | 41 |
| 7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN | 42 |
| 8. INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO | 43 |
| 9. GESTIÓN DE ACTIVOS | 43 |
| 10. UC ESPECIALES | 43 |
| 11. DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA | 44 |
| 12. FORMATOS | 45 |



Listado de tablas

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 1. Inversión aprobada 2019 - 2023 | 9 |
| Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2020. | 9 |
| Tabla 3. Generalidades de los proyectos aprobados por la CREG para el año 2020 | 10 |
| Tabla 4. Proyectos ejecutados en el 2020, pero que se encuentran fuera del plan aprobado por la comisión | 11 |
| Tabla 5. Indicadores de calidad obtenidos - 2020..... | 11 |
| Tabla 6. Descripción y cantidades de Estructuras de la línea de 115 kV | 13 |
| 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 | 15 |
| Tabla 10. Transformadores de distribución - 2020..... | 16 |
| Tabla 11. Evolución del mercado por localidad..... | 16 |
| Tabla 12. Demanda comercial..... | 17 |
| Tabla 13. Ventas de energía | 18 |
| Tabla 14. Demanda de potencia del sistema máxima y mínima. | 18 |
| Tabla 15. Proyectos nuevos de expansión. | 19 |
| Tabla 16. Inversiones aprobadas por municipio. | 20 |
| Tabla 17. Inversión aprobada. Tipo I | 20 |
| Tabla 18. Inversión aprobada. Tipo II. | 20 |
| Tabla 19. Inversión aprobada. Tipo III. | 21 |
| Tabla 20. Inversión aprobada. Tipo IV..... | 21 |
| Tabla 21. Resumen inversión aprobada por tipo de inversión. | 21 |
| Tabla 22. Inversión aprobada en nivel de tensión 1..... | 22 |
| Tabla 23. Inversión aprobada en nivel de tensión 2..... | 22 |
| Tabla 24. Inversión aprobada en nivel de tensión 3..... | 22 |
| Tabla 25. Inversión aprobada en nivel de tensión 4..... | 23 |
| Tabla 26. Resumen de la inversión aprobada por niveles de tensión. | 23 |
| Tabla 27. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 1. | 23 |
| Tabla 28. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 2. | 24 |
| Tabla 29. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 3. | 24 |
| Tabla 30. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 4. | 24 |
| Tabla 31. Inversiones asociadas a expansión. | 25 |
| Tabla 32. Inversiones asociadas a reposición aprobadas..... | 25 |
| Tabla 33. Inversiones asociadas a calidad del servicio aprobadas..... | 25 |
| Tabla 34. Proyectos relevantes aprobados..... | 26 |
| Tabla 35. Inversión aprobada – 2020. | 26 |
| Tabla 36. Generalidades de proyectos aprobados 2020..... | 27 |
| Tabla 37. Avance proyecto 4..... | 29 |
| Tabla 38. Avance proyecto 8..... | 30 |
| Tabla 39. Proyectos del plan aprobado priorizados. | 31 |
| Tabla 40. Avance proyecto 2..... | 31 |

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tabla 41. Avance proyecto 3..... | 32 |
| Tabla 42. Avance acumulado del proyecto 9..... | 33 |
| Tabla 43. Avance acumulado del plan de inversiones..... | 34 |
| Tabla 44. Comparación Crr con la ejecución del PI por niveles de tensión..... | 35 |
| Tabla 45. Indicadores de referencia de calidad media..... | 35 |
| Tabla 46. Metas anuales - SAIDI..... | 35 |
| Tabla 47. Metas anuales - SAIFI..... | 36 |
| Tabla 48. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (HORAS)..... | 36 |
| Tabla 49. DIUG nivel de tensión 1 (HORAS)..... | 36 |
| Tabla 50. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (Veces)..... | 36 |
| Tabla 51. FIUG nivel de tensión 1 (Veces)..... | 37 |
| Tabla 52. Índices de perdidas eficientes por niveles de tensión..... | 37 |
| Tabla 53. Desempeño de indicadores de calidad – SAIDI, SAIFI..... | 39 |
| Tabla 54. Senda de reducción de pérdidas de energía..... | 39 |
| Tabla 55. Actividades para desarrollar en el plan de reducción de pérdidas..... | 40 |
| Tabla 56. Costo de reposición de referencia..... | 41 |
| Tabla 57. Senda de pérdidas y valores del indicador a diciembre de 2022..... | 41 |
| Tabla 58. Desviaciones en el plan de inversiones..... | 42 |

Listado de ilustraciones

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Ilustración 1. Subestaciones operadas por “ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P”..... | 14 |
| Ilustración 2. PQ N4 SE-SJG..... | 27 |
| Ilustración 3. PQ N3 - SJG..... | 27 |
| Ilustración 4. PQ N2 - SJG..... | 27 |
| Ilustración 5. PQ N2, N3 SE - Retorno..... | 28 |
| Ilustración 6. CT´s N2 – Asociados al módulo de barraje del transformador T01..... | 29 |
| Ilustración 7. CT´s N3 – Asociados al módulo de barraje del transformador T02..... | 29 |
| Ilustración 8. Reconectador instalado en el sector de barrancón..... | 30 |
| Ilustración 9. Reconectador de reemplazo Dog house Nivel de tensión 2 (TP2)..... | 32 |
| Ilustración 10. Reconectador de reemplazo Dog house Nivel de tensión 3 (TP1)..... | 32 |
| Ilustración 11. Instalación del reconectador sector Terpel..... | 33 |
| Ilustración 12. Independización de circuitos C4-CC..... | 34 |
| Ilustración 13. Inventario reconocido INVA..... | 43 |
| Ilustración 14. Diagrama unifilar del sistema de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP..... | 44 |

Listado de figuras

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 1. Avance en la ejecución del PI – año 2020..... | 10 |
| Figura 2. Crecimiento porcentual de usuarios 2018 - 2020..... | 17 |
| Figura 3. Indicador de frecuencia de interrupciones SAIFI 2019- 2020..... | 19 |



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

| | |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| Figura 4. Indicador de indisponibilidad del servicio SAIDI 2019-2020..... | 19 |
| Figura 5. Avance acumulado del proyecto 4..... | 29 |
| Figura 6. Avance acumulado del proyecto 8..... | 30 |
| Figura 7. Avance acumulado del proyecto 2..... | 31 |
| Figura 8. Avance acumulado del proyecto 3..... | 32 |
| Figura 9. Avance proyecto 9..... | 33 |
| Figura 10. Avance acumulado del plan de inversiones..... | 34 |
| Figura 11. Indicador de indisponibilidad (horas) 2019-2020 | 38 |
| Figura 12. Indicador de frecuencia de eventos (Veces)..... | 38 |



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 = 2, (año 2020). 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 2020 | Valor de ejecución regulatorio para el año 2020 |
|----------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| \$ 1.115.220.000 | \$ 580.955.932 |

Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2020.

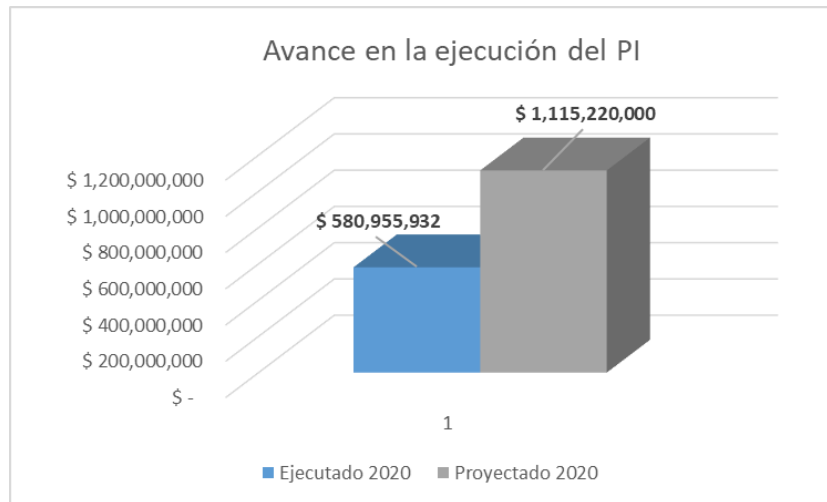


Figura 1. Avance en la ejecución del PI – año 2020

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 2020, 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 se presentan en la Tabla 3:

| ID | DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO | VALOR REGULADORIO APROBADO | TIPO DE INVERSIÓN | NIVEL DE TENSIÓN | CANTIDADES DE UC |
|-----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------|------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| 001 | Reponer los equipos y elementos que maniobran, protegen y miden las magnitudes de la línea de transmisión. | \$ 558.336.000,00 | III | 4 | 1 - n4s1 |
| 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. | \$ 466.086.000,00 | III - IV | 4,3 & 2 | 6 N3EQ14 6 N2EQ34, 2 N4EQ4, 6 N2EQ38, 6 N2EQ40, 6 N3EQ11, 6 N3EQ27 |
| 008 | Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en el circuito 1 de la subestación SJG. | \$ 90.798.000 | IV | 3 & 2 | 20 N2EQ35 |

Tabla 3. Generalidades de los proyectos aprobados por la CREG para el año 2020

Los proyectos 002 (Reconectores SE Calamar), 003 (Reemplazo de DogHouse) y 009 (Reconectores Cabeceras y circuitos de SE'S del OR) no se tenían proyectados para ejecutar en el presente periodo, sin embargo, la empresa tomo la decisión de priorizar y avanzar en estos proyectos en pro de mejorar la confiabilidad y calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica. Adicionalmente se realizaron inversiones que no se encuentran en el plan aprobado, pero que son esenciales para mejorar la confiabilidad en la prestación y calidad del servicio, los proyectos ejecutados fuera del plan se presentan en la Tabla 4.

| ID PROYECTO | DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO | MUNICIPIO | VALOR REGULATORIO | TIPO DE INVERSIÓN | NIVEL DE TENSIÓN | CANTIDADES DE UC |
|-----------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| Seccionador tripolar - la virgen | Instalar un seccionador tripolar en el circuito del retorno, ubicación la virgen - No incluido en el plan | SJG | \$ 30.202.000 | 3 | III | N3EQ4 |
| SCADA - PAQUETE SPARD | Licenciamiento de SCADA Y SPARD - No incluido en el plan | SJG | \$ 15.411.241.000 | 4 | IV | N0P12 |
| RELES RETORNO | Adquirir e instalar relés de sobrecorriente para circuitos del retorno y relés de protección de transformadores de potencia. | EL RETORNO | \$ 627.575.000 | 3 | III | 3 N2S9 2 N3S12 |
| BAHIA DE TRAF0 N3 | Puesta en operación de bahía de transformador n3 en subestación San José. | SJG | \$ 154.080.108 | 4 | III | N3S2 |

Tabla 4. Proyectos ejecutados en el 2020, pero que se encuentran fuera del plan aprobado por la comisión

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 2020; 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 | 31,467 | 10,615 |
| SAIFI | 16,4811008 | 20,811 |

Tabla 5. Indicadores de calidad obtenidos - 2020

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 SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 20.811 veces en promedio; paralelamente el promedio anual de indisponibilidad del servicio se encuentra por debajo de la meta, disminuyendo así los niveles de energía no servida, lo anterior obedece en parte a las inversiones realizadas en equipos de reconexión automática (reconectores) instalados en cabeceras y circuitos del sistema de distribución local, junto con la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones.

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 4 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 Jose del Guaviare, Retorno, Calamar y corregimiento del Capricho.

Para el año 2020 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 |

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

SUBESTACIÓN SAN JOSÉ



SUBESTACIÓN RETORNO



SUBESTACIÓN CALAMAR



SUBESTACIÓN CAPRICHIO



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 |

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) 2020 |
|--------------------------|-----------------|---------------------|------------------|---------------------------|----------------|
| 1 | C1 | San José | II | Circuito 1 | 110,51 |
| 2 | C2 | | II | Circuito 2 | 79 |
| 3 | C3 | | II | Circuito 3 | 38 |
| 4 | C4 | | II | Circuito 4 | 70 |
| 5 | CC | | II | Circuito Concordia | 180,45 |
| 6 | CR1 | Retorno | II | Circuito Retorno 1 | 128 |
| 7 | CR2 | | II | Circuito Retorno 2 | 74 |
| 8 | CRL | | II | Circuito Retorno-Libertad | 146,31 |
| 9 | CCL | Calamar | II | Circuito Calamar-Libertad | 49 |
| 10 | CCR1 | | II | Circuito Calamar rural 1 | 6 |
| 11 | CCR2 | | II | Circuito Calamar rural 2 | 109,5 |
| 12 | CCB | | II | Circuito Calamar Batallón | 57 |
| 13 | CCPR1 | Capricho | II | Circuito Capricho 1 | 15 |
| 14 | CCPR2 | | II | Circuito Capricho 2 | 123 |
| 15 | CBQ1 | Boquerón | II | Circuito Boquerón 1 | 84,22 |
| 16 | CBQ2 | | II | Circuito Boquerón 2 | 62 |
| TOTAL, KILOMETROS | | | | | 1331,99 |

Tabla 9. Redes eléctricas en 13.2 kV.

Para el presente periodo de reporte la capacidad instalada de transformación en el sistema de distribución local de la empresa es de 31.476 kVA, lo anterior obedece a la distribución de diferentes tipos de transformadores en municipios, corregimientos y veredas del departamento del Guaviare y sur del meta.

Transformadores De Distribución:

| ítem | Subestación | Cantidad de Transformadores | Capacidad Instalada (kVA) |
|--------------------|-------------|-----------------------------|---------------------------|
| 1 | San José | 867 | 22453 |
| 2 | Retorno | 484 | 4765 |
| 3 | Calamar | 266 | 3023 |
| 4 | Capricho | 141 | 1235 |
| TOTAL_TOTAL | | 1758 | 31476 |

Tabla 10. Transformadores de distribución - 2020

4.3. Cantidad de Usuarios.

Para el periodo 2020 se registran 23.008 usuarios, los usuarios residenciales se relacionan en los diferentes municipios expuesto en la Tabla 11.

| MUNICIPIO | CODIGO DANE | TOTAL USUARIOS | | | | | | | | | |
|--------------|-------------|---------------------|--------------|--------------|-----------|----------------|-----------|----------|--------------|-----------|---------------|
| | | RESIDENCIAL-ESTRATO | | | | NO RESIDENCIAL | | | | | TOTAL |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 0 | EE | EA | C | I | |
| SAN JOSE | 95001000 | 7,435 | 5,698 | 1,221 | 12 | 177 | 19 | 5 | 1,475 | 35 | 16,077 |
| RETORNO | 95025000 | 1,278 | 255 | 8 | - | 68 | 2 | - | 209 | 3 | 1,823 |
| LIBERTAD | 95025001 | 1,065 | 20 | - | - | 37 | - | - | 82 | 1 | 1,205 |
| CALAMAR | 95015000 | 1,087 | 121 | 7 | - | 45 | 1 | - | 249 | 2 | 1,512 |
| CONCORDIA | 50450000 | 1,848 | 263 | - | - | 37 | 2 | - | 188 | 5 | 2,343 |
| TOTAL | | 12,713 | 6,357 | 1,236 | 12 | 364 | 24 | 5 | 2,203 | 46 | 22,960 |

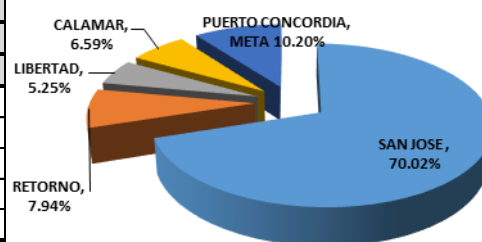


Tabla 11. Evolución del mercado por localidad.

Fuente: Reporte SUI Comercial, Diciembre 2020 (datos facturación Noviembre)

El crecimiento de usuarios para el año 2020 aumenta en un 5.93% respecto al mismo periodo del año 2019, con un total de 1.365 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.

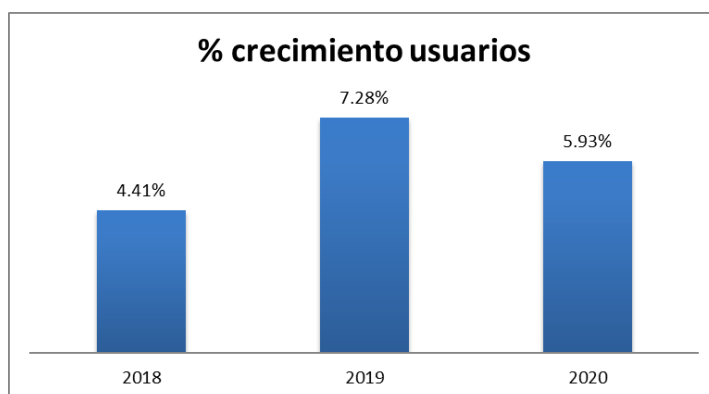


Figura 2. Crecimiento porcentual de usuarios 2018 - 2020.

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 |
| 2020 | 23,008 | \$ 29,364,177,042 | 51,911,905 |
| | 5.93% | 8.52% | 5.99% |
| 2019 | 21,643 | \$ 27,058,072,871 | 48,979,429 |

Tabla 12. Demanda comercial.

Datos ventas de energía

El total de consumo facturado en pesos en el año 2020 fue de \$ **29,364,177,041.91** incluido subsidio y contribución.

| USUARIOS | CONSUMO KW | CONSUMO PESOS | SUBSIDIO | CONTRIBUCCION |
|---------------|---------------|----------------------|-----------------|---------------|
| 23,008 | 51,911,905.00 | \$ 24,124,033,327.00 | - 7,060,593,243 | 1,079,208,465 |

Tabla 13. Ventas de energía

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

Para el año 2020 la demanda de energía aumento en un 5.99% equivalente a 51'911.905 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 | 2020 |
|---------------------------------------------------|--------|
| Máximo valor de potencia demanda del sistema (kW) | 12.612 |
| Mínimo valor de potencia demanda del sistema (kW) | 2.003 |

Tabla 14. 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. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 20.811 veces, se proyecta mejorar este indicador con la ejecución del plan de inversiones ya que en este periodo se priorizo la implementación de dispositivos de corte y maniobra telecontrolados (reconectores), sin embargo en el plan aprobado para el 2023 se programó la remodelación de redes de baja tensión a redes trenzadas subterráneas, mejorando la seguridad en la prestación del servicio de energía; paralelamente el promedio anual de indisponibilidad del servicio fue de 10.615 horas, cumpliendo la meta del periodo, reduciendo los niveles de energía no servida, lo anterior obedece en parte a las inversiones realizadas en equipos de reconexión automática (reconectores) instalados en cabeceras y circuitos del sistema de distribución local, junto con la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones.

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.

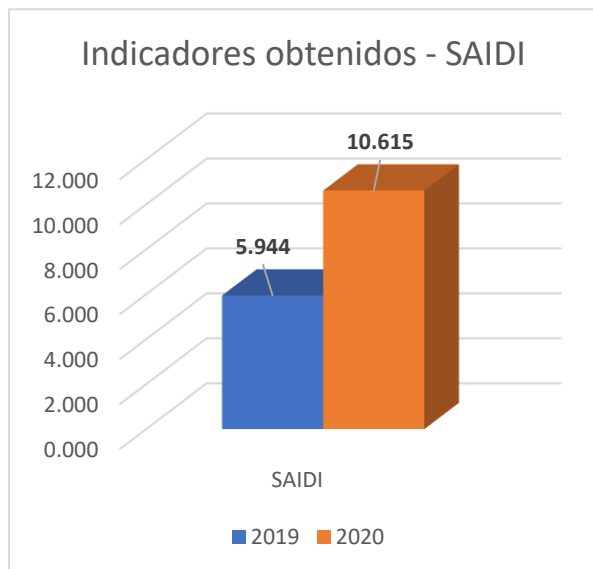


Figura 4. Indicador de indisponibilidad del servicio SAIDI 2019-2020

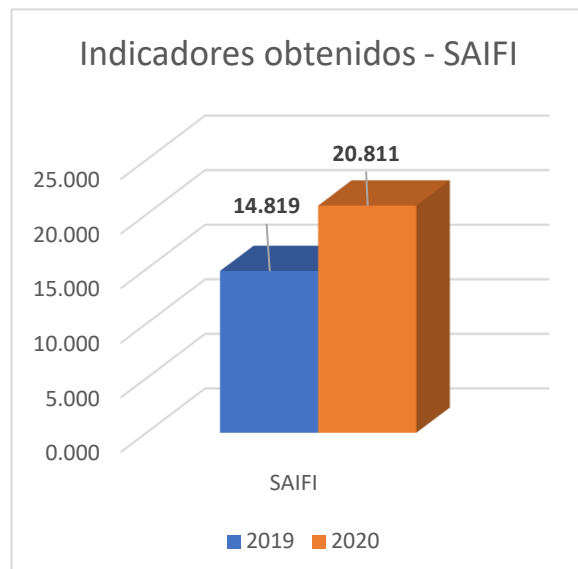


Figura 3. Indicador de frecuencia de interrupciones SAIFI 2019- 2020

4.7. Proyectos nuevos por expansión.

En total ingresaron al sistema 33 proyectos nuevos con una capacidad de transformación nominal de 1602 KVA discriminados así:

| PROYECTOS NUEVOS | | |
|------------------|----------|------|
| Propiedad | Cantidad | KVA |
| Particular | 33 | 1602 |

Tabla 15. 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 16 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 16. 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 17. 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 18. 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 19. 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 20. 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 21. 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 22. 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 23. 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 24. 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 25. 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 26. 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 27. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 1.

| Nivel de tensión n = 2 | | | | | | |
|------------------------|-------------|----------------|------------------|----------------|-------------|------------------|
| Categoría de activos I | INVAj,2,I,1 | INVAj,2,I,2 | INVAj,2,I,3 | INVAj,2,I,4 | INVAj,2,I,5 | TOTAL |
| I = 1 | | | | | | |
| I = 2 | | | | | | |
| I = 3 | | | | | | |
| I = 4 | | \$ 143.658.000 | | | | \$ 143.658.000 |
| I = 5 | | \$ 54.846.000 | | | | \$ 54.846.000 |
| I = 6 | | | | | | |
| I = 7 | | | | \$ 121.619.022 | | \$ 121.619.022 |
| I = 8 | | | | | | |
| I = 9 | | \$ 90.798.000 | \$ 1.089.576.000 | \$ 226.995.000 | | \$ 1.407.369.000 |
| I = 10 | | | | | | |
| TOTAL | | \$ 289.302.000 | \$ 1.089.576.000 | \$ 348.614.022 | | \$ 1.727.492.022 |

Tabla 28. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 2.

| Nivel de tensión n = 3 | | | | | | |
|------------------------|-------------|----------------|----------------|----------------|-------------|----------------|
| Categoría de activos I | INVAj,3,I,1 | INVAj,3,I,2 | INVAj,3,I,3 | INVAj,3,I,4 | INVAj,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 29. Inversión aprobada por categoría de activos en el nivel de tensión 3.

| Nivel de tensión n = 4 | | | | | | |
|------------------------|-------------|----------------|-------------|-------------|-------------|----------------|
| Categoría de activos I | INVAj,4,I,1 | INVAj,4,I,2 | INVAj,4,I,3 | INVAj,4,I,4 | INVAj,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 30. 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 31. 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 SJG, RETORNO Y CALAMAR. | 1 | IV | 2023 | \$ 157.714.440,00 |
| Total | | | | | \$ 928.396.440 |

Tabla 32. 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 33. Inversiones asociadas a calidad del servicio aprobadas.

5.8. Proyectos relevantes

| Nombre | Tipo de inversión | Año |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|------|
| Reposicion de la Bahía de línea 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 34. Proyectos relevantes aprobados.

5.9. Ejecución real para el 2020

Para el presente año se proyectó en el plan de inversiones la ejecución de los proyectos: 001, 004 y 008, el valor instalado del plan 2020 es de \$ 1.115.220.000 en pesos del 2017.

| | | APROBADO CREG 2020 | | | |
|---------------------------------|------|--------------------|----------------|----------------|------|
| Categoría de activos | | NT 4 | NT 3 | NT 2 | NT 1 |
| Transformadores de potencia | I=1 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| Compensación reactiva | I=2 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| Bahías y celdas | I=3 | \$ 558.336.000 | \$ - | \$ - | \$ - |
| Control y comunicaciones | I=4 | \$ 47.886.000 | \$ 143.658.000 | \$ 143.658.000 | \$ - |
| Equipos de subestación | I=5 | \$ - | \$ 76.038.000 | \$ 54.846.000 | \$ - |
| Otros activos subestación | I=6 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| Lineas aereas | I=7 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| Lineas subterraneeas | I=8 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| Equipos de línea | I=9 | \$ - | \$ - | \$ 90.798.000 | \$ - |
| Centro de control | I=10 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| Transformadores de distribución | I=11 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| Redes de distribución | I=12 | \$ - | \$ - | \$ - | \$ - |
| SUBTOTAL | | \$ 606.222.000 | \$ 219.696.000 | \$ 289.302.000 | \$ - |
| TOTAL | | \$ 1.115.220.000 | | | |

Tabla 35. Inversión aprobada – 2020.

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 |
|----|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------|------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | Reponer los equipos y elementos que maniobran, protegen y miden las magnitudes de la línea de transmisión. | \$ 558.336.000,00 | III | 4 | 1 - n4s1 |
| 4 | Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica en las barras de tensión IV, III y II de las subestaciones San José, Retorno y Calamar. | \$ 466.086.000,00 | IV | 4,3 & 2 | 6 N3EQ14 , 6 N2EQ34, 2 N4EQ4, 6 N2EQ38, 6 N2EQ40, 6 N3EQ11, 6 N3EQ27 |
| 8 | Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconectador) en el circuito 1 de la subestación SJG. | \$ 90.798.000 | IV | 3 & 2 | 20 N2EQ35 |

Tabla 36. Generalidades de proyectos aprobados 2020.

Proyecto 4 - Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica en las barras de las SE's.

Se realizó la adquisición e instalación de:

- 5 medidores de calidad de la potencia

En la subestación SJG:

1 PQ N4 - (N4EQ4)

1 PQ N3 - (N3EQ14)

1 PQ N2 - (N2EQ34)



Ilustración 2. PQ N4 SE-SJG



Ilustración 3. PQ N3 - SJG



Ilustración 4. PQ N2 - SJG

En la subestación Retorno

1 PQ N3 – (N3EQ14)

1 PQ N2 – (N2EQ34)



Ilustración 5. 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 6. CT's N2 – Asociados al módulo de barraje del transformador T01



Ilustración 7. CT's N3 – Asociados al módulo de barraje del transformador T02

El avance acumulado del proyecto 4 a corte del 2020 es del 34.64%, ver Nota: Valores en UC conforme al Cap. 14. Res Creg 015 – 2018 (pesos de 2017)

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

| PROYECTO | VALOR REGULATORIO APROBADO | VALOR EJECUTADO |
|----------|----------------------------|-------------------|
| 4 | \$ 466,086,000 | \$ 161,430,000.00 |

Tabla 37. Avance proyecto 4.

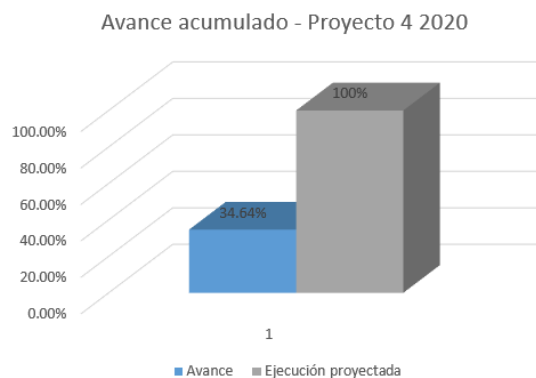


Figura 5. Avance acumulado del proyecto 4.

Proyecto 8 - Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en el circuito 1 de la subestación SJG.

Se realizó la adquisición e instalación de:

- 1 Reconector para el nivel de tensión 2 - (N2EQ35)

Instalado en el sector de barrancón (Circuito 1).

El avance acumulado del proyecto 8 a corte del 2020 es del 50%, ver Figura 6.

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

| ID PROYECTO | VALOR REGULATORIO APROBADO | VALOR EJECUTADO |
|-------------|----------------------------|-----------------|
| 8 | \$ 90.798.000 | \$ 45.399.000 |

Tabla 38. Avance proyecto 8.

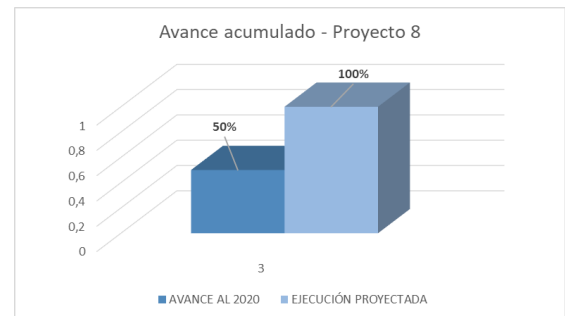


Figura 6. Avance acumulado del proyecto 8.



Ilustración 8. Reconector instalado en el sector de barrancón.

5.9.1. Ejecución real acumulada a corte 2020

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P. en pro de mejorar los niveles de energía no servida priorizo avanzar en los proyectos 2, 3 y 9 proyectados en el plan aprobado para los años 2021 y 2022, las generalidades de estos proyectos se relacionan en la Tabla 39.

| ID | DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO | VALOR REGULATORIO APROBADO | TIPO DE INVERSIÓN | NIVEL DE TENSIÓN | CANTIDADES DE UC | OPERACIÓN PLANEADA |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------|-------------------|------------------|-----------------------------------------------------|--------------------|
| 2 | Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en las cabeceras y circuitos n2 de la subestación Calamar. | \$ 181.596.000 | IV | 2 | 4 re conectadores N2EQ35 | 2021 |
| 3 | Equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José | \$ 212.346.000 | III | 3 & 2 | 2 re conectadores N2EQ35 2 re conectadores N3EQ5 | 2022 |
| 9 | 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 | N2EQ35 - 20 N3EQ5 - 5 | 2021 |

Tabla 39. Proyectos del plan aprobado priorizados.

Proyecto 2 – Adquisición e instalación de equipos de corte y maniobra en cabeceras de la subestación de Calamar.

Se realizó la adquisición e instalación de:

- 1 re conectadores nivel de tensión 2 (N2EQ35)

Reconector instalado en el circuito CCR2 cerca al batallón de calamar

El avance acumulado del proyecto 2 a corte del 2020 es del 25%, ver Figura 7.

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 40. Avance proyecto 2.

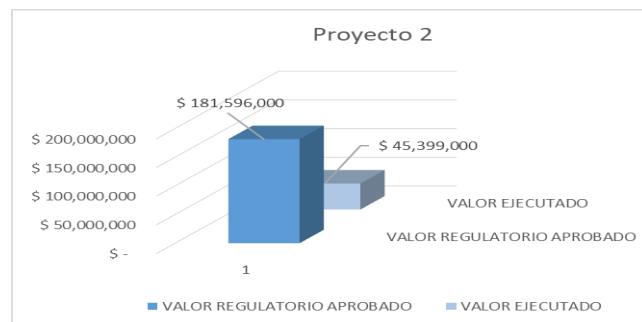


Figura 7. Avance acumulado del proyecto 2.

Proyecto 3 – Reposición de los equipos DogHouse de la subestación San José del Guaviare.

Se realizó la adquisición e instalación de:

- 2 re conectadores nivel de tensión 2 - (N2EQ35)
Instalados en las bahías de transformador de potencia de la subestación SJG.
- 2 re conectadores nivel de tensión 3 - (N3EQ5)
Instalados en las bahías de transformador de potencia de la subestación SJG.

El avance acumulado del proyecto 3 a corte del 2020 es del 100%, ver Figura 8.

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

| PROYECTO | VALOR REGULATORIO APROBADO | VALOR EJECUTADO |
|----------|----------------------------|-----------------|
| 3 | \$ 212,346,000 | \$ 212,346,000 |

Tabla 41. Avance proyecto 3.

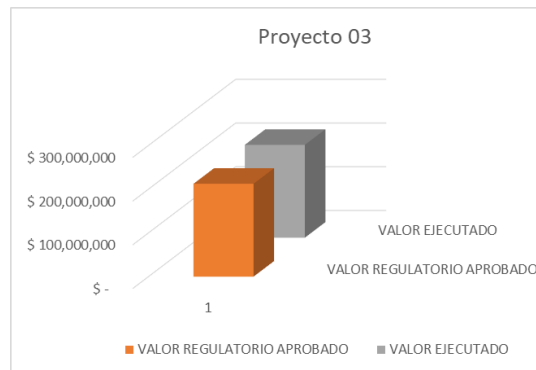


Figura 8. Avance acumulado del proyecto 3.



Ilustración 9. Reconector de reemplazo Dog house Nivel de tensión 2 (TP2)



Ilustración 10. Reconector de reemplazo Dog house Nivel de tensión 3 (TP1)

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.

Se realizó la adquisición e instalación de:

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

El avance acumulado del proyecto 9 a corte del 2020 es del 9.6%.

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 | \$ 116,381,932 |

Figura 9. Avance proyecto 9.

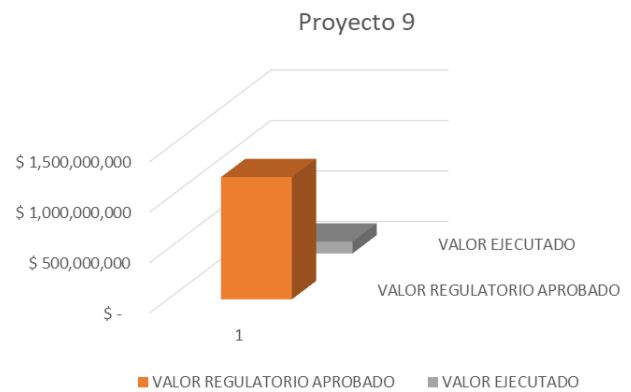


Tabla 42. Avance acumulado del proyecto 9.



Ilustración 11. Instalación del reconductor sector Terpel.



Ilustración 12. Independización de circuitos C4-CC

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

Tabla 43,

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

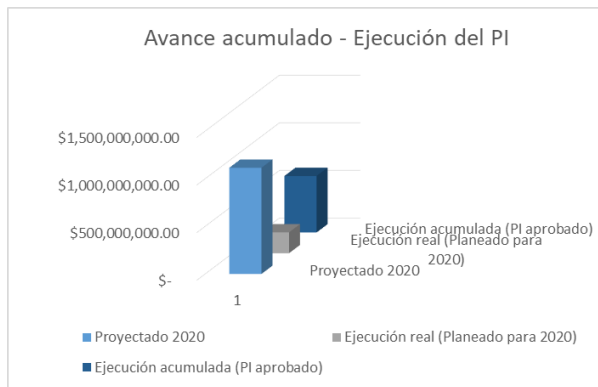


Figura 10. Avance acumulado del plan de inversiones.

| Proyectado 2020 | Ejecución real (Planeado para 2020) | Ejecución acumulada (PI aprobado) |
|------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| \$ 1,115,220,000 | \$ 206,829,000 | \$ 580,955,932 |

Tabla 43. 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).

| 2020 | | |
|------------------|-----------------------|-----------------|
| Nivel de tensión | EJECUCIÓN | COMPARACIÓN Crr |
| NT4 | \$ 23,943,000.00 | 0.06% |
| NT3 | \$ 189,729,000.00 | 8.19% |
| NT2 | \$ 367,283,932.00 | 3.43% |
| NT1 | \$ - | |
| TOTAL | \$ 580,955,932 | |
| CRR | | 0.949% |

Tabla 44. 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 45. Indicadores de referencia de calidad media.

Nota: Los indicadores de la Tabla 45 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 46. 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 47. Metas anuales - SAIFI

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 48. 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 49. 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 50. 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 51. 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 |
|-------------------|-------|
| Pe _{j,3} | 0,58% |
| Pe _{j,2} | 2,05% |
| Pe _{j,1} | 5,78% |

Tabla 52. 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) presentó un desempeño de 10.615 horas cumpliendo con la meta anual establecida.

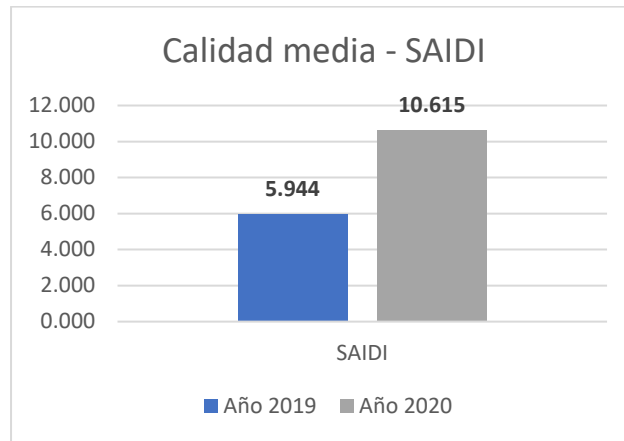


Figura 11. Indicador de indisponibilidad (horas) 2019-2020

El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 14.819 veces; se prevé que para los años posteriores disminuya tanto el indicador de frecuencia de eventos ya que para el presente periodo se priorizo la implementación de dispositivos de corte y maniobra telecontrolados (reconectores) para el periodo 2022 y 2023 se realizara 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.

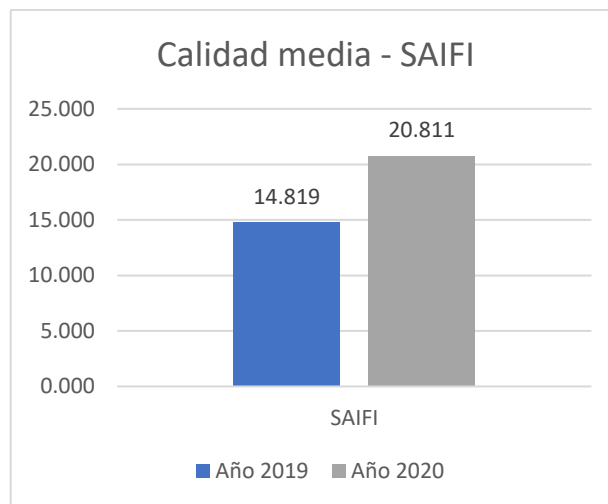


Figura 12. Indicador de frecuencia de eventos (Veces).

En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentó 10,615 horas de indisponibilidad y 20,811 veces de salidas promedio a los usuarios.

| Desempeño 2020 | | |
|----------------|-----------|--------|
| Indicador | Resultado | Meta |
| SAIFI | 20,8 | 16,481 |
| SAIDI | 10,6 | 31,466 |

Tabla 53. 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 Tabla 54 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 54. 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 (\$) | | | | | | | | | | TOTAL |
| | | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | |
| 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 | \$ 320.000.000 |
| 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 | \$ 316.170.000 | \$ 3.547.087.344 |
| TOTAL PLAN: | | | \$ | \$ | \$ | \$ | \$ | \$ | \$ | \$ | \$ | \$ 6.047.087.344 | |

Tabla 55. 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 las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica. En el artículo 17 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 millones de pesos de diciembre de 2017. Con esta aprobación, ENERGUAVIARE podrá obtener vía tarifa recursos anuales por este valor para financiar las actividades del plan de reducción de pérdidas.

En la Tabla 56, se muestra 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 56. 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 2020 el índice de pérdidas totales de Energuaviare SA ESP fue de 17,03%, el cual se encuentra por debajo de la meta proyectada en la senda que es de un 18,99% para el año 2020.

| 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, IPT _{j,1} | 19,79% | 17,57% |
| 2020 | Periodo de evaluación 2, IPT _{j,2} | 18,99% | 17,03% |
| 2021 | Periodo de evaluación 3, IPT _{j,3} | 18,35% | 15,67% |
| 2022 | Periodo de evaluación 4, IPT _{j,4} | 17,70% | 15,34% |
| 2023 | Periodo de evaluación 5, IPT _{j,5} | 17,04% | |
| 2024 | Periodo de evaluación 6, IPT _{j,6} | 16,39% | |
| 2025 | Periodo de evaluación 7, IPT _{j,7} | 15,74% | |
| 2026 | Periodo de evaluación 8, IPT _{j,8} | 15,95% | |
| 2027 | Periodo de evaluación 9, IPT _{j,9} | 15,41% | |
| 2028 | Periodo de evaluación 10, IPT _{j,10} | 15,40% | |

Tabla 57. Senda de pérdidas y valores del indicador a diciembre de 2022

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 | 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 | \$ 173,608,125 | \$ 466,086,000 | \$ - | \$ - | \$ 292,477,875 |
| 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 | \$ - | -\$ 45,399,000 |
| 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 | \$ - | \$ 1,211,850,000 | \$ - | -\$ 116,381,932 |
| TOTAL | | \$ 593,134,057 | \$ 1,115,220,000 | \$ 1,393,446,000 | \$ 212,346,000 | \$ 522,085,943 |

Tabla 58. Desviaciones en el plan de inversiones.

Los proyectos 002 (Reconectores SE Calamar), 003 (Reemplazo de DogHouse) y 009 (Reconectores Cabeceras y circuitos de SE'S del OR) no se tenían proyectados en el plan de inversiones para ser ejecutados en el presente periodo, sin embargo, la empresa tomo la decisión de priorizar y avanzar en estos proyectos en pro de mejorar la confiabilidad y calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica. Adicionalmente se realizaron inversiones que no se encuentran en el plan aprobado, pero que son esenciales para mejorar la confiabilidad en la prestación y calidad del servicio, los proyectos ejecutados fuera del plan se presentan en la Tabla 4.

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 (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 JOSE DEL GUAVIARE | *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 GUAVIARE | *N* | N | * |
| INVA | 5 | Reposición de la Bahía de línea 115KV, | Reponer los equipos y elementos que maniobran, protegen y miden las magnitudes de la línea de transmisión. | 4 | III | 2023 | SAN JOSE 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 JOSE DEL GUAVIARE | *N* | N | * |

Ilustración 13. 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 instaron 1 reconector en el circuito CCR2 subestación (SE) de Calamar – Guaviare, paralelamente se instalaron reconectores en cabecera de la línea del circuito concordia (CC) que se independizo del circuito C4 y en los nodos de circuitos de la SE San José del Guaviare (C1 y C3). Paralelamente se instalaron equipos de medida de la calidad de la potencia en las barras de la subestación de San José del Guaviare. 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 2020 es el siguiente:

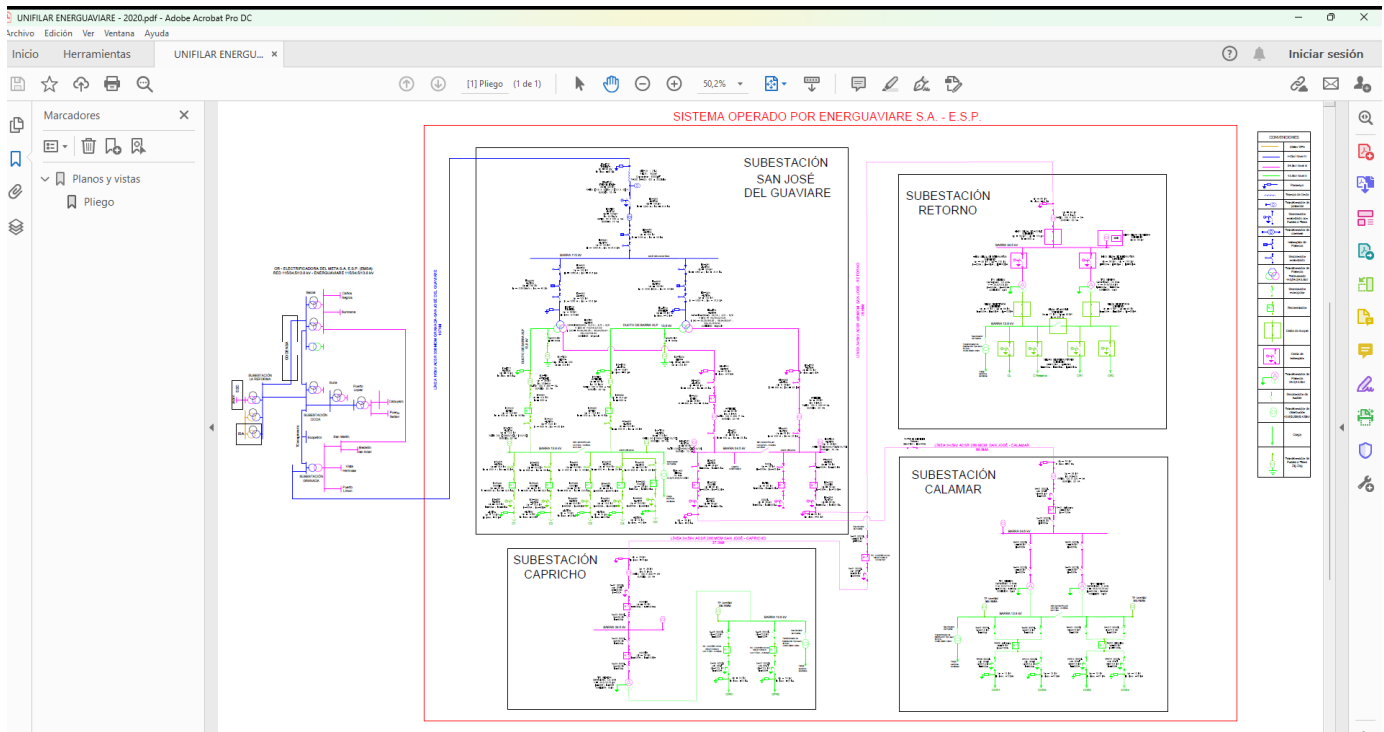


Ilustración 14. Diagrama unifilar del sistema de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. SA ESP

Nota: Buscar en los anexos “UNIFILAR ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. – 2020 (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

| | | | | |
|------------------------------|--|------------------------|----------------------------|----------|
| OR_ENERGUAVIARE_CREG.gdb | | 16/10/2023 6:20 p. m. | Carpeta de archivos | |
| Guaviare_BRA0_2020_Rev1 | | 23/10/2023 4:19 p. m. | Hoja de cálculo de Micr... | 139 KB |
| Guaviare_BRAFO_2020_Rev1 | | 23/10/2023 4:25 p. m. | Hoja de cálculo de Micr... | 107 KB |
| Guaviare_INVA_2020_Rev1 | | 23/10/2023 4:33 p. m. | Hoja de cálculo de Micr... | 116 KB |
| Guaviare_INVTR_2020_Rev1 | | 23/10/2023 4:59 p. m. | Hoja de cálculo de Micr... | 102 KB |
| Informe de ejecución Año 2 | | 23/10/2023 5:25 p. m. | Documento de Microso... | 3.063 KB |
| Resumen_2020_JAIRORev1 | | 23/10/2023 3:50 p. m. | Hoja de cálculo de Micr... | 166 KB |
| UNIFILAR ENERGUAVIARE - 2020 | | 23/10/2023 10:25 a. m. | Documento Adobe Acr... | 443 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.