DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.

ROBINSON FRANCISCO GARCIA PACHECO

Autor

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero eléctrico

M.Sc. VÍCTOR MANUEL GARRIDO ARÉVALO

Director

ING. HERNANDO ANTONIO HINCAPIÉ RESTREPO

Subgerente de Distribución

Co-director

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PAMPLONA, NORTE DE SANTANDER

2021

DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.

Fecha de inicio:

Fecha de fin:

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero eléctrico

Aceptación y autorización para sustentar

_____

ROBINSON FRANCISCO GARCIA PACHECO

Autor

_____

M.Sc. VICTOR MANUEL GARRIDO AREVALO

Director

_____

ING. HERNANDO ANTONIO HINCAPIÉ RESTREPO

Subgerente Distribución

Co-director

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PAMPLONA, NORTE DE SANTANDER

2021

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN 6
2. OBJETIVOS 8
2.1. Objetivo General 8
2.2. Objetivos Específicos 8
3. MARCO TEÓRICO 9
3.1. **El operador de red OR:** 9
3.2. **El Sistema de Transmisión Regional (STR):** 10
3.3. **Sistema de Distribución Local (SDL):** 10
3.4. Redes de distribución de media tensión (MT) o primarias ... 11
3.5. Clasificación de las redes de distribución 11
3.5.1. **Redes de distribución subterráneas:** 11
3.5.2. **Redes de distribución aéreas:** 11
3.5.3. Elementos principales de una red de distribución aéreas 11
4. METODOLOGÍA 16
4.1. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN 16
4.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN OPERADO POR ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. 16
4.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL) 17
4.4. Diagrama unifilar sistema operado por ENERGUAVIARE 20
4.5. Levantamiento y/o actualización de las redes de distribución 20
4.6. Repotenciación 35
4.6.1. Cálculo de regulación de media tensión 36
4.7. CÁLCULOS MECÁNICOS DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS 37
4.7.1. Información inicial 38
4.7.1.1. Variables metodológicas 38
4.7.1.2. Parámetros electromecánicos de la red 38
4.7.1.3. Características mecánicas de los conductores 39
4.7.1.4. Tipos de estructuras 39

4.7.2. Calculo mecánico de los conductores 41
4.7.2.1. Peso propio del conductor 41
4.7.2.2. Esfuerzo debido al viento (Pv) 41
4.7.2.3. Vano regulador 43
4.7.2.4. Calculo flechas y tenciones 44
4.7.3. Calculo mecánico de apoyos 54
4.7.3.1. Esfuerzos debidos al viento 55
4.7.3.2. Esfuerzos debido al peso propio en conductores 56
4.7.3.3. Momentos en los apoyos sencillos 57
4.7.3.4. Curva de utilización de postes en función de alineación 58
4.7.4. Cálculo de templetes 61
4.7.4.1. Cálculo de templetes para estructuras terminales 62
4.7.4.2. Cálculo de templetes para estructuras de retención intermedia 63
4.8. Reconectadores 64
5. ANÁLISIS DE RESULTADOS 65
5.1. RESULTADOS REPOTENCIACIÓN 65
5.1.1. Repotencialización circuito 1 de San José del Guaviare . 65
5.1.2. Repotencialización circuito 2 de San José del Guaviare . 67
5.1.3. Repotencialización circuito 3 de San José del Guaviare . 69
5.1.4. Repotencialización circuito 4 de San José del Guaviare . 70
5.1.5. Resumen memorias de cálculo repotenciación 72
5.2. RESULTADOS CÁLCULOS MECÁNICOS 74
5.2.1. Resultados cálculos mecánicos conductores 74
5.2.2. Resultados cálculos mecánicos de los apoyos 82
5.3. PROYECCIÓN RECONECTADORES EN CIRCUITOS DE NIVEL DE TENSIÓN III Y II 83
5.3.1. Proyección visual en Google Earth Pro de los reconectadores en el Nivel de Tensión 85
5.3.2. Reconectadores en circuitos de nivel de tensión ii 88

5.4. FIBRA ÓPTICA PARA LA COMUNICACIÓN ENTRE SUBESTACIONES Y DE LOS EQUIPOS DE CONTROL AUTOMÁTICO . 97
6. UNIDADES CONSTRUCTIVAS 99
7. CONCLUSIONES 102
8. ANEXOS 102
8.1. Anexo 1: Memorias de cálculo repotenciación y optimización de redes de distribución 102
8.2. Anexos 2: Planos 102
8.3. Anexo 3: Cantidades de obra _ presupuesto _ apu _ 102
9. REFERENCIAS 102

1. INTRODUCCIÓN

La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare - ENERGUAVIARE S.A. E.S.P, se constituye bajo la iniciativa de la Administración Departamental con la figura de sociedad anónima el 30 de agosto de 2001, mediante Escritura Pública No. 848 de la Notaría Única de San José del Guaviare, inscrita en la Cámara de Comercio el 10 de septiembre de 2001, folio número 282 del libro respectivo.

El objeto social y Registro Único de Prestadores de Servicios públicos - RUPS de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P, es Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, Generación, Distribución y Comercialización de Energía en Zonas No Interconectadas - ZNI, prestando sus servicios en la actualidad en San José del Guaviare y en las localidades de El Retorno, Calamar, La Libertad, el Capricho y Puerto Concordia - Meta.

Como antecedentes se tiene que Energuaviare se encuentra en la etapa de revisión y ajustes de sus sistemas para poder así ingresar al esquema de incentivos y compensaciones de la calidad del servicio de la distribución de energía eléctrica convencional exigidos por la regulación eléctrica colombiana. Energuaviare no había podido ingresar a este esquema por la falta de recursos propios para inversión y debido a que Energuaviare es una Empresa de menos de 25.000 Usuarios, es decir pequeña en comparación con otras Empresas de energía, pero a pesar de las diferencias Energuaviare como operador de red de la zona debe cumplir con todos los requisitos exigidos por la regulación.

El área de Ingeniería de la subgerencia de distribución de Energuaviare, ha identificado las necesidades que necesita corregir para lograr un mejoramiento de la calidad del servicio de los usuarios del departamento del Guaviare y el sur del meta y de esta manera dar cumplimiento a los requisitos regulatorios establecidos para poder ingresar al esquema de incentivos y compensaciones.

Este trabajo de grado está enfocado en las necesidades para el mejoramiento de la prestación del servicio de energía del departamento del Guaviare y el sur del Meta; las necesidades de mejoramiento se encontraron al momento de dar cumplimiento a los literales:

- a (***Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL…)***.
- d (***Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra…)***.
- e (***Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos…***).

- f (***contar con un tercer equipo de Telemedición, que sea de corte, maniobra y telecontrolado que sea adicional a los mencionados en los literales d y e…***).

Contemplados en el índice 5.2.10 (***Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones***), de la sección 5.2 ***Calidad del servicio SDL*** del capítulo 5 ***Calidad del servicio*** de la resolución CREG 015 e 2018 [12]; donde se evidencio la necesidad de realizar un rediseño de las redes de distribución debido a que este sistema de distribución que opera Energuaviare cuenta con redes que están construidas desde cuando la empresa prestaba el servicio a través del sistema ZNI (Zona No Interconectada), es decir desde antes que se interconectara al SIN (Sistema Interconectado Nacional), dichas redes se construyeron sin un diseño eléctrico y sin tener en cuenta la expansión del sistema eléctrico en la zona; esta particularidad ha generado que los principales circuitos de nivel de tensión II en San José del Guaviare estén deteriorados y no cumplan con la regulación adecuada que permita entregar a los usuarios una calidad del producto dentro de los parámetros técnicos establecidos; a esta novedad se le debe sumar que dichos circuitos a través de los últimos años se han expandido y a esta expansión el cálculo de regulación se realizó desde el punto de conexión, agravando aún más la situación inicial. Por esta razón es necesario el mejoramiento y repotenciación de los principales circuitos de San José, además se evidencio que se hace necesario realizar la reposición de algunos de los equipos reconectadores cabecera de circuito y la instalación de los reconectadores en las redes de distribución de los niveles de tensión II y III.[12]

Con el desarrollo de este documento, ENERGUAVIARE S.A E.S.P. como el operador de red del departamento del Guaviare la empresa de energía estaría suministrando una mejor confiabilidad y calidad del servicio a todos sus usuarios, además de garantizar su ingreso al esquema de incentivos y compensaciones de la calidad del servicio de la distribución de energía eléctrica convencional exigidos por la regulación eléctrica Colombiana, además de ya ser necesario la solución a estas necesidades, debido al desarrollo que cada día presenta el departamento, en donde cada día crece el número de nuevos usuarios se hace necesario la ejecución de los proyectos de corto y largo plazo planeados por el operador de red con el fin de ampliar la capacidad del sistema de distribución.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

Diseñar y repotenciar las redes de distribución de la empresa ENERGUAVIARE S.A E.S. P teniendo en cuenta el marco regulatorio establecido en la Resolución CREG 015 de 2018.

2.2. Objetivos Específicos

- Relacionar la información de cada uno de los circuitos a intervenir a partir de las diferentes fuentes de datos disponibles en la empresa.
- Identificar los circuitos que requieren mejoramiento, rediseño y repotenciación utilizando como criterio la selección de los indicadores de calidad del servicio establecidos en la normativa CREG.
- Calcular el sistema mecánico de los circuitos seleccionados para la repotenciación con criterios ingenieriles, económicos y regulatorios.
- Diseñar el nuevo sistema eléctrico de los circuitos seleccionados para mejoramiento y repotenciación con criterios ingenieriles, económicos y regulatorios.
- Formular el análisis económico del proyecto.

3. MARCO TEÓRICO

En el 2006, María del Carmen Calvo Barbasan realizó un estudio de factibilidad de la repotenciación de una planta de generación eléctrica, enfocándose en un análisis de factibilidad técnica y en un análisis desde el enfoque económico-financiero para tener un panorama más claro para la repotenciación de una planta de generación eléctrica de turbinas de combustión conformada por cinco unidades generadoras, debido a que al sector Sur-Este de su país Venezuela se presentaba desde el 2001 un desabastecimiento en el sistema eléctrico debido al largo periodo de sequía, en donde se presentaron los niveles más bajos de agua en la represa del Guri, logrando que las hidroeléctricas asociadas a la represa no pudieran cubrir su demanda de energía [7].

En el 2010, Pazmiño Cuenca, Cristhian Geovanny realizaron una intensiva investigación del estudio técnico – económico de una repotenciación de la línea de transmisión que está a punto de saturarse, donde establecieron el conductor óptimo para poder transmitir una mayor cantidad de potencia y llegaron a la conclusión de que conductor tipo T es el que presentaba menor variación de condiciones que los demás conductores usualmente utilizadas para este tipo de trabajos. [2]

En el 2015, Marco Antonio Villavicencio Castilla, realizó un trabajo de grado enfocado a un montaje y repotenciación de los circuitos eléctrico de iluminación pera el mejoramiento de la iluminación del área de trabajo de acorde a la distribución de la maquinaria. [5]

En el 2016, Borau Rumbao Miguel, realizó un estudio enfocado en la posibilidad de repotenciación de las líneas aéreas para la super red europea, debido a que se hace indispensable una repotenciación ya que las redes actuales del sistema eléctrico en su plan de expansión tienen la integración de la mayor cantidad posible de energía renovables. [4]

En el 2019, Paredes Maila Erik Alexander y Carrillo Palacios Diego Fernando, realizaron la repotenciación del sistema eléctrico del área de taller de su instituto debido a que en gestiones estudiantiles, el instituto adquirió más maquinaria para la realización de los talles de los estudiantes de mecánica y esto llevo que en las clases nocturnas se presentaran caídas de tensión y fallas en la iluminación del sitio, por esto los alumnos en su trabajo de grado final realizaron el análisis para realizar la repotenciación del sistema desde la alimentación del sistema. [3]

3.1. **El operador de red OR:** son todas las empresas de servicios públicos domiciliarios que se especializan en trabajos de equipos de subestaciones y cableados subterráneo o de tipo aéreos prestadoras del servicio de energía eléctrica, además son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG, los OR son los encargados de las labores de mantenimiento, operación, planes de inversión, planes de expansión de los

STR o SDL que tienen a su cargo. Los operadores de red entre sus funciones mencionadas anteriormente deben de ser capaces de garantizar una buena confiabilidad y calidad a sus usuarios de su sistema de distribución de energía eléctrica sin importar la demanda energética, con la expansión y crecimiento del sector energético en la zona esta confiabilidad se va perdiendo debido a que los sistemas ya no son capases de soportar la demanda energética solicitada por los usuarios, para evitar el colapso del sistema de distribución los operadores de red utilizan la metodología de la repotenciación de las líneas de trasmisión debido a que es la más factible ya que se evita la construcción innecesaria de nuevos corredores eléctricos además de poder utilizar las infraestructuras ya existentes es sus sistema de distribución.

La CREG en sus resoluciones normativas exige a los OR unos requisitos específicos para garantizar la confiabilidad y calidad del servicio, como para afines de este trabajo nos enfocaremos específicamente en los requisitos del esquema de incentivos y compensaciones de la resolución CREG 015 de 2018, con el cumplimiento de estos apartados el OR estará garantizando que en todo momento se mantengan operativos por lo menos en el 90% de los circuitos que tiene bajo su operación.

3.2. **El Sistema de Transmisión Regional (STR):** es un sistema de transporte de energía eléctrica el cual está compuesto por los Activos de Conexión del operador de red al Sistema de Interconexión Nacional por medio de redes regionales o interregionales de transmisión y este sistema está debidamente conformado por un conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus correspondientes equipos asociados, este tipo de sistema (STR) operan en los Nivel de Tensión IV (115KV), los activos de conexión son todos los bienes que se requieren para que un operador de red se conecte a un STR o SDL. Estos activos se tendrán en cuenta en los cálculos de los cargos por uso del operador de red. [12]

3.3. **Sistema de Distribución Local (SDL):** es un sistema de transporte de energía eléctrica el cual está compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus respectivos equipos asociados, los cuales operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 los cuales son los utilizados en la prestación del servicio en el mercado de comercialización energética. Los niveles de tensión de los sistemas de distribución local o de transmisión regional se clasifican en cuatro niveles donde cada nivel de tensión maneja un rango de tensión de operación: [12]

- Nivel de tensión IV, son sistemas con tensiones de operación nominal ≥ 57,5 KV y ≤ 220 KV
- Nivel de tensión III, son sistemas con tensiones de operación nominal ≥ 30 KV y ≤ 57,5 KV

- Nivel de tensión II, son sistemas con tensiones de operación nominal ≥ 1 KV y ≤ 30 KV
- Nivel de tensión I, son sistemas con tensiones de operación nominal < 1 KV

3.4. Redes de distribución de media tensión (MT) o primarias

Las redes de distribución de MT son un conjunto de equipos o elementos utilizados para el transporte de energía a tensiones de operación nominales de nivel de tensión II y III, este transporte de energía parte desde una subestación de distribución hasta un centro de transformación de media tensión este centro de transformación puede pertenecer a una subestación de distribución de menor capacidad que solo maneja niveles de tensión MT/MT o una subestación de distribución tipo poste MT/BT, más conocido como transformador el cual es una de las partes principales de las redes de distribución aéreas. [1]

3.5. Clasificación de las redes de distribución

3.5.1. **Redes de distribución subterráneas:** son el tipo de redes empleadas en zonas urbanas (ciudades) donde por razones de urbanización, estética o seguridad no se puede implementar la construcción de redes de distribución aéreas, este tipo de redes consiste en la instalación de los conductores que componen la red de forma oculta a la vista por medios de ductos o cárcamos subterráneas que puedes ir debajo de las calles o andenes, este tipo de red debe de contar con cajas de inspección para cuando se presente algún tipo de fallo o al momento de realizar una derivación se pueda tener un rápido y fácil acceso a los conductores. Este tipo de red tiene una gran ventaja sobre las redes aéreas debido al ser subterráneas están menos expuestas a fallos por lo cual las hacen mucho más confiables.

3.5.2. **Redes de distribución aéreas:** es el tipo de redes son las más utilizadas en el sistema de redes de distribución de media y alta tensión, su rasgo más característico es el tipo de conductor que se emplea en estas redes el cual por lo generar es de tipo desnudo, el cual va soportado a través de aisladores que se encuentran en las crucetas las cuales van instaladas en postes de concreto en sistemas urbanos y rurales, de igual forma esté tipo de redes también las podemos encontrar no solo en postes sino que también se puede visualizar en torres o torrecillas las cuales no llevan crucetas para el soporte de las redes.

3.5.3. Elementos principales de una red de distribución aéreas

3.5.3.1. **Postes:** son soportes verticales que funcionan como apoyos para las estructuras eléctricas donde van soportados los conductores para el transporte de energía de un punto a otro, además son la columna vertebral

de las redes aéreas, otra funcionalidad de los postes aparte de ser apoyos para las estructuras es dar la altura necesaria a los conductores de la red de distribución, los postes se pueden clasificar según sus características de construcción como su material de construcción el cual puede ser concreto, madera o metálicos. [6]

Según su longitud esta clasificación depende principalmente del nivel de tensión de las redes que se van a apoyar en los postes para redes de media tensión se utilizan postes con una longitud mínima de 12 metros, en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en su literal (a) del capítulo 3- Articulo 20 su índice 20.17 y subíndice 20.17.1 establece unas longitudes estandarizadas para postes las cuales son de 8, 9, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 18 20 y 22 metros. Por último, tenemos la clasificación de los postes según su resistencia de ruptura en donde podemos encontrar postes con resistencias de ruptura de 1350, 1050, 750 y 510 Kgf se selecciona algún poste con alguna de estos valores de ruptura dependiendo del peso que va a soportar el poste debido a que en ocasiones los postes deben soportar varias estructuras, conductores eléctricos y transformadores. [9][1][6]

3.5.3.2. **Conductores:** son alambres o cables, de tipo aislado o desnudos que dependiendo del material con el que se fabriquen poseen una alta o baja conductividad eléctrica la cual es una propiedad de cada material que permiten que una corriente eléctrica viaje a través de su estructura atómica. Los conductores más frecuentemente utilizados en redes de MT son de tipo desnudo ACSR de aluminio el cual se puede encontrar en los calibres número 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG.

3.5.3.3. **Crucetas:** son elementos estructurales que soportan los aisladores en las redes de transmisión de energía que van ancladas en la parte superior y en dirección perpendicular al poste, en general se encuentran dos tipos de crucetas, las crucetas de madera y crucetas metálicas. Se pueden encontrar crucetas con las siguientes dimensiones 1.5m, 2m, 3m, 4m, o 6m, estas dimensiones están establecidas por la norma de materiales IPSE, las estructuras tendrán únicamente las perforaciones requeridas para evitar el debilitamiento innecesario de la estructura.

3.5.3.4. **Estructuras:** son la unión de un conjunto de elementos cuya función principal es de soportar y transmitir los esfuerzos de los conductores hacia los postes. Entre el conjunto de elementos que componen a las estructuras encontramos los herrajes, crucetas y aislamiento con sus propios accesorios como los aisladores, grapas y retenciones entre otros. En la normativa IPSE (Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Eléctricas) podemos encontrar una amplia variedad de configuraciones o tipos de estructuras, a continuación, se realiza una breve descripción de

los tipos de estructuras más empleados en el diseño y construcción de redes aéreas de distribución.

- **Estructuras de alineación:** son estructuras altamente utilizadas en terrenos planos y ondulados en donde las líneas de transmisión no presentan ningún cambio de dirección mayor o igual a cinco grados (5°).

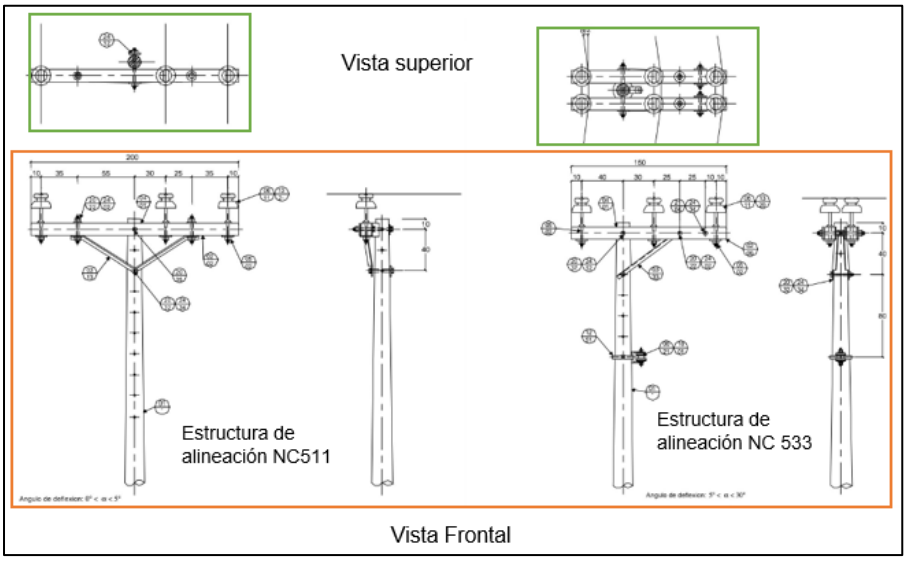


Ilustración 1 Visualización estructuras de retención NC 511 y NC 533 [13]

- **Estructuras de Retención:** son estructuras en las cuales se utilizan aisladores de retención, los cuales se instalan de forma horizontal en donde van sujetos los conductores como se puede visualizar en la siguiente ilustración.

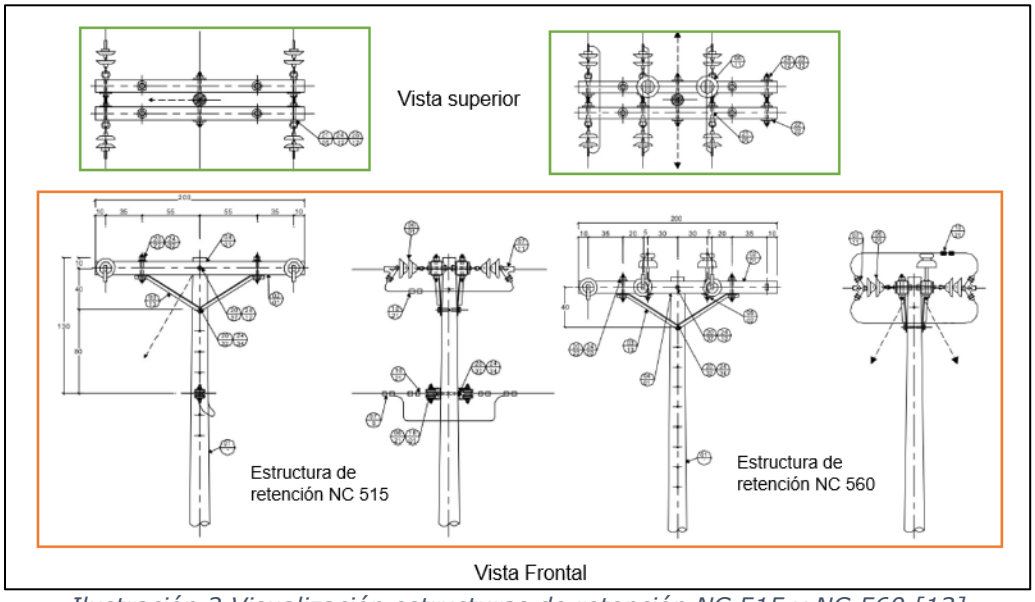


Ilustración 2 Visualización estructuras de retención NC 515 y NC 560 [13]

- **Estructuras Terminal:** son el tipo de estructuras que se encuentran al inicio o final de un ramal o derivación de una red aérea de distribución, este tipo de estructuras están compuestas por aisladores tipo retención y por lo mínimo una retenida para compensar los esfuerzos generados por los conductores hacia los postes.

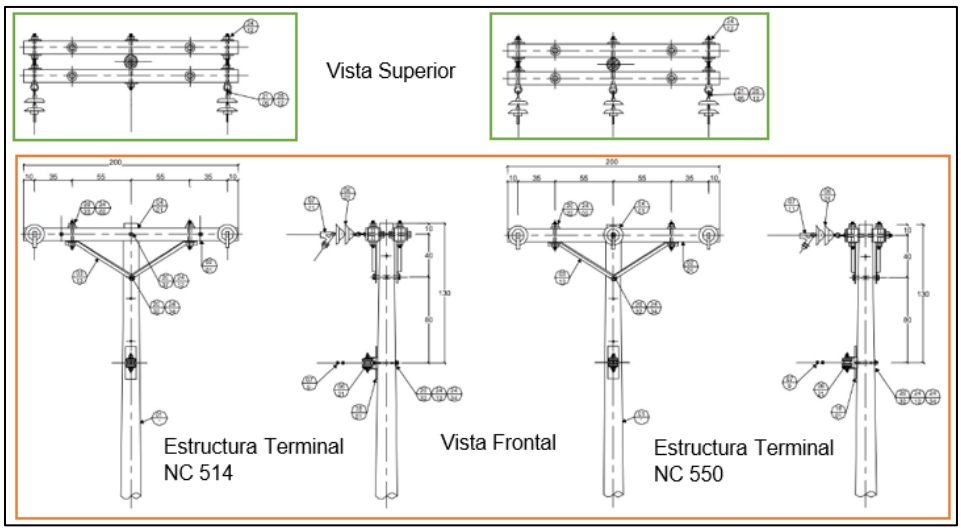


Ilustración 3 Visualización estructuras terminales o inicios NC 514 y NC 550 [13]

- **Estructura en H:** son estructuras como su nombre lo indican tienen forma de una H debido a que se utilizan crucetas de una mayor longitud (4 metros) que las utilizadas en los demás tipos de estructuras que tienen una longitud de 2 metros, debido a su longitud este tipo de estructuras tienen que ir soportadas o sujetas a dos postes como se muestra en la ilustración 4, estas estructuras son empleadas a la hora de mantener y asegurar los conductores entre dos postes con distancias muy largas debido a que el terreno donde se construye la red de MT no es un terreno totalmente plano y presenta algunos pequeños cerros o montañas.

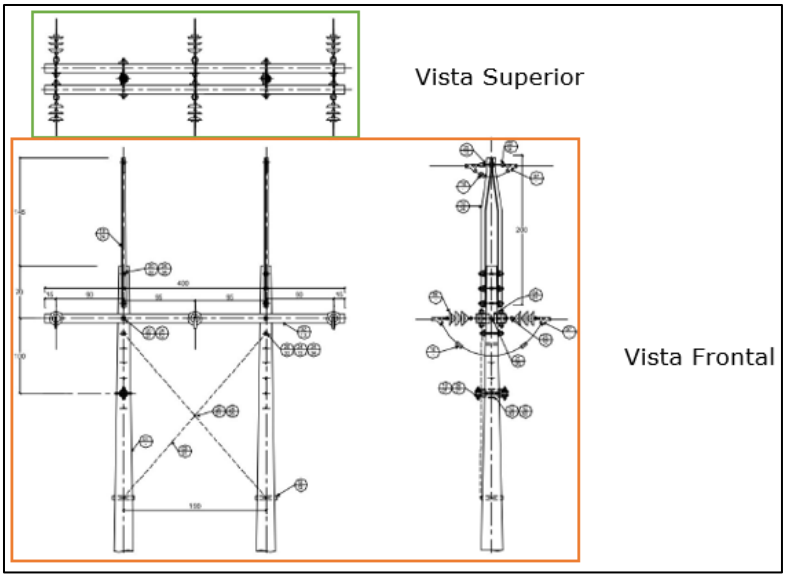


Ilustración 4 visualización estructuras de retención en H NC-RH 231 [13]

- **Estructura Mixta:** Este tipo de estructuras son la combinación de dos estructuras tipo alineación y terminal para cuando al circuito hay que realizarle una derivación, también encontramos la combinación de dos estructuras como se muestra a continuación en la ilustración 5. Donde se puede apreciar una combinación de estructura normalizada por el IPSE, en donde si no fijamos bien podemos observar que la estructura NC 580 es la combinación de dos estructuras NC 550, este tipo de estructuras son utilizadas para cuando las líneas de distribución presentan un cambio de su dirección a un ángulo de noventa grados 90°.

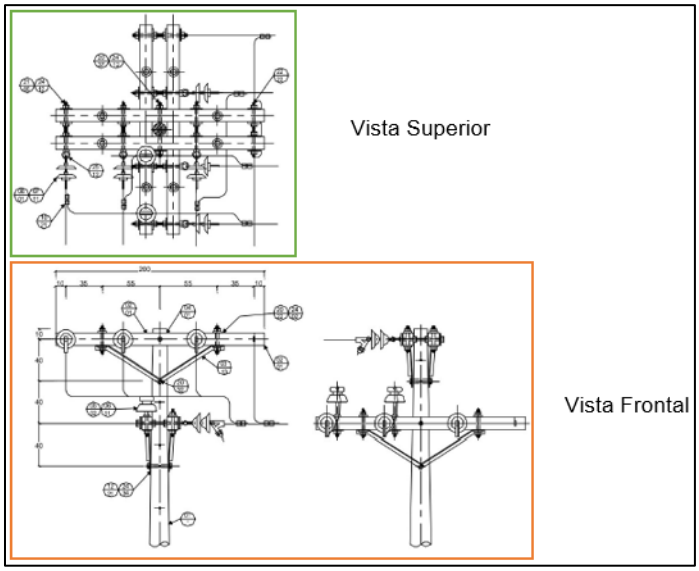


Ilustración 5 visualización estructuras de derivación NC 580 [13]

3.5.3.5. **Aisladores:** este tipo de elementos son los encarados de aislar las líneas de las estructuras, los aisladores son fabricados de dos tipos de materiales de porcelana o de vidrio templado en donde ambos materiales cuentan con altas propiedades aislantes, de igual forma encontramos en las redes de media tensión dos tipos de aisladores los tipo pin o espigo los cuales en su diseño presentan una o varias faldas esto depende del nivel de tensión en los cuales se van a implementar, además cuentan con un agujero roscado que donde se introduce el aislador de pin para su montaje en la estructura, las estructuras más comunes donde podemos encontrar este tipo de aisladores son las estructuras de paso como por ejemplo la estructura NC 510 y NC 523. El otro tipo de aislador que encontramos es el tipo de suspensión o retención, este tipo de aisladores se utilizan para estructuras de retención o suspensión como por ejemplo las estructuras NC 560 y NC 515 en los niveles de tensión I y II. [13]

3.5.3.6. **Herrajes:** son todos aquellos elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, del conductor al aislador, del cable de guarda a la estructura, de las retenidas (templetes), todos los herrajes implementados en las redes aéreas de media tensión son fabricados de acero galvanizado.

3.5.3.7. **Transformadores:** son elementos eléctricos de corriente alterna capases de aumentar o disminuir el nivel de tensión de un circuito, de ahí que existan dos tipos de transformadores los transformadores de tipo reductos y de tipo elevadores, en las redes de distribución de media tensión todos los transformadores son de tipo reductores debido a que se realiza la trasformación del nivel de tensión II al nivel de tensión I (MT/BT), donde podemos encontrar con más frecuencia la siguiente relación de transformación 13,2kV / 440-220-120 V.

4. METODOLOGÍA

El presente capitulo contiene la metodología seguida para determinar a partir de diferentes criterios, los cálculos mecánicos para el diseño y repotenciación de circuitos, reposición e instalación de nuevos equipos para el mejoramiento de la calidad del servicio a los usuarios.

4.1. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para realizar es necesario contar con una información básica de entrada como la que se relaciona a continuación

La recolección de la información se realizó mediante una investigación y actualización de la base de datos manejada por el área de distribución

4.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN OPERADO POR ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.

De acuerdo con la información relacionada la empresa de Energuaviare cuenta con cinco (5) subestaciones de las cuales la subestación San José es la subestación principal debido a que es la que está conectada al Sistema de Transmisión Regional (STR), a través de la línea de nivel de tensión IV (115kV) construida desde la subestación Granada hasta la subestación San José, con una distancia aproximada de 187 kilómetros, además cuenta con cuatro (4) Subestaciones operadas a un nivel de tensión III como la Subestación El Retorno ubicada en el municipio del Retorno Guaviare, la Subestación Calamar ubicada en el municipio de Calamar Guaviare, la Subestación Capricho ubicada en el corregimiento del Capricho Guaviare y La Subestación Boquerón ubicada en el corregimiento del Boquerón Guaviare.

4.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL)

El sistema de distribución local (SDL) operado por la empresa en la actualidad cuenta con redes eléctricas en los niveles de tensión III (34,5 kV) y II (13,2 kV), como se muestra en las tablas I y II.

Tabla I. Redes Eléctricas Nivel De Tensión lll (34,5kV).

Código de Línea	Código Unidad Constructiva	Cantidad (Km)	Sobrepuesto	Nivel de Tensión	CIRCUITO	SECTOR
34.5 kV S-R	N3L11	27	S	III	Línea 34.5 kV San José-Retorno	Rural
34.5 kV S-C	N3L11	70	N	III	Línea 34.5kV San José-Calamar	Rural
34.5 kV S-Cap	N3L11	32	N	III	Línea 34.5kV San José-Capricho	Rural
34.5 kV S-Boq	N3L11	42	N	III	Línea 34.5kV San José-Boquerón	Rural

Energuaviare como se presenta en la tabla I para el nivel de tensión III cuenta con cuatro líneas las cuales conectan a la subestación San José con el resto de las subestaciones operadas por Energuaviare. Esta conexión se puede visualizar de forma más clara y precisa en la ilustración 6 donde los trazos de color magenta representan a las líneas de 34,5 kV.

Tabla II. Redes Eléctricas Nivel De Tensión ll (13,2kV).

Ítem	Código de Línea	Subestación Inicial	Nivel de Tensión	Circuito
1	C1	San José	II	Circuito 1
2	C2		II	Circuito 2
3	C3		II	Circuito 3
4	C4		II	Circuito 4
5	CC		II	Circuito Concordia
6	CR1	Retorno	II	Circuito Retorno 1
7	CR2		II	Circuito Retorno 2
8	CRL		II	Circuito Retorno-Libertad

Ítem	Código de Línea	Subestación Inicial	Nivel de Tensión	Circuito
9	CCL	Calamar	II	Circuito Calamar-Libertad
10	CCR1		II	Circuito Calamar 1
11	CCR2		II	Circuito Calamar 2
12	CCB		II	Circuito Calamar Batallón
13	CCPR1	Capricho	II	Circuito Capricho 1
14	CCPR2		II	Circuito Capricho 2
15	CBQ1	Boquerón	II	Circuito Boquerón 1
16	CBQ2		II	Circuito Boquerón 2

Energuaviare en la actualidad cuenta con dieciceis (16) circuitos asociados al nivel de tensión II, los cuales estan distribuidos de la siguiente manera:

- La subestación San jose cuenta con cinco (5) circuitos de los cuales los circuitos C1, C3 y C4 son los encargados de suministrar energia electrica a todo el casco urbano de la capital San Jose y ademas tambien hacia sus tramos finales alimentan las zonas rurales aledañas a San Jose, el circuito C2 se encuentra alimentando la zona rural y el circuito CC se encuentra alimentando el casco urbano del municipio de Puerto concordia del departamento del meta.

- La susbestación del Retorno cuenta con tres (3) circuitos de los cuales el circuito CR1 y CR2 alimentan el casco urbano y unas veredas aledañas al municipio del Retorno Guaviare, en cambio el circuito CRL se encuentra alimentando la zona rural que esta comprendida entre el municipio del Retorno Guaviare y el corregimiento de La Libertad Guaviare.

- La Subestación Calamar cuenta con cuatro (4) circuitos de los cuales los circuitos CCR1 y CCR2 alimentan el casco urbano y unas veredas aledañas al municipio de Calamar Guaviare, en cambio el circuito CCL se encuentra alimentando la zona rural que esta comprendida entre el municipio de Calamar Guaviare y el

corregimiento de La Libertad Guaviare y el circuito CB se encuentra alimentando una parte de la zona rural del municipio de Calamar guaviare.

- La Subestación Capricho cuenta con dos (2) circuitos CCPR1 y CCPR2 los cuales alimentan el casco urbano y unas veredas aledañas al corregimiento del Capricho Guaviare.

- La Subestación Boquerón cuenta con dos (2) circuitos CBQ1 y CBQ2 los cuales alimentan el casco urbano y unas veredas aledañas al corregimiento del Capricho Guaviare.

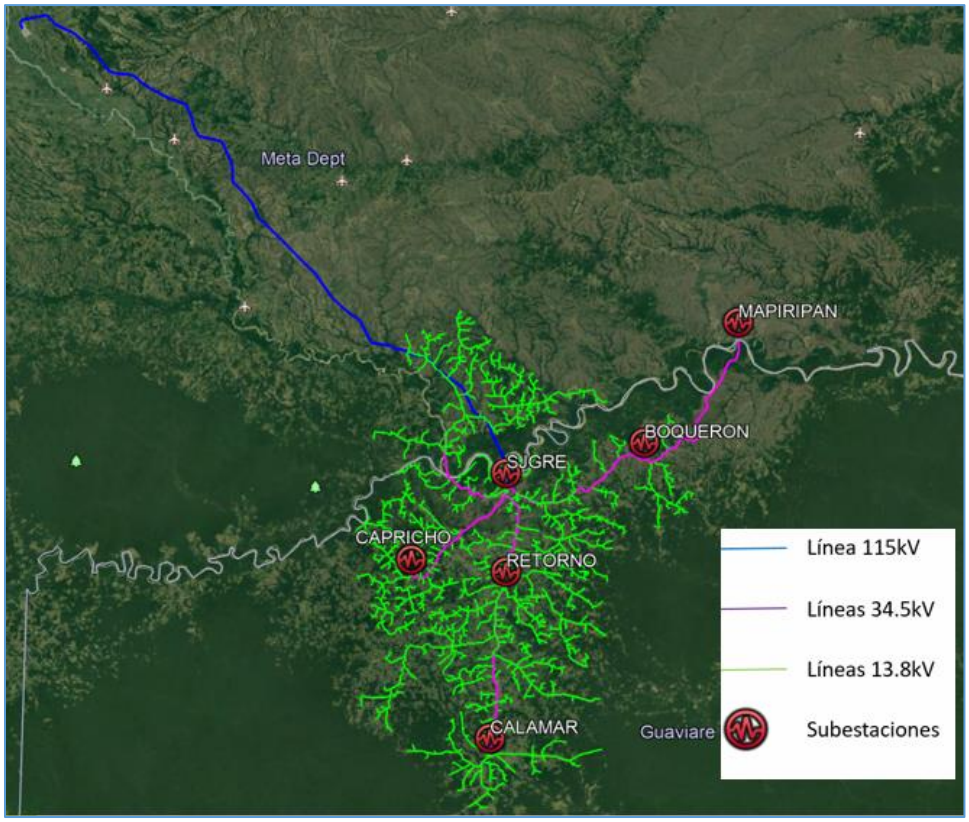


Ilustración 6.Imagen de Google Earth con la distribución de las redes de nivel de tensión IV, III y II.

La información recopilada en este capítulo nos muestra que la empresa Energuaviare no está cumpliendo en su totalidad con los requisitos contemplados en el índice 5.2.10 (***Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones***), de la sección 5.2 ***Calidad del servicio SDL*** del capítulo 5 ***Calidad del servicio*** de la resolución CREG 015 e 2018 [1], para el ingreso de la empresa al esquema de inversiones y compensaciones, esto se debe a que Energuaviare como se puede visualizar en el diagrama unifilar de la ilustración 7 solo cuenta con los equipos de Telemedición y control automático con elementos de corte y maniobra en los niveles de tensión III y II en las cabeceras de cada uno de sus circuitos y la norma establece que debe contar con un segundo y tercer equipo Telemedición.

4.4. Diagrama unifilar sistema operado por ENERGUAVIARE

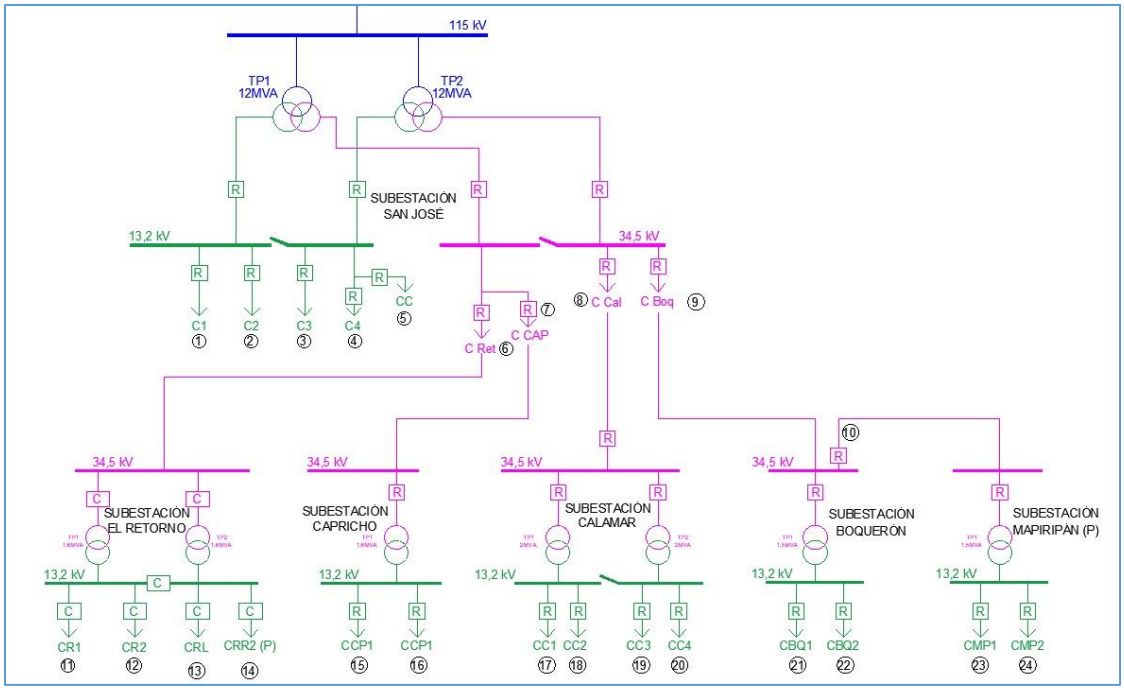


Ilustración 7. Diagrama Unifilar Energuaviare

4.5. Levantamiento y/o actualización de las redes de distribución

Una vez relacionada todos los datos básicos de la información suministrada por el área de distribución de la empresa se procede a realizar la actualización de la información de los circuitos a intervenir. Esta se realiza mediante la aplicación SPARD® M-EDIT la cual hace parte de la línea de productos SPARD® de aplicaciones móviles desarrollada por la compañía Energy, la aplicación utiliza una interfaz exclusivamente diseñada para el levantamiento y/o actualización de la topología de la red eléctrica, además permite la importación y exportación de la información a la base de datos del SPARD que cuenta la empresa. Debido a su interfaz de diseño a la hora de la realización de levantamientos permite crear y modificar todos los elementos (transformadores, seccionadores, estructuras, potes y líneas de transmisión) que en conjunto componen a las redes de distribución. Adicionalmente la aplicación cuenta con una función de Geoposición (ubicación geográfica) para que toda la información tomada con la aplicación quede debidamente georreferenciada.

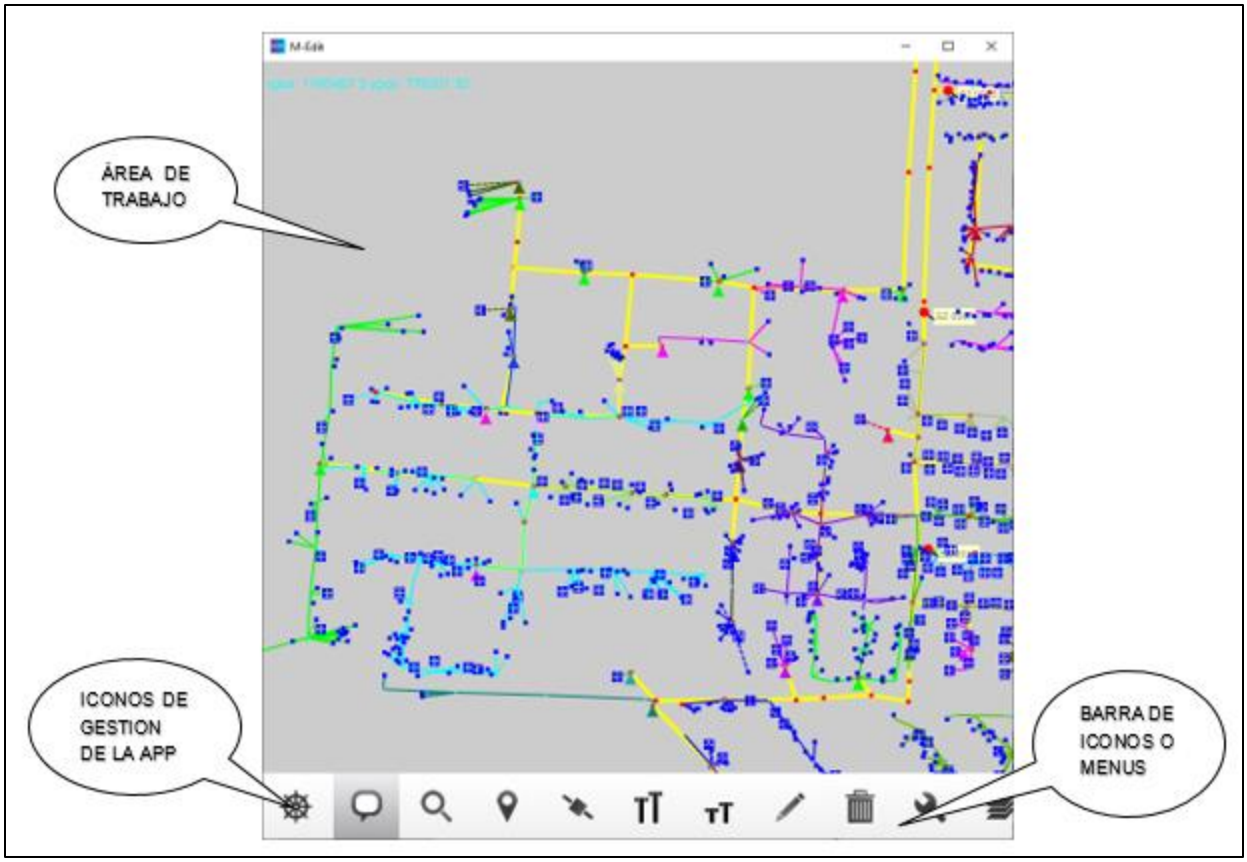


Ilustración 8 Interfaz gráfica SPARD® M-EDIT

En su interfaz de inicio cuenta con dos partes, el área de trabajo donde permite visualizar de manera gráfica los elementos de la red y la segunda parte corresponde a la barra de iconos o menús, donde encontramos los iconos de cada una de las funciones que permite realizar la aplicación.

Para la realización de la actualización de los circuitos a intervenir se procedió primero con la exportación de la información de los circuitos a la aplicación SPARD® M-EDIT desde el software SPARD®, una vez con la información en los dispositivos que contaban con la aplicación de M-EDIT se dispone a salir a campo para realizar las debidas actualizaciones de los circuitos; en terreno se utilizaron las siguientes funciones de la aplicación:

Navegación

Esta función cuenta con cinco (5) herramientas fundamentales que permiten actualizar cualquier red de distribución, dado que facilita el manejo y comprensión a la hora de ser requerida dicha actualización. A continuación, se describen las cinco (5) herramientas relacionadas con la función zoom.

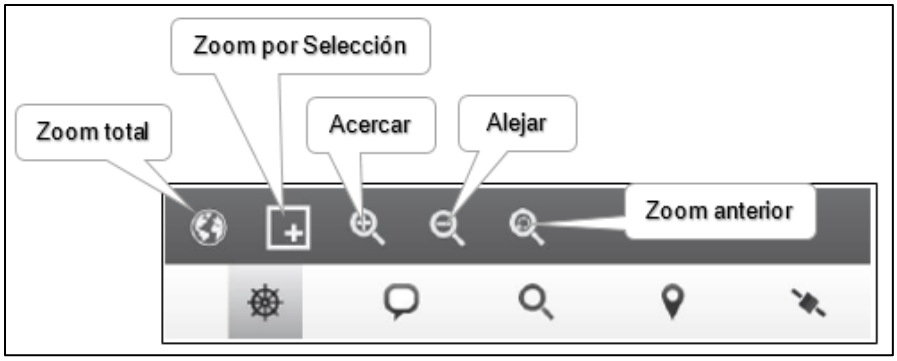


Ilustración 9 Navegación.

- **Zoom total:** la cual permite tener una visualización total del área de trabajo o en su defecto de toda la topología de la red que se esté trabajando.
- **Zoom por Selección:** esta función permite realizar un acercamiento selectivo del área de trabajo el cual puede ser ajustada en función del propósito del usuario, mostrando en pantalla la selección de red que se escoja dentro del rectángulo de selección como se visualiza en la siguiente ilustración.

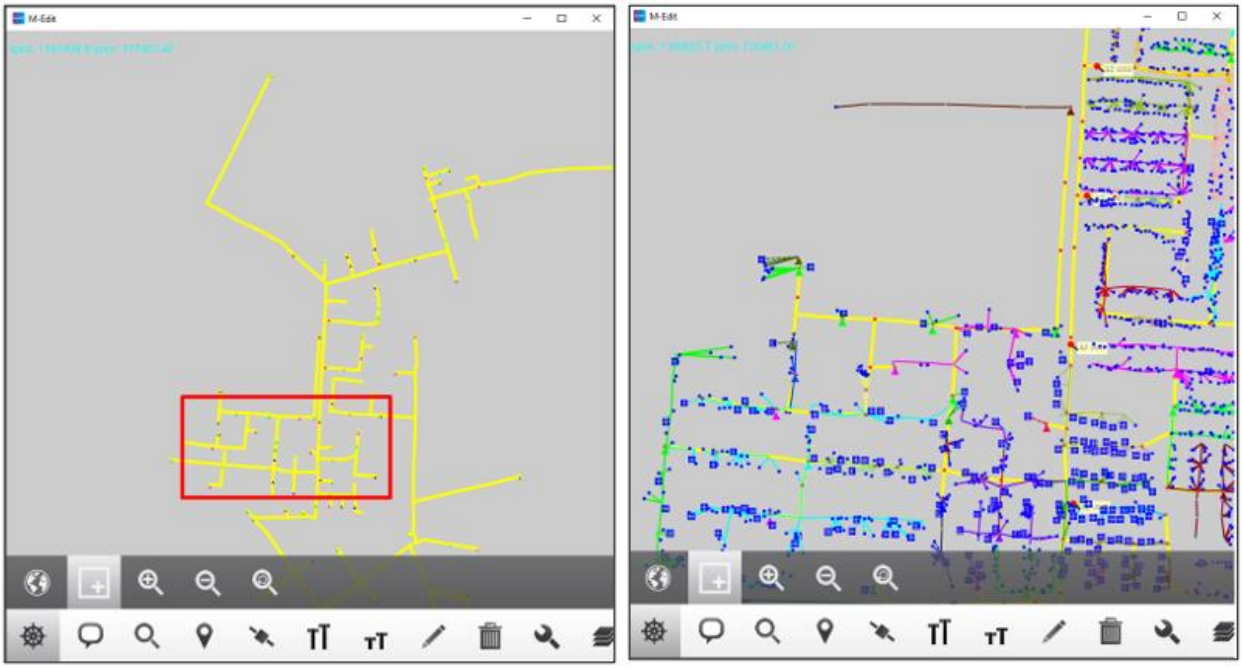


Ilustración 10. Zoom por Selección.

- **Acercar / Alejar**: estas dos funciones permiten realizar un alejamiento o aproximación a la topología de la red o elementos del área de trabajo.
- **Zoom Anterior**: esta función muestra la posición anterior con respecto a la visualización de la topología o elementos de la red.

Inspeccionar

Ilustración 11. Icono Inspeccionar.

Esta función permito consultar de forma rápida la información correspondiente a los atributos o características de los elementos en terreno, de acuerdo con el contenido de la base de datos que se tenía de los circuitos.

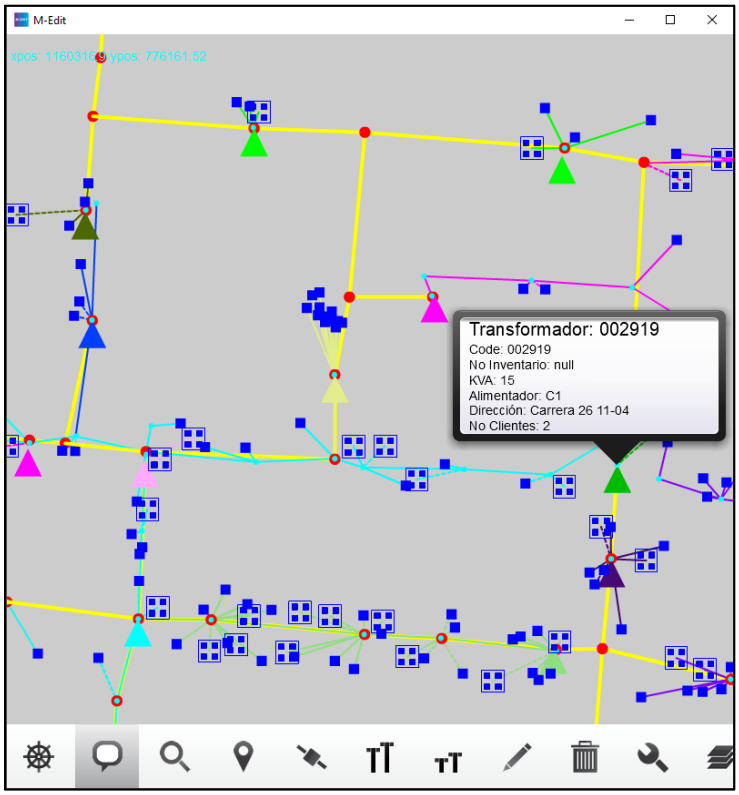


Ilustración 12 Ejemplo de inspeccionar transformador.

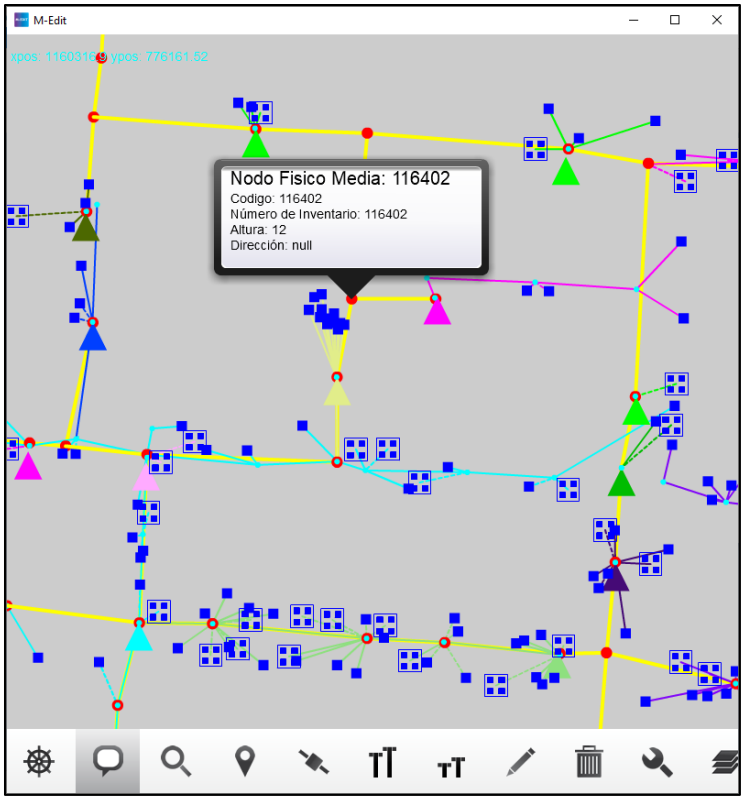


Ilustración 13 Ejemplo de inspeccionar Poste de MT

Geoposición

Esta opción permite ubicar geográficamente cada elemento de la red, para su correcto funcionamiento se debe validar previamente que la función GPS del dispositivo donde este usando la aplicación este activo, una vez realizado esta verificación al momento de seleccionar el icono de Geoposición, la aplicación automáticamente le mostrara en el área de trabajo la ubicación geográfica donde el usuario se encuentre mediante un círculo de borde rojo.

Ilustración 14 Icono Geoposición.

Red de media

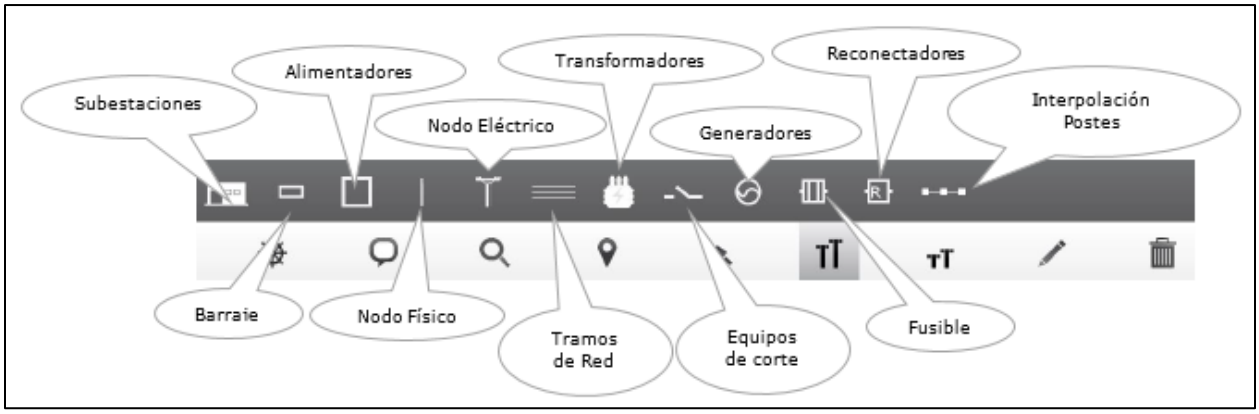


Ilustración 15 Elementos de media tensión.

Al momento de la realización de la verificación y actualización de los circuitos se realizó la construcción de tramos de red de media tensión la cual no se encontraba relacionada en la base de datos de la empresa. Para esta parte de creación se utilizó la función de red de media de la aplicación que permite crear cualquiera de los elementos que se encuentran en el menú de esta función no existentes en la red intervenida, como los mencionados a continuación:

Creación de Nodos Físicos (postes)

Al momento de crear un elemento nodo físico (poste), no existente en la red se procede a realizar las siguientes indicaciones:

- Activar el GPS del dispositivo móvil
- Dar clic en la opción Geoposición; lo cual permite que el elemento quede con sus correspondientes coordenadas, con el fin de dar solución a cualquier fallo que presente el sistema y así poder enviar al personal idóneo a solucionar el inconveniente.
- Dar clic en el icono del nodo físico (ilustración 15)
- Dar clic en el centro del círculo que marca la posición geográfica
- Diligenciar el siguiente formulario para que se pueda guardar el elemento

.

Campos	Descripción
Código	Este campo es obligatorio y único dado que es el número de identificación otorgado por el operador de red.
Numero de inventario	Es un código adicional que permite identificar el elemento en los inventarios de la empresa.
Altura	Longitud total del poste. Valor dado en metros
Observaciones (Descripción)	Campo donde se puede realizar una pequen descripción del estado del poste.

Tipo Nodo (Clase)	En este campo se especifica si el apoyo en un poste, caja subterránea, cruces aéreos y nodo virtual según las librerías del sistema.
Estado	Indicador del estado físico del elemento (Bueno, Regular y Malo)
Material	Se indica el material del cual está construido el nodo físico (poste), por defecto la librería tiene las siguientes opciones: Concreto, Madera, Metálico, Fibra de Vidrio.
Resistencia mecánica	Característica técnica de los postes. valor expresado en Kilogramo Fuerza (KgF).
Conjunto	Permite seleccionar el código de conjunto para realizar una asociación con proyectos y planes de inversión.
Propietario	Empresa o persona que figura como dueño del elemento.
Campo de usuario	Nombre del propietario del elemento.
Dirección	Dirección donde se encuentra el elemento
Área (U/R)	Determina si se encuentra ubicado en zona urbana o rural.

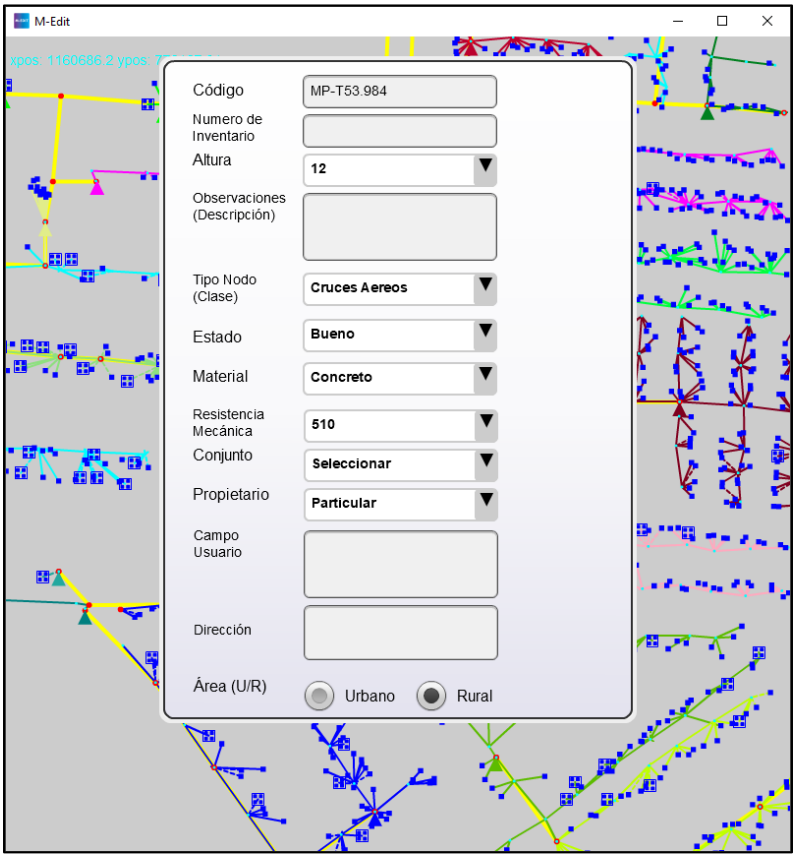


Ilustración 16 Interfaz formulario de postes M-EDIT.

Creación de Nodo eléctrico (Estructuras)

Para la creación de la estructura que está asociada a un nodo físico se procede de la siguiente manera:

- Ubicación del nodo físico donde está el nodo eléctrico
- Dar clic en el icono del nodo eléctrico (ilustración 15)
- Diligenciar el siguiente formulario que se despliega en la aplicación al momento de la creación del nodo eléctrico:

Campos	Descripción
Código	Este campo es obligatorio y único dado que es el número de identificación del elemento.
Descripción	Descripción textual del elemento
Campo del usuario	En caso de que el propietario sea compartido o particular, en este campo se indica el nombre del propietario.
Altura	Distancia entre el suelo y la cruceta de la estructura. Medida en metros.
Código Estructura	Selecciona el tipo de estructura según la norma técnica de la empresa.
Conjunto	Permite seleccionar el código de conjunto para realizar una asociación con proyectos y planes de inversión.

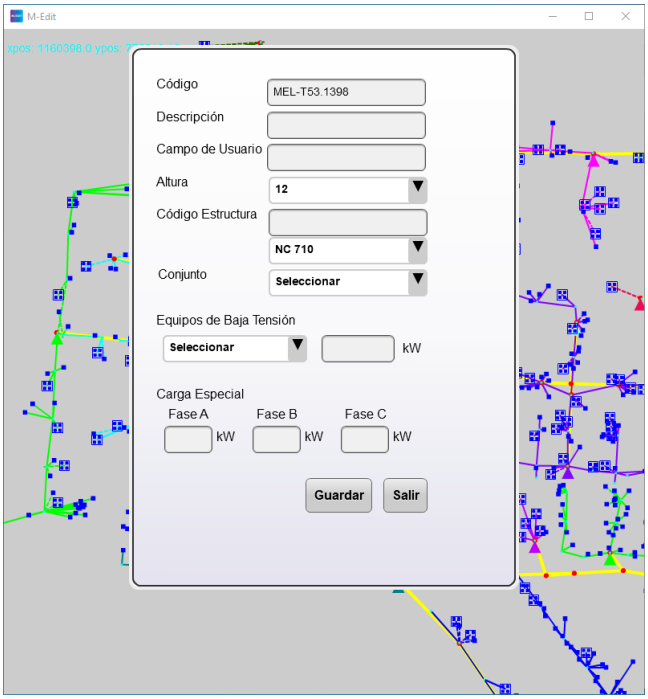


Ilustración 17 Interfaz formulario de estructuras eléctricas M-EDIT.

Sección de Línea (Tramos de red)

Una vez realizado el proceso de creación de los postes con sus respectivas estructuras faltantes en el sistema se procede a la creación de la sección de línea comprendida entre los postes y sujeta a las estructuras, de la siguiente manera:

- Dar clic en el icono del Tramo de red (ilustración 18)
- Dar clic en el nodo físico inicial

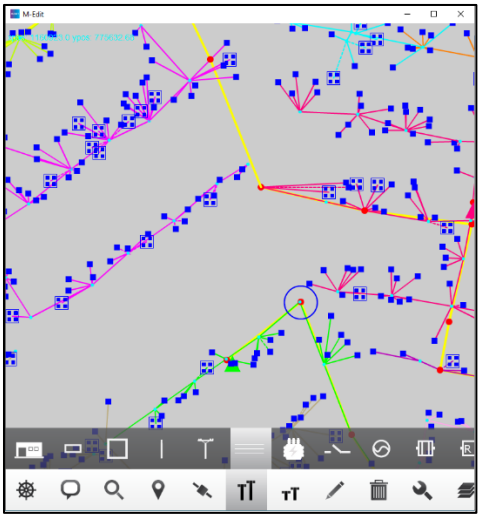


Ilustración 18 Interfaz sección de línea nodo físico inicial.

- Seleccionar el nodo eléctrico del nodo físico inicial donde va a ir conectada la sección de línea

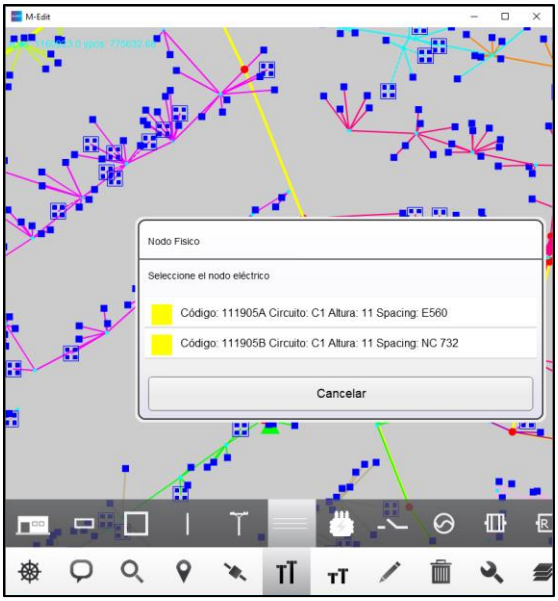


Ilustración 19 Interfaz sección de línea selección nodo eléctrico inicial.

- Dar clic en el nodo físico final
- Seleccionar el nodo eléctrico del nodo físico final donde va a ir conectada la sección de línea

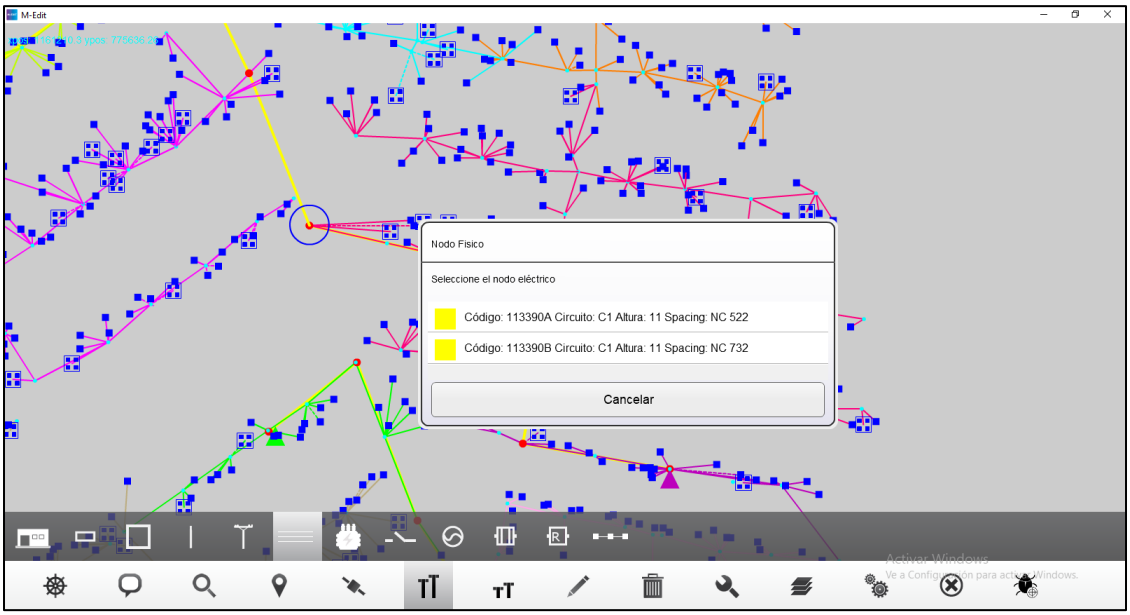


Ilustración 20 Interfaz sección de línea nodo físico y eléctrico final.

- Diligenciar el siguiente formulario:

Campos	Descripción
Código	Este campo es obligatorio y único dado que es el número de identificación del elemento.
Conductor de Fase y Neutro	Selecciona el tipo de conductor según lo dispuesto en la librería.
Fases	Faces que se encuentran activas en el conductor
Clase	Se selecciona el tipo de línea ya sea Aérea o Subterránea
Estado	Indica el estado físico del elemento
Área (U/R)	Determina si se encuentra ubicado en zona urbana o rural.
Propietario	A quien pertenece el elemento
Ducto	Selecciona el tipo de ducto según las librerías para las secciones de líneas subterráneas.

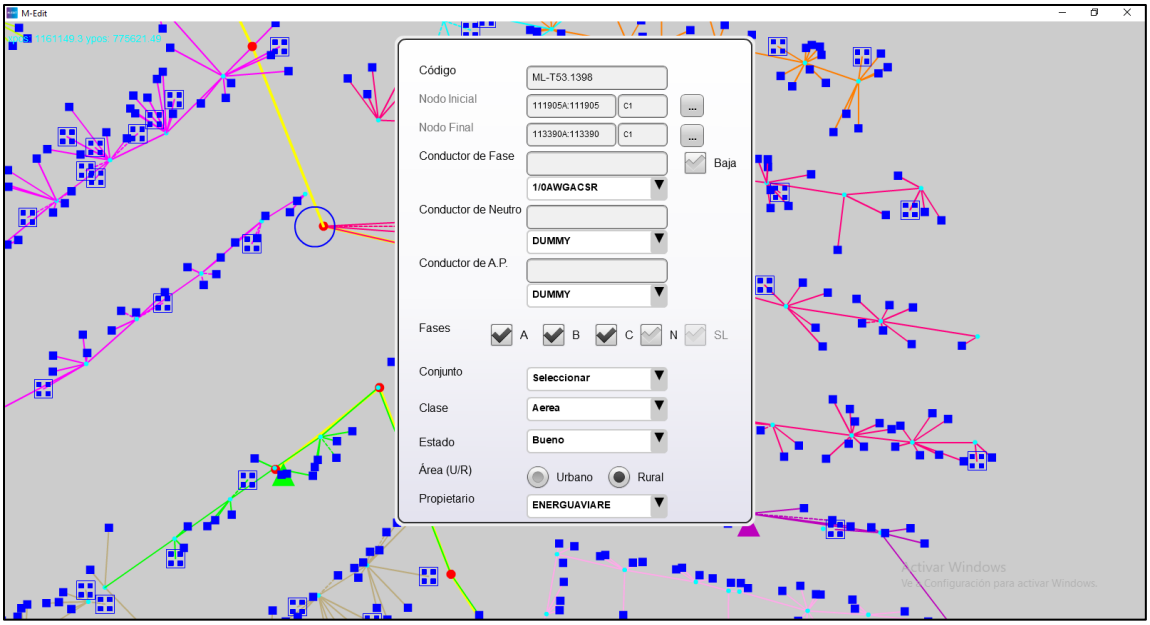


Ilustración 21 Interfaz formulario de Secciones de Línea M-EDIT.

Transformadores de distribución

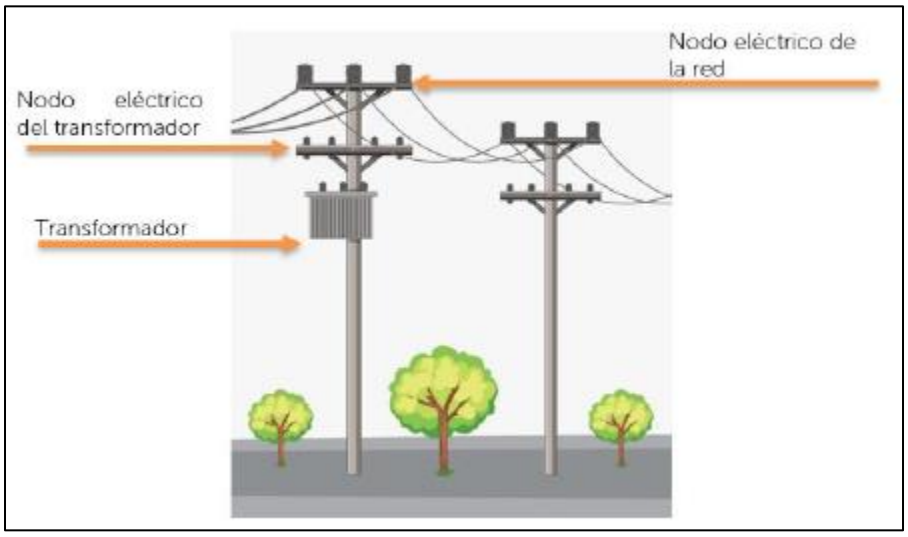


Ilustración 22 Modelamiento de transformadores de distribución

La aplicación permite modelar equipos como transformadores de distribución siguiendo el modelamiento, donde se recomienda tener una estructura donde ubicar el elemento, después se crea una sección de línea que conecte la estructura del transformador con el nodo eléctrico de la red (ilustración 22).

Una vez terminado el proceso del modelado se dispone a la creación del transformador en la aplicación, donde se deben de seguir las siguientes indicaciones:

- Dar clic sobre el nodo físico donde se ubicará el transformador.

- Diligenciar el siguiente formulario.

Campos	Descripción
Código	Este campo es obligatorio y único dado que es el número de identificación del elemento.
Numero de inventario	Número de identificación asignado por almacén.
Fabricante	Selecciona nombre del fabricante del transformador.
Descripción	Descripción textual del elemento
Campo del usuario	En caso de que el propietario sea compartido o particular, en este campo se indica el nombre del propietario.
Nombre	Nombre del prometido en caso de ser particular o compartido del transformador.
Dirección	Dirección en la cual está ubicado el transformador
Tipo	Selecciona el tipo de transformador (kVA del transformador).
Propietario	Selecciona el dueño del transformador.
Fases	Fases que se encuentran activas.
Estado	Indica el estado del elemento (Bueno, Regular y Malo).
Grupo	Selecciona el grupo al que pertenece
Zona	Selecciona la zona a la que pertenece (Vereda o Barrio).
Área (U/R)	Determina si se encuentra ubicado en zona urbana o rural.
Tipo de subestación	Determina el tipo de subestación a la cual pertenece.
Propiedad de la empresa	Activa la casilla si el elemento es propiedad de la empresa.
Transformador de alumbrado publico	Activar la casilla si es un transformador de uso exclusivo de alumbrado público.
Libre de PCB	Activa la casilla si es un transformador libre de PCB.

Edición

Para el cumplimiento del propósito del levantamiento y/o actualización de las redes aparte de la creación de los nuevos elementos faltantes, la aplicación cuenta con la función Edición, la cual es la encargada de la actualización del sistema dado que permite modificar cualquier atributo o característica de los elementos previamente dibujados o cargados, con excepción de los códigos.

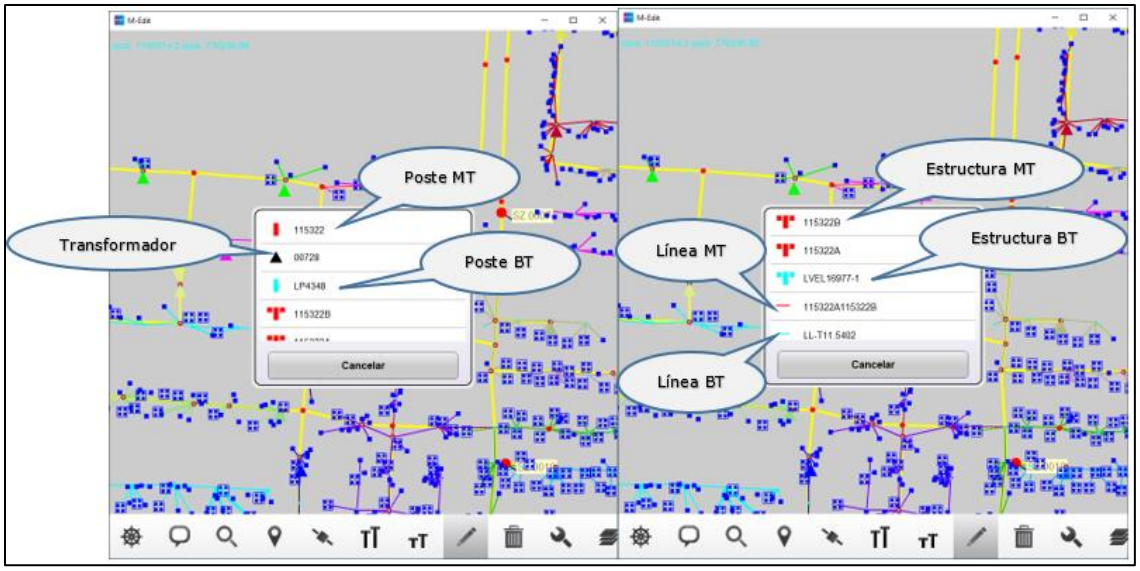


Ilustración 23 Interfaz de función EDITAR.

Para usar la función editar se procede a realizar las siguientes indicaciones:

- Seleccionar la función editar (ilustración 23)
- Dar clic en el elemento a editar (transformador, poste, estructura, sección de línea).
- Realizar los cambios correspondientes.
- Guardar.

Una vez terminado el proceso de verificación y modificación de la red de media tensión en la aplicación M-EDIT, se realizó el proceso de migración de esta información al Software de SPARD.

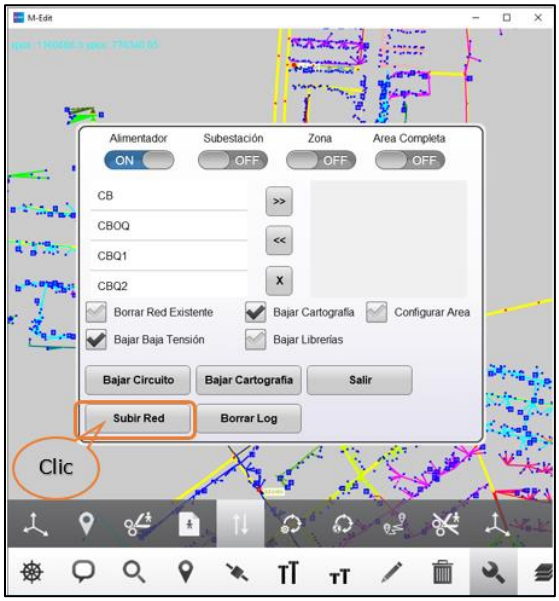


Ilustración 24 interfaz cargue de información al SPARD.

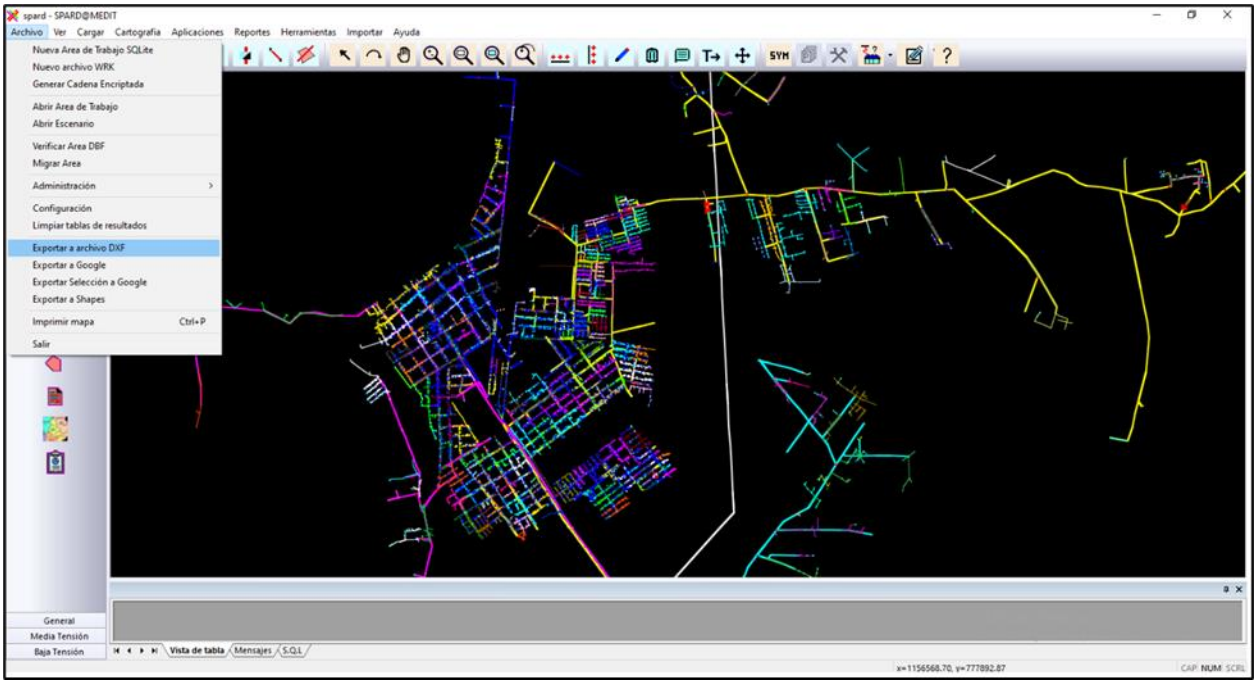


Ilustración 25 Visualización de la información de M-EDIT en el software SPARD.

Con la información del levantamiento en el software del SPARD, se procedió a realizar la configuración de cada uno de los circuitos, con esta configuración garantizamos y verificamos que no nos falte un puente entre estructuras de media y que los transformadores que se cargaron queden energizados a través de la interfaz del software.

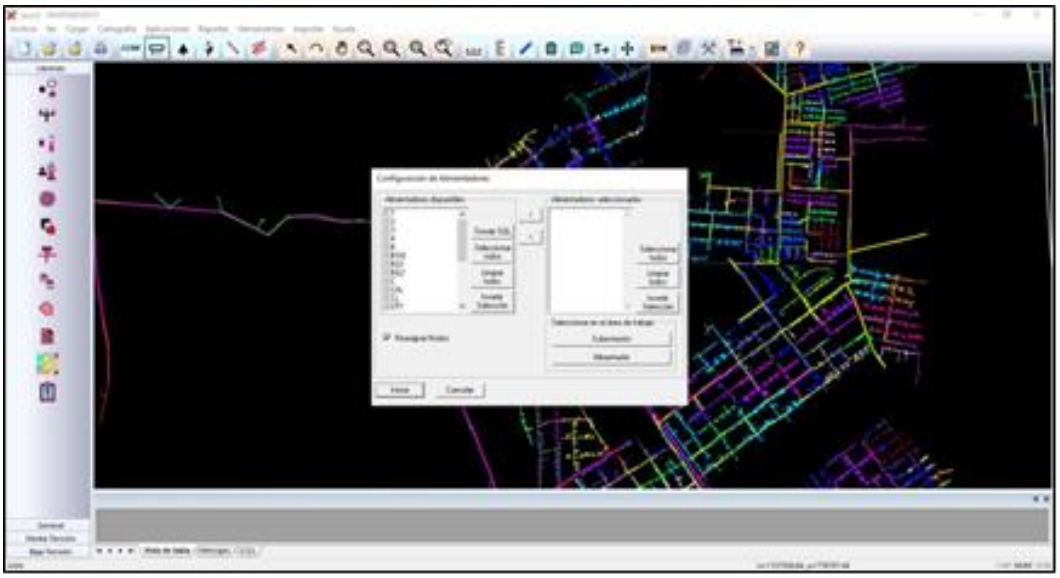


Ilustración 26 Visualización de la interfaz de configuración de la red de MT en el software SPARD.

Una vez terminado el proceso de configuración de los circuitos en el software SPARD, se exporta la información a formatos DWG (Software AutoCAD) para proceder con la elaboración de los planos topológicos para la realización de los cálculos de regulación.

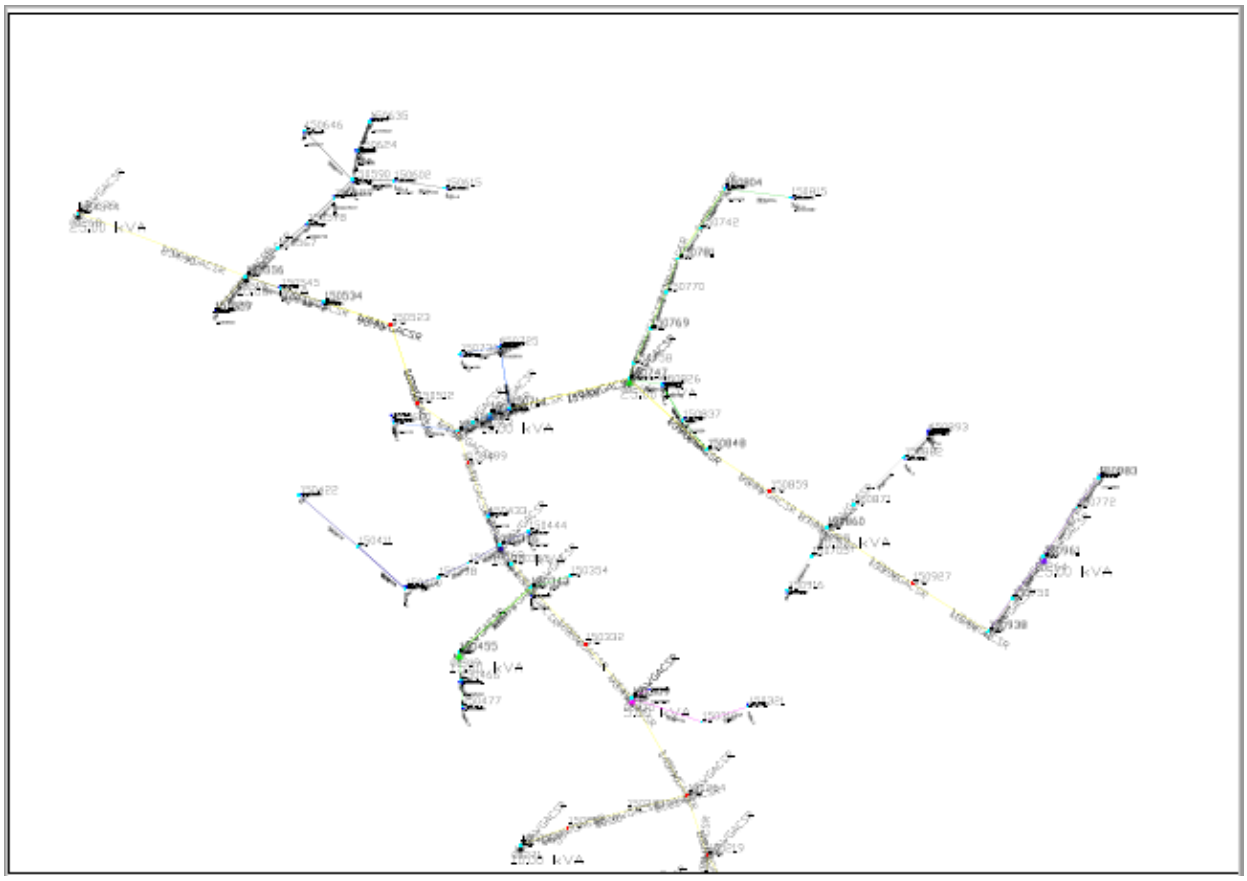


Ilustración 27 Visualización de la información exportado por SPARD-AutoCAD.

El software SPARD al momento de generar los archivos para ser ejecutados en el software AutoCAD los genera con toda la información relacionada en la red exportada como se puede observar en la ilustración 27. Por esta razón se realiza la depuración y configuración de esta información en el software AutoCAD y después se procede con la realización de los planos existentes de planta y topológicos para la elaboración de los cálculos de regulación y mecánicos de los nuevos elementos proyectados a la red.

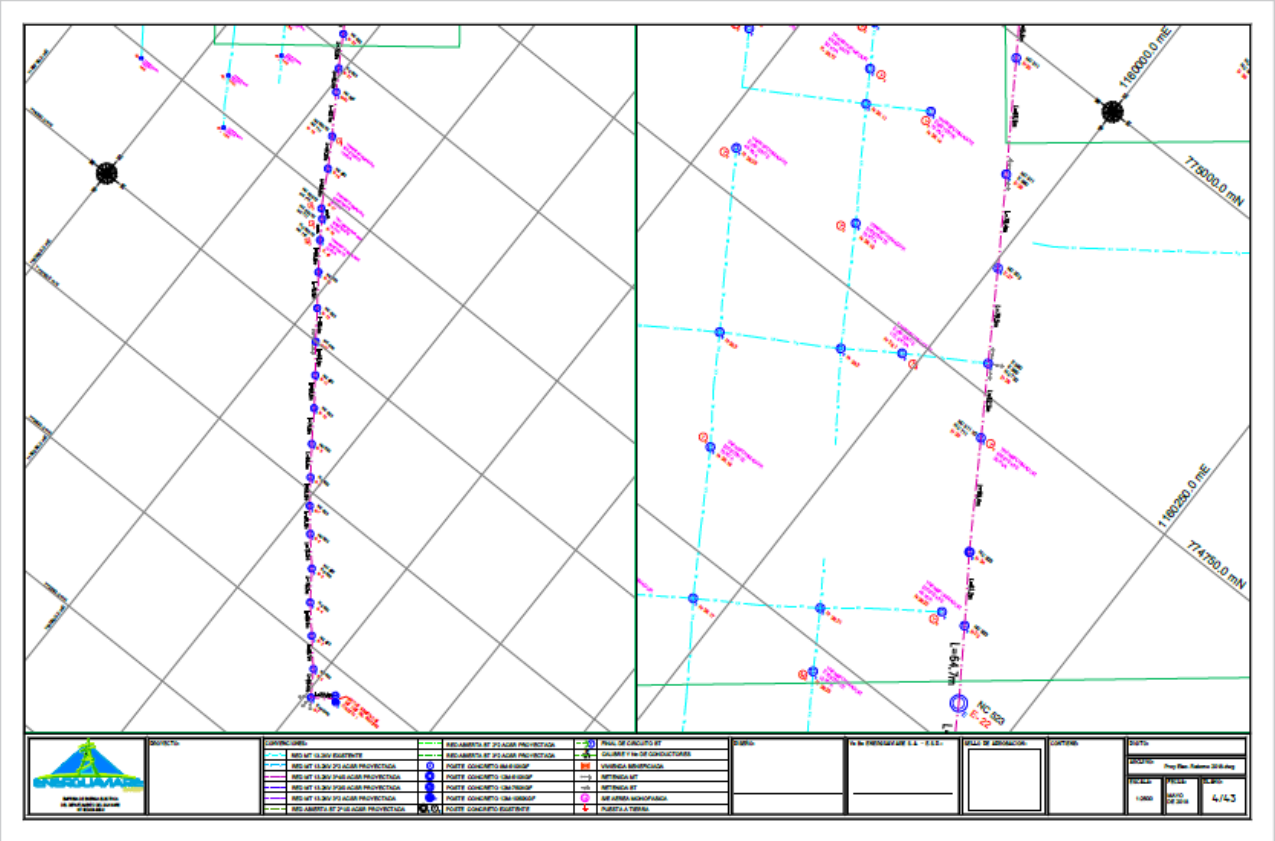


Ilustración 28 Plano después de la depuración y configuración

***Resumen* levantamiento**

Circuito	Símbolo	Transformadores	Usuarios	Postes		Km de red de MT
				Altura 12m	Altura 14m	
Circuito 1 SAN JOSÉ	C1	177	7643	987	3	88
Circuito 2 SAN JOSÉ	C2	388	1089	1365	3	127
Circuito 3 SAN JOSÉ	C3	143	3857	353	18	28
Circuito 4 SAN JOSÉ	C4	78	2971	334	4	23

4.6. Repotenciación

Uno de los aspectos primordiales al momento del dimensionamiento de los conductores que forman parte de un circuito de distribución eléctrica de media tensión, luego del cumplimiento de la capacidad de conducción de corriente es el Porcentaje de Caída de Tensión, denominado también en el ámbito técnico, Porcentaje de Regulación. A

continuación, se presentan los fundamentos técnicos y los conceptos teóricos involucrados en el cálculo de la caída porcentual de tensión en los circuitos de media tensión Operados por Energuaviare.

La caída de tensión en el conductor se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente. Esta resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre seleccionado debe verificarse por la caída de tensión en la línea. Al suministrar corriente a una carga por medio de un conductor, se experimenta una caída en la tensión y una disipación de energía en forma de calor.

Como se mencionó en la introducción, el sistema de distribución que opera Energuaviare cuenta con redes que están construidas desde cuando se prestaba el servicio a través del ZNI y sin tener en cuenta la expansión del sistema eléctrico; por esta razón es necesario realizar una Repotencialización a los principales circuitos de media tensión con el fin de que Energuaviare pueda ofrecer a sus usuarios una calidad del producto (Calidad de la potencia eléctrica) adecuada en cumplimiento del Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050) y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).

4.6.1. Cálculo de regulación de media tensión

La regulación de voltaje se calcula mediante la ecuación [capítulo 2 CENS] [IPSE]

$$R\% = \frac{K_G}{V_L^2} * M$$

Donde:

M = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en (KVA) y la longitud del tramo en metros (m).

V_L = Voltage de línea (V).

K_G = Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula:

$$K_G = (R\ \cos\emptyset + XL\ \sin\emptyset)$$

R = Resistencia por unidad de longitud del conductor a una temperatura determinada (Ohm/km).

∅ = Angulo del factor de potencia de la carga.

XL = Reactancia inductiva por unidad de longitud del conductor (Ohm/km).

Para el caso de alimentadores primarios normalmente la regulación es obtenida a partir del conocimiento de la topología de la red para lo cual es necesario determinar las distancias y cargas asociadas entre los diferentes nodos, al igual que las características de los conductores. Normalmente la regulación a lo largo de una línea se calcula con la siguiente ecuación:

$$R\% = K_G * \sum_{i=1}^{N} M_i$$

Teniendo en cuenta que a lo largo de una red los cambios se dan en potencia y magnitud se expresa la constante de regulación de la siguiente manera:

$$K_G = \frac{(R \cos \emptyset + XL \sin \emptyset)}{V_L^2}$$

1 Constante de regulación K_G para cables de aluminio ACSR desnudo

CONSTANTES TRIFÁSICAS			CONSTANTES BIFÁSICAS		
Tipo Cable:	**ACSR**		**Tipo Cable:**	**ACSR**	
Calibre	**Constante**	**Resistencia**	**Calibre**	**Constante**	**Resistencia**
266,8 MCM	2,2049E-07	0,024%			
4/0	2,8034E-07	0,037%	4/0	6,3077E-07	0,037%
3/0	3,2862E-07	0,045%	3/0	7,3939E-07	0,045%
2/0	3,8688E-07	0,056%	2/0	8,7049E-07	0,056%
1/0	4,6142E-07	0,070%	1/0	1,0382E-06	0,070%
2	6,4578E-07	0,105%	2	1,4530E-06	0,105%
4	9,2729E-07	0,160%	4	2,0864E-06	0,160%

4.7. CÁLCULOS MECÁNICOS DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS

En esta sección se presentará la metodología de la realización de los cálculos mecánicos de los apoyos (postes) y los conductores para establecer la tensión de tendido del conductor asociado, para la realización de estos cálculos es necesario contar con unos datos iniciales como las variables metodológicas de la zona donde se va a ejecutar el proyecto, características de la red a repotenciar, características de los conductores a emplear en la repotenciación, configuración de las estructuras a utilizar en los circuitos.

4.7.1. Información inicial

4.7.1.1. Variables metodológicas

Las características meteorológicas tales como velocidad de viento son tomadas de la NSR-98, Capitulo B.6-Fuerza de viento, donde sugiere que de acuerdo con la posición geográfica del proyecto una velocidad de 100 Km/h. [TituloB][https://es.weatherspark.com/y/25242/Clima-promedio-en-San-Jos%C3%A9-del-Guaviare-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o]

Tabla 2. Variables metodológicas San José del Guaviare

DESCRIPCIÓN	UNID.	VALOR
Altura sobre el nivel del mar	m	**189**
Temperatura ambiente promedio	°C	**26**
Temperatura ambiente mínima absoluta	°C	**22**
Temperatura ambiente máxima	°C	**31**
Humedad relativa	%	**88**
Velocidad del viento de referencia	Km/h	**100**

4.7.1.2. Parámetros electromecánicos de la red

Las características electromecánicas presentadas a continuación fueron definidas de acuerdo con la información recolectada en la sección 4.1 de la red existente.

Tabla 3. Características técnicas de los circuitos a repotenciar.

Características	Valor
Voltaje (kV)	13.2 kV
Numero de circuitos (UND)	4
Tipos de apoyos	Postes de concreto
Anclaje	Cimentación
Configuración	Red aérea desnuda
Longitud (km)	64,461 de red a repotenciar
Numero de apoyos (UND)	1017
Tipos de aisladores	Porcelana

4.7.1.3. Características mecánicas de los conductores

A continuación, se presenta las características del conductor seleccionado en el cálculo de regulación.

Tabla 4. Características mecánicas del conductor

Característica	Valor
Calibre (AWG)	4/0
Designación	ACSR Penguin
Sección total (mm^2)	125.09
Diámetro (mm)	14.3
Peso total (kg/m)	0.433
Carga de ruptura (kg-F)	3787
Aluminio/Acero	6/1
Módulo de elasticidad [E]	9000
Coeficiente de expansión térmica [α](1/ºC)	1.91667E-05
Resistencia Eléctrica del conductor a 20ºC	0.27

4.7.1.4. Tipos de estructuras

para la selección de las estructuras a utilizar se partió de la información recolectada en el levantamiento que se realizó a cada circuito donde se evidencio la necesidad de cambiar unas estructuras existentes por unas nuevas dado a su estado y el cambio de estructuras debido en unos tramos de red se cuenta con redes bifásicas y momento de realizar la repotenciación se pasara de redes de distribución bifásicos a redes de distribución trifásicos se tenían y en el caso de los nuevos apoyos implementados en la repotenciación, cada uno de los apoyos contara con su estructura más adecuada acorde con las características de la zona del trasado de la línea, en base a los criterios anteriores se determinó utilizar las siguientes estructuras:

Tabla 5. Estructuras empleadas en la ejecución del proyecto

Tipos de Estructuras norma (IPSE)	Descripción
Estructuras de Paso	

NC 511, NC 521, NC 523	Son estructuras de paso con aislamiento en pin y se emplean para suspensiones con ángulos menores a cinco grados (5º).
NC 513, NC 533	Son estructuras de paso con aislamiento en pin y se emplean para suspensiones con ángulos comprendidos entre 5º < a < 30º.
Estructuras de Retención	
NC 560, NC 562, NC 563	Son estructuras de retención con aislamiento de retención utilizadas para el tensionado de los conductores que componed la red aérea de distribución.
Estructuras Terminal	
NC 514, NC 550, NC 553	Son estructuras para inicios o finales de circuitos en redes de distribución aéreas.
Estructuras de Derivación	
NC 580	Son estructuras empleadas para el momento de realizar la derivación de un nuevo ramal de la red aérea principal, además es utilizada cuando en algún tramo la red presenta una desviación de 90º.
Estructura con seccionamiento por cortacircuitos	
NC 701	Son el tipo de estructuras donde van instalados los equipos de seccionamientos por cortacircuitos de las redes de distribución aéreas.
Derivación trifásica con cortacircuitos	
NC 730	Son estructuras de derivación que cuentan con los equipos de seccionamientos por cortacircuitos para protección del nuevo ramal que se deriva de la red de distribución aérea principal.
Derivación trifásica sin cortacircuitos	
NC 732	Son la combinación de estructuras de paso y terminales Ejemplo una estructura NC 523 y una NC 550 para la realización de un nuevo tramo de red aérea trifásica.
Derivación bifásica sin cortacircuitos	
NC 733	Son la combinación de estructuras de paso y terminales Ejemplo una estructura NC 523 y una NC 514 para la realización de un nuevo tramo de red aérea Bifásica.
Estructuras en H de paso	

NC P-103, NC PH-211	Son estructuras de paso en H utilizadas en los sitios donde los vanos son muy largos debido a que la zona donde se implementa la red área de distribución presenta no es un terreno totalmente plano y presenta algunos pequeños cerros o montañas.
Estructuras en H de Retención	
NC RH-230, NC RH-231	Son estructuras de retención en H utilizadas en los sitios donde los vanos son muy largos debido a que la zona donde se implementa la red área de distribución presenta no es un terreno totalmente plano y presenta algunos pequeños cerros o montañas.

Una vez realizada la obtención de los datos iniciales se procede a la realización de los cálculos de los conductores

4.7.2. Calculo mecánico de los conductores

El objeto del cálculo mecánico de conductores es evitar fatigas y daños en los conductores que pongan en riesgo la seguridad y continuidad del servicio, además de asegurar un balance adecuado entre la longitud de vanos y el dimensionamiento de los postes.

Para el desarrollo de los cálculos mecánicos de los conductores se procede primero a hallar los esfuerzos a los que se encuentran sometidos los conductores que compones las redes aéreas, estos esfuerzos se dividen en su peso propio y el esfuerzo que se ejerce en el conductor debido al viento.

4.7.2.1. Peso propio del conductor

Este esfuerzo es definido anteriormente en el indicé de datos iniciales en la tabla 4 donde encontramos las características mecánicas del conductor obtenidas por el fabricante del elemento, en esta tabla encontramos que el peso unitario del conductor a utilizar para la repotenciación es de 0.433 Kg/m.

4.7.2.2. Esfuerzo debido al viento (Pv)

En este esfuerzo los conductores se encuentran bajo a una fuerza transversal donde la presión ejercida por el viento sobre las superficies cilíndricas y se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$P_V = 0.0042 * V^2$$

Donde:

V: Velocidad máxima del viento (km/h)

Para el desarrollo de este cálculo también se debe tener en cuenta la carga del viento por metro de longitud la cual está dada por la siguiente ecuación:

$$f_V = P_V * d_C$$

Donde:

f_V: Carga del viento

d_C: Diámetro del conductor en metros

Finalmente, la fuerza resultante de los esfuerzos sobre el conductor debido al peso propio del conductor y la carga del viento está dada por la ecuación:

$$f_c = \sqrt{P_c^2} + f_v^2$$

Donde:

f_c: Peso aparente o fuerza resultante sobre el conductor.

P_c: Peso propio del conductor.

De esta manera para el cálculo de los esfuerzos a que se encuentra sometido el conductor ACSR 4/0 Penguin se tiene:

Que el esfuerzo debido al viento es de 42 kg/m^2

$$P_V = 0.0042 * 100^2 = \mathbf{42\ kg/m^2}$$

Este esfuerzo será el mismo para para todos los conductores de instalados en la zona de ejecución del proyecto de repotenciación. Para el cálculo del viento sobre los conductores se toma el dato de la tabla de características del conductor, diámetro del conductor, dado que este parámetro se encuentra en milímetros (mm), se debe de pasar a metros (m) para la realización de los cálculos.

$$f_V = P_V * d_C = 42 * 0.014 = \mathbf{0.588\ kg/m}$$

La fuerza resultante del conductor ACSR 4/0 Penguin dependerá del peso propio del conductor, que se encuentra en la tabla de características del conductor.

$$f_c = \sqrt{P_c^2 + f_v^2} = \sqrt{0.433^2 + 0.588^2} = \mathbf{0.7302\ kg/m}$$

Tabla 6.Resumen fuerza resultante del conductor.

ACSR (AWG)	NOMBRE	Zona		Esfuerzo debido al viento (kg/m^2)	Diámetro del conductor (mm)	Carga del viento f_v (kg/m)	Peso unitario del conductor P_c (kg/m)	Fuerza resultante del conductor f_c (kg/m)
		ID	Velocidad (Km/h)					
ACSR 4/0	Penguin	3000	100	42	0.014	0.588	0.433	0.7302

4.7.2.3. Vano regulador

Es el comportamiento de la componente horizontal de un conjunto de varios vanos consecutivos comprendidos entre dos apoyos de retención, donde se asegura la mejor tensión mecánica medida a lo largo de una red o línea.

$$Vano\ Regulador = \sqrt{\frac{l_1^3 + l_2^3 + \cdots + l_n^3}{l_1 + l_2 + \cdots + l_3}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} l_i^3}{\sum_{i=1}^{n} l_i}}$$

Donde:

l_i: Son la longitud de los vanos individuales comprendidos en cada tramo de la red aérea de distribución.

Esta ecuación solo se puede utilizar para diseños de redes de distribución donde no se presente ningún desnivel entre los apoyos. Esta ecuación de aplica de la siguiente manera para los circuitos C1, C2, C3 y C4, de acuerdo con la información recolectada los circuitos:

Tabla 7. Resultados vano regulador

Circuito	Longitud Vano individual (m)	Longitud vano regulador (zona urbana) (m)	Longitud vano regulador (zona rural) (m)
C1	63,11/66.12/74.6/51.1/39.18/32.06/35.36/65.92/60.68/56.06/77.4/199.95/136.71/186.3/111.34/229.7/89.98/142.08	**64,09**	**176,41**

C2	49.8/115.9/119.93/101.37/128.5/88.75/127.87 /141.72/92/96.7/126,9/125.4/64.5/173.37/130. 6/124.7/104.46/124.72/129.42/123/111.5/128. 33/128.95/68.6/132.57/111.46/129.07/136.16/ 55.65/119.45/140.43/139.35/110.25/105.93/1 23.33/120.5/133.9/109.95/120.80/86.22/108.3 /69.6/94.2/77.9/112.4/93/109.86/104.56/142.0 5/140.35/120.7/129.95/139.36/1120.2/95.8/63 .9/132.76/115.74/45.3/100.32/102.86/49.03/1 13.95/120.7/126.4/126.8/143.9/118.51/130.15 /127.06/119.9/159.8/84/84.48/117.83/114.63/ 110.3/108.03/106.8/107.28/105.83/105.86/10 9.6/112.31/106/45.06/90.28/93.4/80.51/79.36/ 82.84/93.38	**117,49**
C3-C4	71.72/74.6/69.95/62.57/50.4	**67,48**
C3	82/71.4/49.1/54.76/40.4/53.25/63/27.52/36.66 /44.18/85.05/58.75	**62,94**
C4	29.7/41.06/49.36/49.77/76.7/59.7/60.75/66.57 /61.1/58.25/ 81.35/112.5/54.35/78.33/34.5/62.26/62.2/66.8 5	**69,72**

De acuerdo con la información recolectada se calculó el vano regulador con el promedio de los vanos individuales de los tramos pertenecientes a cada circuito, para los circuitos C3 y C4 se tienen los mismos vanos para ambos debido a que ambos van en doble circuito desde la subestación San José hasta un punto donde se separan, en el nivel 1 encontraremos el circuito 3 (C3) y en el nivel 2 encontraremos el circuito 4 (C4), en la table 6 se evidencia que los circuitos C1, C3, y C4 en el casco urbano cuentan con vanos entre 20 m a 90 m. En cambio, el circuito 2 (C2) como es un circuito netamente rural cuenta con una distancia entre vanos de 100 a 190 metros.

Una vez terminado el cálculo del vano regulador se procede a realizar el cálculo de las flechas y tensiones donde se analizará una serie de hipótesis para el tendido de la red con el conductor ACSR 4/0

4.7.2.4. Calculo flechas y tenciones

Para determinar las tensiones en el conductor, correspondiente a cada una de las hipótesis de carga, se hace necesario aplicar la ecuación de cambio de condiciones. Para esta ecuación se toma como condición inicial o de partida la hipótesis más desfavorable, la cual corresponde a aquella cuya tensión coincide con el valor límite de la tensión mecánica, estos se dan en porcentaje de carga mínima de rotura (%CR).

Otras de las componentes de la ecuación de estado son el Coeficiente de expansión térmica (∝), el módulo de elasticidad (E), sección total del conductor (Área), estos parámetros se encuentran estipulados en la tabla 4 (características del conductor), otros parámetros que se utilizaran son el vano regulador calculado anteriormente (V_r) y el peso aparente del conductor (F_C).
La ecuación de estado permite determinar la tensión a la que se encuentra sometida el cable a unas condiciones finales de temperatura y sobrecarga, partiendo de unas condiciones iniciales. De esta manera la ecuación está dada por:

$$(k * T_{02})^3 - (k - T_{02})^3 * \left[\propto * (\theta_2 - \theta_1) * ST * E + \frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01})\right] = \frac{V_r^2 * P_2^2 * ST * E}{24}$$

Donde:

T_{02}: componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones finales (kg).

T_{01}: componente horizontal de la tensión del conductor en las condiciones iniciales (kg).

F_2: Flecha del conductor, en el vano regulador en condiciones finales (m).

∝: coeficiente de expansión térmica (ºC^-1).

θ_2: temperatura del conductor en las condiciones finales (ºC).

θ_1: temperatura del conductor en las condiciones iniciales (ºC).

ST: área de la sección transversal del conductor (mm^2).

E: módulo de elasticidad del conductor (kg/mm^2).

V_r: longitud del vano ideal de regulación (m).

P_1: peso unitario aparente del conductor en las condiciones iniciales (kg/m).

P_2: peso unitario aparente del conductor en las condiciones finales [Fc](kg/m).

k: factor de truxá.

Colocando la ecuación de estado como una ecuación de tercer grado de la forma:

$$T_{02}^2(T_{02} + A) = B$$

Donde A se toma como:

$$A = \left[\propto * (\theta_2 - \theta_1) * ST * E + \frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01})\right]$$

Y B se expresa de la siguiente manera:

$$B = \frac{V_r^2 * P_2^2 * ST * E}{24}$$

Al solucionar por medio del meto de resolución de Cardono-Bombelli se tiene como valores:

$$Q = -\frac{A^2}{9}$$

$$R = \frac{B}{2} - \frac{A^3}{27}$$

$$S = \sqrt[3]{R + \sqrt{Q^3 + R^2}}$$

$$T = \sqrt[3]{R - \sqrt{Q^3 + R^2}}$$

Dado que la función matemática raíz no admite valores negativos se deben plantear las siguientes restricciones para continuar con el proceso de los cálculos mecánicos del conductor, la primera restricción que encontramos es:

Si $Q^3 + R^2 > 0$

La tensión final a la que se quiere llegar está dada por:

$$T_{02} = \frac{S + T - \frac{A}{3}}{K}$$

La segunda restricción es cuando:

$Q^3 + R^2 < 0$

Tenemos que:

$$T_{02} = \frac{\left[2 * \sqrt{-Q}\cos\left[\frac{1}{3}\cos^{-1}\left(\frac{R}{\sqrt{-Q^3}}\right)\right] - \frac{A}{3}\right]}{k}$$

Y la flecha para las condiciones finales está dada por:

$$F_2 = \frac{T_{02}}{P_2}\left[\cosh\left(\frac{V_r P_2}{2T_{02}}\right) - 1\right]$$

A continuación, se expresarán las condiciones iniciales para el primer tramo del circuito 1 C1, con un conductor ACSR 4/0 Penguin

Tabla 8 Condiciones iniciales conductor ACSR 4/0

Característica	Valor
Área ST	125.09 mm^2
Módulo de elasticidad ACSR	9000 kgf/mm^2
Coeficiente de expansión térmica ACSR	1.91667E-05 ºC^{-1}
Tensión de rotura CR	3787 Kgf
Peso propio del conductor P_1	0.433 kg/m
Porcentaje carga de rotura %CR	13.5%
Vano regulador V_r	64,09 m
Factor de truxá	1

Estas condiciones se encuentran en las hojas técnicas de los fabricantes de los conductores. A continuación, seguimos con las condiciones iniciales que no encontramos en la información que suministran los fabricantes.

Tensión del conductor en condición inicial T_{01}, está dada por:

$$T_{01} = (CR * \%CR) = (3783 * 0.135) = \mathbf{510.7\ kgf}$$

Temperatura en condición inicial

$$\theta_1 = 18\ ℃$$

Una vez culminado el proceso de establecer las condiciones iniciales para la realización de los cálculos mecánicos para los conductores, se precede a la realización de los cálculos correspondientes para el desarrollo de cada una de las hipótesis

Hipótesis tracción máxima

En esta hipótesis se considera la velocidad máxima de las corrientes de aire (vientos) sobre los conductores, en donde que para el primer tramo del circuito C1 se cuenta con lo siguiente:

$$\theta_2 = \mathbf{20}\ ℃$$

$$\theta_2 - \theta_1 = \mathbf{2}\ ℃$$

$$P_2^2 = (0.7302)^2 = \mathbf{0.533\ kg/m}$$

$$\propto * ST * E = 1.91667E - 05 * 125.09 * 9000 = \mathbf{21.578}$$

$$\frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01}) = \frac{64.09^2 * 0.433^2 * 125.09 * 9000}{24 * (1 * 510.7)^2} - 510.7) = \mathbf{-372.19}$$

$$\frac{V_r^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{192679008.8}$$

Remplazamos los valores de las ecuaciones anteriores en las siguientes ecuaciones para proceder a determinar las componentes A y B

$$A = \left[\propto * (\theta_2 - \theta_1) * ST * E + \frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01})\right] = [2 * 21.578 + (-372.19)]$$
$$= \mathbf{-329.03}$$

$$B = \frac{V_r^2 * P_2^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 0.533 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{102697911.7}$$

Continuamos con el cálculo de los valores intermedios que permitan la solución de la ecuación

$$Q = -\frac{A^2}{9} = -\frac{-329.03^2}{9} = \mathbf{12028.9}$$

$$R = \frac{B}{2} - \frac{A^3}{27} = \frac{102697911.7}{2} - \frac{-329.03^3}{27} = \mathbf{52668253.3}$$

$$S = \sqrt[3]{R + \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{472.3}$$

$$T = \sqrt[3]{R - \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{-25,5}$$

Se realiza validación de las restricciones

Primera restricción

Si $Q^3 + R^2 > 0$

Segunda restricción:

Si $Q^3 + R^2 < 0$

Como se cumple la primera restricción entonces tenemos que la tensión final a la que se quiere llegar está dada por:

$$T_{02} = \frac{S + T - \frac{A}{3}}{K} = \mathbf{556,5\ kgf}$$

Por lo tanto, la flecha para las condiciones de tensión final será:

$$F_2 = \frac{T_{02}}{P_2}\left[\cosh\left(\frac{V_r P_2}{2T_{02}}\right) - 1\right] = \mathbf{0.67m}$$

Hipótesis flecha máxima

Para esta hipótesis no se considera el efecto del viento sobre los conductores, por lo que el peso para las condiciones 2 será igual al de partida. Calcular esta hipótesis es fundamental para verificar la separación horizontal y vertical de conductores situados en una misma estructura a una temperatura de 50°C. y la temperatura máxima excepcional considerada será de 75°C, y es usada para la verificación de acercamiento del conductor al terreno.

$$\theta_2 = \mathbf{75}\ ℃$$

$$\theta_2 - \theta_1 = \mathbf{57}\ ℃$$

$$P_2^2 = (0.433)^2 = \mathbf{0.187\ kg/m}$$

$$\propto * ST * E = 1.91667E - 05 * 125.09 * 9000 = \mathbf{21.578}$$

$$\frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01}) = \frac{64.09^2 * 0.433^2 * 125.09 * 9000}{24 * (1 * 510.7)^2} - 510.7) = \mathbf{-372.2}$$

$$\frac{V_r^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{192679009}$$

Remplazamos los valores de las ecuaciones anteriores en las siguientes ecuaciones para proceder a determinar las componentes A y B

$$A = \left[\propto * (\theta_2 - \theta_1) * ST * E + \frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01})\right] = [57 * 21.578 + (-372.2)]$$
$$= \mathbf{857.746}$$

$$B = \frac{V_r^2 * P_2^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 0.187 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{36030974.6}$$

Continuamos con el cálculo de los valores intermedios que permitan la solución de la ecuación

$$Q = -\frac{A^2}{9} = -\frac{857.7^2}{9} = \mathbf{-81738.81}$$

$$R = \frac{B}{2} - \frac{A^3}{27} = \frac{360309746.4}{2} - \frac{857.7^3}{27} = \mathbf{156785747.4}$$

$$S = \sqrt[3]{R + \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{678.1}$$

$$T = \sqrt[3]{R - \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{120.5}$$

Se realiza validación de las restricciones

Primera restricción

Si $Q^3 + R^2 > 0$

Segunda restricción:

Si $Q^3 + R^2 < 0$

Como se cumple la primera restricción entonces tenemos que la tensión final a la que se quiere llegar está dada por:

$$T_{02} = \frac{S + T - \frac{A}{3}}{K} = \mathbf{512.6kgf}$$

Por lo tanto, la flecha para las condiciones de tensión final será:

Selección de postes

$$F_2 = \frac{T_{02}}{P_2}\left[\cosh\left(\frac{V_r P_2}{2T_{02}}\right) - 1\right] = \mathbf{0.43m}$$

Hipótesis a flecha mínima

Para la hipótesis se utiliza como condición final el peso propio del conductor, sin efecto del viento y temperatura a 15°C.

$$\theta_2 = \mathbf{15}\ ℃$$

$$\theta_2 - \theta_1 = \mathbf{-3}\ ℃$$

$$P_2^2 = (0.433)^2 = \mathbf{0.187\ kg/m}$$

$$\propto * ST * E = 1.91667E - 05 * 125.09 * 9000 = \mathbf{21.578}$$

$$\frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01}) = \frac{64.09^2 * 0.433^2 * 125.09 * 9000}{24 * (1 * 510.7)^2} - 510.7) = \mathbf{-372.2}$$

$$\frac{V_r^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{192679009}$$

Remplazamos los valores de las ecuaciones # en las siguientes ecuaciones para proceder a determinar las componentes A y B

$$A = \left[\propto * (\theta_2 - \theta_1) * ST * E + \frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01})\right] = [-3 * 21.578 + (-372.2)]$$
$$= \mathbf{-437}$$

$$B = \frac{V_r^2 * P_2^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 0.187 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{360309746.4}$$

Continuamos con el cálculo de los valores intermedios que permitan la solución de la ecuación

$$Q = -\frac{A^2}{9} = -\frac{-437^2}{9} = \mathbf{21218.8}$$

$$R = \frac{B}{2} - \frac{A^3}{27} = \frac{360309746.4}{2} - \frac{-437^3}{27} = \mathbf{183245741.8}$$

$$S = \sqrt[3]{R + \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{715.6}$$

$$T = \sqrt[3]{R - \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{-29.6}$$

Se realiza validación de las restricciones

Primera restricción

Si $Q^3 + R^2 > 0$

Segunda restricción:

Si $Q^3 + R^2 < 0$

Como se cumple la primera restricción entonces tenemos que la tensión final a la que se quiere llegar está dada por:

$$T_{02} = \frac{S + T - \frac{A}{3}}{K} = \mathbf{831.7kgf}$$

Por lo tanto, la flecha para las condiciones de tensión final será:

$$F_2 = \frac{T_{02}}{P_2}\left[\cosh\left(\frac{V_r P_2}{2T_{02}}\right) - 1\right] = \mathbf{0.27m}$$

Efectos vibratorios

En esta hipótesis se tiene en cuenta el efecto de vibración eólica del cable, el EDS, se realiza en condiciones de temperatura promedio 32°C, sin carga por viento.

$$\theta_2 = \mathbf{32}\ ℃$$

$$\theta_2 - \theta_1 = \mathbf{14}\ ℃$$

$$P_2^2 = (0.433)^2 = \mathbf{0.187\ kg/m}$$

$$\propto * ST * E = 1.91667E - 05 * 125.09 * 9000 = \mathbf{21.578}$$

$$\frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01}) = \frac{64.09^2 * 0.433^2 * 125.09 * 9000}{24 * (1 * 510.7)^2} - 510.7) = \mathbf{-372.2}$$

$$\frac{V_r^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{192679009}$$

Remplazamos los valores de las ecuaciones anteriores en las siguientes ecuaciones para proceder a determinar las componentes A y B

$$A = \left[\propto * (\theta_2 - \theta_1) * ST * E + \frac{V_r^2 * P_1^2 * ST * E}{24 * (k * T_{01})^2} - (k * T_{01})\right] = [14 * 21.578 + (-372.2)]$$
$$= \mathbf{-70.108}$$

$$B = \frac{V_r^2 * P_2^2 * ST * E}{24} = \frac{64.09^2 * 0.187 * 125.09 * 9000}{24} = \mathbf{360309746.4}$$

Continuamos con el cálculo de los valores intermedios que permitan la solución de la ecuación

$$Q = -\frac{A^2}{9} = -\frac{-70.108^2}{9} = \mathbf{546.1}$$

$$R = \frac{B}{2} - \frac{A^3}{27} = \frac{360309746.4}{2} - \frac{-70.108^3}{27} = \mathbf{180167635.8}$$

$$S = \sqrt[3]{R + \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{711.6}$$

$$T = \sqrt[3]{R - \sqrt{Q^3 + R^2}} = \mathbf{-0.76}$$

Se realiza validación de las restricciones

Primera restricción

Si $Q^3 + R^2 > 0$

Segunda restricción:

Si $Q^3 + R^2 < 0$

Como se cumple la primera restricción entonces tenemos que la tensión final a la que se quiere llegar está dada por:

$$T_{02} = \frac{S + T - \frac{A}{3}}{K} = \mathbf{734.2\ kgf}$$

Por lo tanto, la flecha para las condiciones de tensión final será:

Selección de postes

$$F_2 = \frac{T_{02}}{P_2}\left[\cosh\left(\frac{V_r P_2}{2T_{02}}\right) - 1\right] = \mathbf{0.30\ m}$$

4.7.3. Calculo mecánico de apoyos

Los apoyos o postes utilizados en las redes aéreas de distribución se encuentran sujetos a diferentes esfuerzos mecánicos, por esta razón para la realización de los cálculos mecánicos de los apoyos se tienen en cuenta unas hipótesis en condiciones normales y anormales. Los cálculos mecánicos dependerán de la función que realizara cada uno de los postes (alineamiento, ángulo, anclaje, terminales).[13]

Tabla 9. Características de los postes [PRETECOR]

Longitud (m)	Carga de Rotura (kgf)	DEC (cm)	DIC (cm)	EC (cm)	DEB (cm)	DIB (cm)	EB (cm)	LE (m)	Peso Total (kg)	Vol. Concreto (m^3)
8	510	10	2.5	3.75	22	12.1	4.95	1.4	312	0.13
8	750	14.5	5	4.75	26.5	14.6	5.95	1.4	495	0.206
8	1050	14.5	5	4.75	26.5	14.6	5.95	1.4	495	0.206
12	510	14.5	5	4.75	32.5	19.4	6.55	1.8	934	0.389
12	750	14.5	5	4.75	32.5	19.4	6.55	1.8	934	0.389
12	1050	19	7	6	37	21.4	7.8	1.8	1339	0.558
14	750	16.75	6	5.38	37.75	22.8	7.48	2	1447	0.603
14	1050	19	7	6	40	23.8	8.1	2	1706	0.711
14	1350	21.25	8	6.63	42.45	24.8	8.83	2	1985	0.827
14	2000	25.25	12	6.36	46.26	28.8	8.73	2	2309	0.962

Para el desarrollo de los cálculos mecánicos de los apoyos se procede primero a hallar los esfuerzos a los que estos se encuentran sometidos. Los apoyos se encuentran sometidos a los esfuerzos debidos al viento y a los esfuerzos debidos al peso propio de conductores.

4.7.3.1. Esfuerzos debidos al viento

Estos esfuerzos se originan por la presión del viento en la dirección normal a los conductores y a la presión sobre el apoyo, las crucetas, aisladores y cables de guarda. Para la primera hipótesis se calculan los esfuerzos debido al viento en los apoyos, transformadores y en otros elementos, estos últimos esfuerzos pueden ser despreciados según lo establecido en la norma IPSE en el numeral 8.4.1.3. del capítulo 8. [IPSE]

Esfuerzos debido al viento en los apoyos

Es este tipo de esfuerzo se asume que la presión del viento va en la dirección transversal a la línea y se determina con la siguiente expresión matemática:

$$f_p = 0.0042V^2S$$

Donde:

f_p: Carga del viento sobre el poste (kgf).

V: Velocidad del viento (km/h).

S: Superficie normal al viento en m^2

Donde la superficie normal al viento se expresa mediante la siguiente ecuación

$$S = \frac{d_1 + d_2}{200} * H_1$$

Donde tenemos que

d_1: Diámetro al nivel del terreno en cm

d_2: Diámetro del extremo superior en cm

H_1: altura de la aplicación de la carga del viento sobre la superficie del terreno en m, esta se calcula de la siguiente manera.

$$H_1 = \frac{H}{3} * \frac{d_1 + 2d_2}{d_1 + d_2}$$

H: Altura del poste sobre el terreno (m).

En el esfuerzo de los apoyos, también se tiene en cuenta el esfuerzo debido al viento en los conductores la cual está dada por la siguiente ecuación

$$f_V = 0.0042 * V^2 * A * n$$

Donde:

f_V: Carga del viento en los conductores (kgf)

V: Velocidad del viento (km/h)

A: Área del conductor (m^2)

n: número de conductores iguales

El área del conductor se puede Calcular con la siguiente expresión:

$$A = \frac{d_c}{1000} * l$$

Donde:

d_c: diámetro del conductor (cm).

l: longitud de vano viento (m).

una vez culminado el cálculo de esfuerzos debido al viento en los apoyos se procede a realizar el cálculo del siguiente esfuerzo:

Esfuerzos debidos al viento en los transformadores

Estos esfuerzos son debidos al peso propio y al viento sobre el propio centro de transformación (CT). En donde el peso propio origina una carga vertical y el viento sobre el CT se considera que causa un esfuerzo longitudinal, el cual puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$f_t = L_E * P_E * \frac{1}{hN}$$

Donde:

f_t: Carga del viento sobre el transformador (kgf).

L_E: Distancia horizontal del centro de gravedad del equipo al eje del poste (m).

P_E: Peso propio del transformador (kg).

hN: Altura donde esta referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0.2m) (m).

4.7.3.2. Esfuerzos debido al peso propio en conductores

Este esfuerzo se aplica a la configuración o tipo de estructura (bandera, semibandera o horizontal), este tipo de esfuerzo corresponde al esfuerzo transversal que se transmite al apoyo (poste de concreto) debido al peso propio de los conductores. Este esfuerzo se calcula mediante la siguiente expresión:

$$f_{pc} = \frac{1}{hN} * \sum (p_j * L_j)$$

Donde:

f_{pc}: Carga de los conductores debido al peso propio (kgf).

p_j: Esfuerzo vertical debido al peso propio del conductor (kgf).

L_j: Distancia horizontal del punto de aplicación del conductor j al eje del poste.

hN: Altura libre menos 0.2 m.

4.7.3.3. Momentos en los apoyos sencillos

Una vez calculados los esfuerzos debido al viento en los apoyos (postes de concreto), se procede a realizar los cálculos de los diferentes momentos que se encuentran en los apoyos, los cuales se calculan mediante las siguientes expresiones:

Momento resistente

$$M_r = f_t * \frac{d_1^3}{10}$$

Donde:

M_r: Momento resistente [kg-m].

f_t: Esfuerzo de trabajo permisible [kg/mm^2].

d_1: Diámetro del poste en la sección de empotramiento.

Momentos presión de viento

$$\boldsymbol{M_1 = P_{V1} * S * H_1 * F_s}$$

Donde:

M_1: Momento por presión de viento sobre el poste [kg-m].

P_{V1}: Presión de viento [kg/m^2].

H_1: Altura de aplicación de la carga resultante [m].

F_s: factor de seguridad y es igual a 2.

S: superficie nominal al viento [m^2].

Momentos sobre los conductores

$$M_2 = f_V * h_1 * n$$

Donde:

M_2: momento sobre los conductores [kg-m].

f_V: carga del viento sobre los conductores [kgf]

n: número de conductores

Momento debido a presión sobre los conductores por ángulos

$$M_3 = f_a * h * n * f_s$$

Donde:

M_3: Momento debido a la presión en los conductores por cargas asociadas con ángulos [kg].

h: Altura de montaje de los conductores [m].

n: Número de conductores.

f_s: Factor de seguridad.

Para el esfuerzo debido a cargas de ángulo f_a o t_r se calcula con la siguiente expresión

$$f_a = t_r = 2 * t * \sin\frac{y}{2}$$

4.7.3.4. Curva de utilización de postes en función de alineación

El cálculo de este parámetro permite determinar la magnitud del ángulo de alineamiento y la longitud de los vanos que puede soportar, sin la necesidad de templetes.

La curva de utilización está determinada por la siguiente expresión:

$$M_r \geq M_1 + M_2 + M_3$$

Donde:

M_r: Momento máximo permisible en el poste.

M_1: Momento por carga de viento en el poste.

M_2: Momento por carga de viento en los conductores.

M_3: Momento por carga debida a ángulos de deflexión.

Esta solo aplica para apoyos en función de alineamiento y cuyos ángulos de deflexión no se encuentren en estructuras con cadenas de amarre.

A. Carga de viento sobre conductores [kgf]

Datos de entrada

Velocidad del viento [km/h] = 1000

Diámetro del conductor ACSR 4/0 Penguin [m] = 0.0143

Factor de seguridad = 2

$V_v = vano\ viento = 64\ m$

$$f_{V_c} = PV_1 * dc * V_v * fs = (0.0042 * 100^2) * 0.0143 * V_v * 2 = 1.2012 V_v = \mathbf{76.8768\ kgf}$$

B. Carga de ángulo sobre conductores [kgf]

Datos de entrada

Carga de rotura ACSR 4/0 Penguin [kgf] = 3783

Factor de seguridad = 1.5

$$f_a = t_r * fs = 2 * t * \sin\frac{y}{2} * fs = 2 * 3783 * 0.25 * 1.5 * \sin\frac{y}{2} = \mathbf{2837.25\ \sin\frac{y}{2}}$$

C. Carga de viento sobre postes [kgf]

Datos de entrada

Carga de rotura poste [kgf] = 510

Altura de poste [m] = 12

Factor de seguridad = 2

Diámetro base poste (DEB) [m] = 0.325

Diámetro cima poste (DEC) [m] = 0.145

H_e: altura de empotramiento del poste

$$H_e = 0.1h + 0.6 = 0.1(12) + 0.6 = 1.8\ m$$

d_1: diámetro del poste a nivel del suelo

$$d_1 = \frac{100DEB - 1.5H_e}{100} = \frac{100(0.325) - 1.5(1.8)}{100} = \mathbf{0.298\ m}$$

$$H = h - H_e = 12 - 1.8 = \mathbf{10.2\ m}$$

$$f_{v_1} = PV_1 * \frac{d1 - d2}{2} * H * fs = \mathbf{190\ kg}$$

D. Momento debido al viento sobre postes [kgf-m]

$$M_1 = f_{v_1} * H_1 = f_{v_1} * \left[\frac{H}{3}\left(\frac{d_1 + 2d_2}{d_1 + d_2}\right)\right] = \mathbf{856\ kgf}$$

E. Momento debido al viento sobre conductores [kgf-m]

Dato de entrada

H_1: Altura de amarre de los conductores = 10.47 m

n: número de conductores = 3

$$M_2 = f_{v_c} * H_1 * n = 1.2012V_v * 10.47 * 3 = \mathbf{37.7296V_v}$$

F. Momento debido al ángulo [kgf-m]

$$M_3 = f_a * H_1 * n = \left(2837.25\ \sin\frac{y}{2}\right) * 10.47 * 3 = \mathbf{89118\ \sin\frac{y}{2}}$$

G. Momento resistente del poste [kgf-m]

Datos de entrada:

Carga de rotura poste [kgf] = 510

$$M_r = C_r\frac{H}{f_s} = 510 * \frac{10.2}{2} = \boldsymbol{2601\ kgf - m}$$

H. Cálculo de la curva de utilización [kgf-m]

Si Y=0 entonces

$$2601 = 856 + 37.7296\ V_v + 89118\ \sin\frac{y}{2}$$

$$1745 = \ 37.7296\ V_v$$

$$V_v = \mathbf{46.25\ m}$$

Si V_v = 0 entonces

$$2601 = 856 + 37.7296\ (0) + 89118\ \sin\frac{y}{2}$$

$$1745 = 89118\ \sin\frac{y}{2}$$

$$\frac{y}{2} = 1.12$$

$$y = \mathbf{2.24}$$

4.7.4. Cálculo de templetes

Los templetes son elementos utilizados para contrarrestar las fuerzas longitudinales que son originadas por la rotura de conductor, por tensiones desequilibradas entre vanos adyacentes, por tendido en estructuras de retención y las fuerzas transversales debidas al viento y a ángulos de deflexión de la línea aérea de distribución. Para el cálculo de los templetes o retenidas se debe partir del caso más crítico posible, el cual ocurre cuando las distancias entre las bases del poste y el anclaje son un tercio (1/3) de la altura del punto de sujeción de la retenida y se forma un ángulo de 71.56°.[13][14]

Para la realización de los cálculos de los templetes se deben de tener como mimo los siguientes datos de entrada.

Tabla 10 datos de entrada para el cálculo de templetes

Descripción	Valor
Tensión de rotura del conductor (4/0 ACSR) [m]	3784
Diámetro del cable de guarda (3/8") [mm]	9.5
Tensión de rotura del cable de guarda (3/8") [kg]	6980
Ángulo para el caso critico [β]	71.56°
Factor de seguridad (cargas viento) [Fs]	2
Factor de seguridad (cargas de ángulo) [Fs]	1.5
Factor de seguridad templete [Fs]	2
Factor de seguridad (cargas longitudinales) [Fs]	1.5
Factor de seguridad cargas anormales • Factor de sobrecarga • Factor de seguridad templete	 1.3 1.15

4.7.4.1. Cálculo de templetes para estructuras terminales

Para estos tipos de estructuras el o los templetes a implementar se calculan a partir de la carga de rotura del cable de acero galvanizado y de su correspondiente factor de seguridad.

$$R = \frac{T_r}{F_s} = \frac{6980}{2} = \mathbf{3490\ Kg}$$

$$R' = \frac{4.5 * T}{\cos\beta} = \frac{4.5 * (3784 * 0.25)}{\cos(71.56)} = \mathbf{13458.26\ kg}$$

$$n = \frac{R'}{R} = 3.85 \cong \mathbf{4\ templetes}$$

Donde:

R: Tensión admisible de trabajo

R': Tensión necesaria para contrarrestar carga longitudinal de conductores

T_r: Carga de rotura del cable de acero galvanizado

F_s: Factor de seguridad

T: tensión del conductor a temperatura mínima, viento medio (25%T rotura conductor).

4.7.4.2. Cálculo de templetes para estructuras de retención intermedia

Para efectos de cálculo de templetes para este tipo de estructuras se consideran dos hipótesis, la primera hipótesis se consideran cargas anormales transitorias presentadas durante el evento de rotura del conductor y para la segunda hipótesis se consideran las cargas anormales por operaciones de tendido.

Estas hipótesis se expresan de la siguiente manera:

Hipótesis 1: 2 conductores rotos

$$R = \frac{T_r}{F_s} = \frac{6980}{1.15} = \mathbf{6069.57\ kg}$$

$$R' = \frac{2.6 * T}{\cos\beta} = \frac{2.6 * (3784 * 0.25)}{0.316} = \mathbf{7779.55\ kg}$$

$$n = \frac{R'}{R} = 1.28 \cong \mathbf{2\ templetes}$$

Hipótesis 2: 3 conductores rotos

$$R = \frac{T_r}{F_s} = \frac{6980}{1.15} = \mathbf{6069.57\ kg}$$

$$R' = \frac{2.6 * T}{\cos\beta} = \frac{3.9 * (3784 * 0.25)}{0.316} = \mathbf{11669.23\ kg}$$

$$n = \frac{R'}{R} = 1.92 \cong \mathbf{2\ templetes}$$

4.8. Reconectadores

Equipos de control automático con elementos de corte y maniobra en circuitos nivel de tensión III y II

- De acuerdo con un análisis del área de Ingeniería de la subgerencia de Distribución de La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare, se definieron la cantidad de Reconectadores para ser instalados en cada circuito teniendo como referencia los siguientes criterios, contemplados en el índice 5.2.10 (***Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones***), de la sección 5.2 ***Calidad del servicio SDL*** del capítulo 5 ***Calidad del servicio*** de la resolución CREG 015 e 2018 [1]:

i. Contar con mínimo 2 reconectadores adicionales al de cabecera en los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3, telemedidos y detectando ausencia o presencia de tensión en el circuito, para dar cumplimiento a los requisitos de calidad del servicio establecidos en la resolución CREG 015 de 2018.

ii. Ubicar el reconectador en un nodo donde se aislé las fallas de tal forma que se mejore la calidad del servicio a la mayor cantidad de usuarios, también donde se pueda identificar el sector donde provienen las fallas o donde se pueda reducir el área de ubicación de la falla; por ejemplo:

   - Un nodo donde el circuito se convierta de urbano a rural.
   - Un nodo de arranque de un ramal extenso.
   - Un nodo donde se divida una línea radial (34.5kV) para identificar el sector de la falla.

La ubicación de los equipos según los tres literales mencionados anteriormente, teniendo en cuenta la información del número de usuarios que tiene cada circuito registrado en el SPARD del amarre-transformador, con el objetivo de que cada vez que ocurra un evento evitar que una gran cantidad de usuarios queden sen el servicio de energía.

Circuitos 13,200 KV	Número de Usuarios
Circuito 1 – San José (C1)	7.643
Circuito 2 – San José (C2)	1.089
Circuito 3 – San José (C3)	3.857
Circuito 4 – San José (C4)	2.971
Circuito Concordia - Meta (CC)	2.982
Circuito 1 – Boquerón (CBQ1)	144
Circuito 2 – Boquerón (CBQ2)	82
Circuito 1 – Calamar (CCR1)	495
Circuito 2 – Calamar (CCR2)	1.074

Circuito 3 – Calamar (CB)	122
Circuito 4 – Calamar (CCL)	893
Circuito 1 – Retorno (CR1)	778
Circuito 2 – Retorno (CR2)	928
Circuito 3 – Retorno (CR3)	953
Total, general de Usuarios	***24.614***

5. ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1. RESULTADOS REPOTENCIACIÓN

5.1.1. Repotencialización circuito 1 de San José del Guaviare

Circuito Existente: La regulación en media tensión actual del circuito 1 de San José del Guaviare está en 5,89%, por encima de la regulación máxima permitida.

Ilustración 29. Circuito 1 de San José del Guaviare existente.

Circuito Proyectado: Debido a la carga instalada y la demanda máxima del circuito 1, se le traslada carga al circuito C4 y se aprovecha un tramo de red existente desde la subestación San José hasta el barrio La Granja para cumplir con la regulación Máxima y dejar un margen para ampliación de cobertura, sacando el circuito 1 desde la subestación en doble circuito.

Ilustración 30. Circuito 1 de San José del Guaviare proyectado.

La demanda máxima del circuito se mide de forma instantánea en los sectores del barrio Granja, Bello horizonte y en el pórtico del Circuito 1 en la subestación para determinar el porcentaje de cada tramo y calcular la regulación del diseño.

Se diseña repotenciar en conductor ACSR 4/0 AWG entre la subestación San José del Guaviare y el nodo E119 en longitud de 9,799 kilómetros. En la anterior ilustración se puede observar la Repotencialización del circuito, resaltada con color morado.

Tabla XI. Resumen de regulación del circuito 1 de San José del Guaviare.

		C1 actual	Sector B/Hzte retirado al C4	**Doble Circuito Diseño**	
				C1	**Granja**
Transformadores instalados		177	31	122	24
Potencia instalada	**a**	6.755,0	1.495,0	3.927,5	1.332,5
Regulación Total del circuito	**b**	**12,77%**		**5,86%**	**1,40%**
Regulación Máxima permitida		3,00%			
Demanda máxima del circuito	**c**	3114,0	703,0	1615,0	796,0
Regulación proporcional a la demanda del circuito	**(c x b) / a**	**5,89%**		**2,41%**	**0,84%**

5.1.2. Repotencialización circuito 2 de San José del Guaviare

Circuito Existente: La regulación en media tensión actual del circuito 2 de San José del Guaviare está en 5,52%, por encima de la regulación máxima permitida.

Ilustración 31. Circuito 2 de San José del Guaviare existente.

Circuito Proyectado: Debido a la carga instalada y la demanda máxima del circuito 2, se proyecta salir en doble circuito desde la subestación San José del Guaviare un tramo por la salida actual hacia el municipio de El Retorno y el segundo tramo aprovechando una línea 34,5kV que sale hacia el sector de Boquerón – Mapiripan construyendo un doble circuito debajo de la red 34,5kV hacia el sector de la Trocha Ganadera.

Se diseña repotenciar en conductor ACSR 4/0 AWG, el tramo de El Retorno 31,253 kilómetros y el tramo de la Ganadera 13,751 kilómetros. En la siguiente imagen en color morado se ilustra la Repotencialización del circuito.

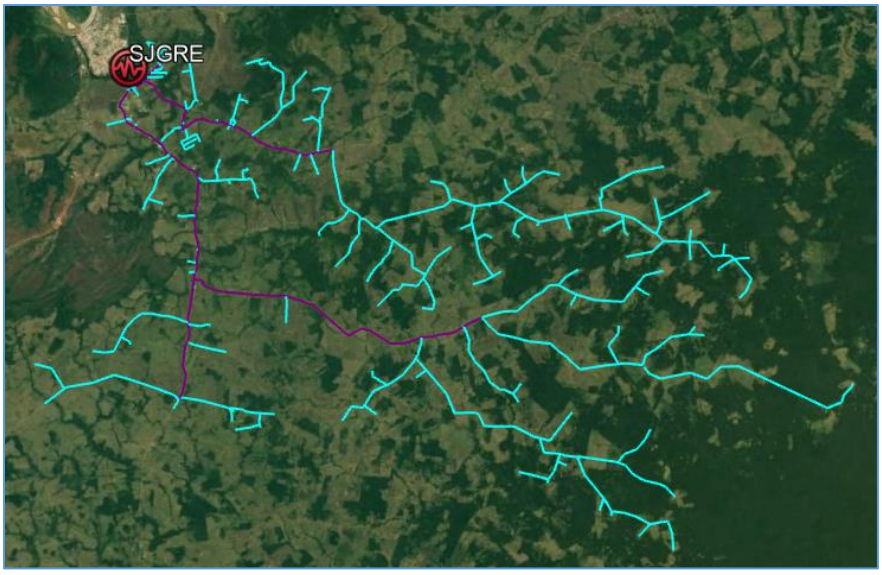


Ilustración 32. Circuito 2 de San José del Guaviare proyectado.

La demanda máxima del circuito se mide de forma instantánea en los sectores de Altos de San Jorge - Agua Bonita y en el pórtico del Circuito 2 en la subestación para determinar el porcentaje de cada tramo y calcular la regulación del diseño.

Tabla XII. Resumen de regulación del circuito 2 de San José del Guaviare.

		C2 actual	Doble Circuito Diseño C2	
			RETORNO	GANADERA
Transformadores instalados		388,0	193	195
Potencia instalada	**a**	3.667,5	1.997,5	1.670,0
Regulación Total del circuito	**b**	**23,09%**	**10,41%**	**6,72%**
Regulación Máxima permitida		3,00%		
Demanda máxima del circuito	**c**	876,0	477,1	398,9
Regulación proporcional a la demanda del circuito.	**(c x b) / a**	**5,52%**	**2,49%**	**1,60%**

5.1.3. Repotencialización circuito 3 de San José del Guaviare

Circuito Existente: La regulación en media tensión actual del circuito 3 de San José del Guaviare está en 3.48%, por encima de la regulación máxima permitida.

Ilustración 33. Circuito 3 de San José del Guaviare existente.

Circuito Proyectado: El Circuito 3 de San José del Guaviare alimenta la mayor parte del Comercio y las instituciones del Municipio y tiene un gran tramo Rural.

Se diseña repotenciar en conductor ACSR 4/0 AWG, el ramal central con una longitud de 5,275 kilómetros. En la siguiente imagen en color morado se ilustra la Repotencialización del circuito.

Ilustración 34. Circuito 3 de San José del Guaviare proyectado.

Tabla XIII. Resumen de regulación del circuito 3 de San José del Guaviare.

		C3 actual	C3 DISEÑO
Transformadores instalados		143,0	143
Potencia instalada	**a**	5.255,0	5.255,0
Regulación Total del circuito	**b**	**8,90%**	**6,84%**
Regulación Máxima permitida		3,00%	
Demanda máxima del circuito	**c**	2.051,0	2051,0
Regulación proporcional a la demanda del circuito	**(c x b) / a**	**3,48%**	**2,67%**

5.1.4. Repotencialización circuito 4 de San José del Guaviare

Circuito Existente: La regulación en media tensión del Circuito 4 cumple, pero recibe la carga del barrio Bello Horizonte que estaba en el circuito C1, por tanto, debe recalcularse.

Ilustración 35. Circuito 4 de San José del Guaviare existente.

Circuito Proyectado: Debido a la carga instalada del circuito 4 y la carga del sector de Bello Horizonte más una margen para ampliación de cobertura se repotencia el circuito.

Se diseña repotenciar en conductor ACSR 4/0 AWG el ramal central con una longitud de 8,716 kilómetros. En la siguiente imagen en color morado se ilustra la Repotencialización del circuito.

Ilustración 36. Circuito 4 de San José del Guaviare proyectado.

La Carga instalada y la demanda máxima del sector Bello Horizonte se toman de las mediciones del circuito 1.

Tabla XIV. Resumen de regulación del circuito 4 de San José del Guaviare.

		C4 actual	**Sector B/Hzte Retirado al C1**	**C4 DISEÑO**
Transformadores instalados		78	31	109
Potencia instalada	**a**	3.285,0	1.495,0	4.780,0
Regulación Total del circuito	**b**	**5,51%**		**5,07%**
Regulación Máxima permitida		3,00%		
Demanda máxima del circuito	**c**	1225,0	703,0	1928,0
Regulación proporcional a la demanda del circuito	**(c x b) / a**	**2,054%**		**2,047%**

5.1.5. Resumen memorias de cálculo repotenciación

Tabla 15 Resumen Repotenciación

REGULACIÓN						
		C1	C2	C3	C4	TOTAL
	TRANSFORMADORES	177	388	143	78	786,0
	KVA INSTALADOS	6755	3.667,5	5255	3285	18.962,5
SIN PROYECTO	REGULACIÓN CARGA INSTALADA	12,77%	23,09%	8,90%	5,51%	
	CARGA	3114	876	2051	1225	7.266,0
	% CARGA	46,1%	23,9%	39,0%	37,3%	38,3%
	REGULACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA	5,89%	5,52%	3,48%	2,05%	
	REGULACIÓN DISEÑO CARGA INSTALADA	5,86%	10,41%	6,84%	5,07%	
CON PROYECTO		1,40%	6,72%			
	REGULACIÓN DISEÑO DEMANDA MÁXIMA	**2,41%**	**2,49%**	**2,67%**	**2,05%**	
		0,84%	**1,60%**			

Con la realización de la repotencialización al momento de realizar el cálculo de regulación existente se identificó que los circuitos intervenidos presentaron porcentajes de regulación decimados elevados como se evidencia en la tabla número 13. Una vez rediseñados los circuitos y al hacer de nuevo el cálculo de regulación con los nuevos diseños de red se evidencia que se logró una disminución considerable de casi un 90%.

Tabla 16 Longitud redes a repotenciar

ÍTEM	**LÍNEA**	**CÓDIGO**	**SUBESTACIÓN**	**VOLTAJE (KV)**	**3C #4/0 AWG**		**RED BIFÁSICA O TRIFÁSICA A RETIRAR**
					ACSR (km)	**ECOLÓGICO ACSR (km)**	**(km)**
6	CIRCUITO 1 - SJG	C1	SAN JOSÉ	13.2	9.8		9.1
7	CIRCUITO 2 - SJG	C2	SAN JOSÉ	13.2	45		41
8	CIRCUITO 3 - SJG	C3	SAN JOSÉ	13.2	5.28		5.28
9	CIRCUITO 4 - SJG	C4	SAN JOSÉ	13.2	8.071	0.645	9.081
TOTAL					**68.151**	**0.645**	**64.461**

5.2. RESULTADOS CÁLCULOS MECÁNICOS

5.2.1. Resultados cálculos mecánicos conductores

A continuación, en las tablas número 15, 16, 17, 18, 19 y 20 se apreciar los resultados de los cálculos mecánicos obtenidos para el conductor (ACSR 4/0 Penguin) seleccionado para la realización de la repotenciación en los circuitos C1, C2, C3 y C4, estos cálculos se realizaron para cada uno de los vanos regulatorios como se plantea en el capítulo "Metodología" del presente documento.

Tabla 17. Cálculo mecánico de Conductores para Vano de 64.09 m.

DATOS DE ENTRADA									
Proyecto									
DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.		**Conductor**	ACSR 4/0 Penguin		**Longitud Vano Reg:**	64.09 m	**Factor de truxá**	1	
DATOS DEL CONDUCTOR									
Sección [mm]	125.09	Módulo de elasticidad (kgf/mm)	9000	Coeficiente expansión térmica ($°C^{-1}$)	1.92E-05	Carga de Rotura (kgf)	3783	Peso Propio (kg/m)	0.433
CONDICIONES INICIALES									
% Carga de Rotura:	13.50%	Tensión [kgf]	510.7	Temperatura (°C)	18	Peso [kg/m]	0.433		
HIPÓTESIS TRACCIÓN MÁXIMA									
DESCRIPCIÓN	Esta considera la velocidad máxima de viento sobre los conductores, que de acuerdo con NSR-98-Cápitulo B.6-Fuerzas de viento, es de 100kmh, y una temperatura de 20°C.								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	20	Peso [kg/m]	0.7302	Componente A	-329.03	Componente B	102697911.7
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 12029		R: 52668253.3		S: 472.3		T: -25.5		Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	556.5	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.67								
HIPÓTESIS FLECHA MÁXIMA-75°C									
DESCRIPCIÓN	Para esta hipótesis no se considera el efecto del viento sobre los conductores, calcular esta hipótesis es fundamental para verificar la separación horizontal y vertical de conductores situados en una misma estructura a una temperatura de 50°C. y la temperatura máxima excepcional considerada será de 75°C								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	75	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	857.746	Componente B	360309746.4
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									

Q: -81739		R:156785747.4			S: 678.1			T:120.5	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	512.6	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima								
Flecha (m):	0.43									
HIPÓTESIS FLECHA MINIMA										
DESCRIPCIÓN	Para la hipótesis se utiliza como condición final el peso propio del conductor, sin efecto del viento y temperatura a 15°C.									
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	15		Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-437	Componente B	360309746.4
Cálculo de valores intermedios de la ecuación										
Q: 212119		R:183245742			S: 715.6			T: -29.6	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	556.5	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima								
Flecha (m):	0.67									
EFECTOS VIBRATORIOS										
DESCRIPCIÓN	En esta hipótesis se tiene en cuenta el efecto de vibración eólica del cable, el EDS, se realiza en condiciones de temperatura promedio 32°C, sin carga por viento.									
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	32		Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-70.108	Componente B	360309746.4
Cálculo de valores intermedios de la ecuación										
Q: 546.1		R:180167636			S: 711.6			T: -0.76	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	734.2	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima								
Flecha (m):	0.30									

Tabla 18. Cálculo mecánico de Conductores para Vano de 176.4 m

DATOS DE ENTRADA										
Proyecto										
DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.		**Conductor**	ACSR 4/0 Penguin		**Longitud Vano Reg:**	176.4 m	**Factor de truxá**	1		
DATOS DEL CONDUCTOR										
Sección [mm]	125.09	Módulo de elasticidad (kgf/mm)	9000	Coeficiente expansión térmica ($°C^{-1}$)	1.92E-05	Carga de Rotura (kgf)	3783	Peso Propio (kg/m)	0.433	
CONDICIONES INICIALES										
% Carga de Rotura:	13.50%	Tensión [kgf]	510.7	Temperatura (°C)	18	Peso [kg/m]	0.433			
HIPÓTESIS TRACCIÓN MÁXIMA										
DESCRIPCIÓN	Esta considera la velocidad máxima de viento sobre los conductores, que de acuerdo con NSR-98-Cápitulo B.6-Fuerzas de viento, es de 100kmh, y una temperatura de 20°C.									
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	20		Peso [kg/m]	0.433	Componente A	581.756	Componente B	777997552.7

Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -37604.4		R:381706571.7		S: 913.9			T:41.15	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	761.1	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	3.73								
HIPÓTESIS FLECHA MÁXIMA-75°C									
DESCRIPCIÓN	Para esta hipótesis no se considera el efecto del viento sobre los conductores, calcular esta hipótesis es fundamental para verificar la separación horizontal y vertical de conductores situados en una misma estructura a una temperatura de 50°C. y la temperatura máxima excepcional considerada será de 75°C								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	75	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	1768.5	Componente B	272955989.4
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -34751		R:184141484		S:716.7			T:48.5	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	175.7	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	9.6								
HIPÓTESIS FLECHA MINIMA									
DESCRIPCIÓN	Para la hipótesis se utiliza como condición final el peso propio del conductor, sin efecto del viento y temperatura a 15°C.								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	15	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	473.8	Componente B	272955989.4
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -24943		R:132538673.4		S:642.3			T:38.8	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	523.2	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	3.2								
EFECTOS VIBRATORIOS									
DESCRIPCIÓN	En esta hipótesis se tiene en cuenta el efecto de vibración eólica del cable, el EDS, se realiza en condiciones de temperatura promedio 32°C, sin carga por viento.								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	32	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	840.7	Componente B	272955989.4
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -78530.7		R:114471069		S: 609.8			T:128.8	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	458.4	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	3.7								

Tabla 19. Cálculo mecánico de Conductores para Vano de 117.5 m

DATOS DE ENTRADA					
Proyecto					
DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.	**Conductor**	ACSR 4/0 Penguin	**Longitud Vano Reg:**	176.4 m	**Factor de truxá** 1

DATOS DEL CONDUCTOR									
Sección [mm]	125.09	Módulo de elasticidad (kgf/mm)	9000	Coeficiente expansión térmica ($°C^{-1}$)	1.92E-05	Carga de Rotura (kgf)	3783	Peso Propio (kg/m)	0.433
CONDICIONES INICIALES									
% Carga de Rotura:	13.50%	Tensión [kgf]	510.7	Temperatura (°C)	18	Peso [kg/m]	0.433		

HIPÓTESIS TRACCIÓN MÁXIMA									
DESCRIPCIÓN	Esta considera la velocidad máxima de viento sobre los conductores, que de acuerdo con NSR-98-Cápitulo B.6-Fuerzas de viento, es de 100kmh, y una temperatura de 20°C.								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	20	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-1.944	Componente B	345188884.5
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -155972.3		R: -982534.9		S: 701.5		T:0		Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	702.1	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	1.79								

HIPÓTESIS FLECHA MÁXIMA-75°C									
DESCRIPCIÓN	Para esta hipótesis no se considera el efecto del viento sobre los conductores, calcular esta hipótesis es fundamental para verificar la separación horizontal y vertical de conductores situados en una misma estructura a una temperatura de 50°C. y la temperatura máxima excepcional considerada será de 75°C								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	75	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	1184.8	Componente B	121107544.9
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -155972.3		R: -982534.9		S:0		T:0		Condición	$Q^3 + R^2 < 0$
Tensión Final [kgf]:	287	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	2.6								

HIPÓTESIS FLECHA MINIMA									
DESCRIPCIÓN	Para la hipótesis se utiliza como condición final el peso propio del conductor, sin efecto del viento y temperatura a 15°C.								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	15	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-109.8	Componente B	121107544.9
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 1339.6		R:605586752.4		S:1065.9		T: -1.3		Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	1101.2	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.67								

EFECTOS VIBRATORIOS									
DESCRIPCIÓN	En esta hipótesis se tiene en cuenta el efecto de vibración eólica del cable, el EDS, se realiza en condiciones de temperatura promedio 32°C, sin carga por viento.								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	32	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	256.9	Componente B	121107544.9
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -7333.1		R:59925817		S:493.03		T:14.8		Condición	$Q^3 + R^2 > 0$

Tensión Final [kgf]:	422.3	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima
Flecha (m):	1.8	

Tabla 20 Cálculo mecánico de Conductores para Vano de 67.5 m

DATOS DE ENTRADA									
Proyecto									
DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.		**Conductor**	ACSR 4/0 Penguin	**Longitud Vano Reg:**	176.4 m	**Factor de truxá**	1		
DATOS DEL CONDUCTOR									
Sección [mm]	125.09	Módulo de elasticidad (kgf/mm)	9000	Coeficiente expansión térmica ($°C^{-1}$)	1.92E-05	Carga de Rotura (kgf)	3783	Peso Propio (kg/m)	0.433
CONDICIONES INICIALES									
% Carga de Rotura:	13.50%	Tensión [kgf]	510.7	Temperatura (°C)	18	Peso [kg/m]	0.433		
HIPÓTESIS TRACCIÓN MÁXIMA									
DESCRIPCIÓN	Esta considera la velocidad máxima de viento sobre los conductores, que de acuerdo con NSR-98-Cápitulo B.6-Fuerzas de viento, es de 100kmh, y una temperatura de 20°C.								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	20	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-328.9	Componente B	113917019.8
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 15384.3		R: 58276244.2		S: 488.5		T: -31.5		Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	566.6	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.73								
HIPÓTESIS FLECHA MÁXIMA-75°C									
DESCRIPCIÓN	Para esta hipótesis no se considera el efecto del viento sobre los conductores, calcular esta hipótesis es fundamental para verificar la separación horizontal y vertical de conductores situados en una misma estructura a una temperatura de 50°C. y la temperatura máxima excepcional considerada será de 75°C								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	75	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	857.8	Componente B	39967134.5
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: -81757.8		R: -3393733.4		S:0		T:0		Condición	$Q^3 + R^2 < 0$
Tensión Final [kgf]:	194.8	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	1.27								
HIPÓTESIS FLECHA MINIMA									
DESCRIPCIÓN	Para la hipótesis se utiliza como condición final el peso propio del conductor, sin efecto del viento y temperatura a 15°C.								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	15	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-436.8	Componente B	39967134.5
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									

Q: 21199.4		R:23070194.1		S:359.2			T: -59	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	445.8	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.55								
EFECTOS VIBRATORIOS									
DESCRIPCIÓN	En esta hipótesis se tiene en cuenta el efecto de vibración eólica del cable, el EDS, se realiza en condiciones de temperatura promedio 32°C, sin carga por viento.								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	32	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-70	Componente B	39967134.5
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 544.4		R:19996270.9		S:341.9			T: -1.8	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	363.6	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.67								

Tabla 21 Cálculo mecánico de Conductores para Vano de 63 m

DATOS DE ENTRADA									
Proyecto									
DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.		**Conductor**	ACSR 4/0 Penguin		**Longitud Vano Reg:**	176.4 m	**Factor de truxá**	1	
DATOS DEL CONDUCTOR									
Sección [mm]	125.09	Módulo de elasticidad (kgf/mm)	9000	Coeficiente expansión térmica (°C^{-1})	1.92E-05	Carga de Rotura (kgf)	3783	Peso Propio (kg/m)	0.433
CONDICIONES INICIALES									
% Carga de Rotura:	13.50%	Tensión [kgf]	510.7	Temperatura (°C)	18	Peso [kg/m]	0.433		
HIPÓTESIS TRACCIÓN MÁXIMA									
DESCRIPCIÓN	Esta considera la velocidad máxima de viento sobre los conductores, que de acuerdo con NSR-98-Cápitulo B.6-Fuerzas de viento, es de 100kmh, y una temperatura de 20°C.								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	20	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-333.7	Componente B	99234381.7
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 12372.8		R: 50993464.7		S: 467.2			T: -26.5	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	551.9	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.55								
HIPÓTESIS FLECHA MÁXIMA-75°C									
DESCRIPCIÓN									

	Para esta hipótesis no se considera el efecto del viento sobre los conductores, calcular esta hipótesis es fundamental para verificar la separación horizontal y vertical de conductores situados en una misma estructura a una temperatura de 50°C. y la temperatura máxima excepcional considerada será de 75°C									
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	75	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	853	Componente B	34815815	
Cálculo de valores intermedios de la ecuación										
Q: -80845		R: -5579147.2		S:0			T:0	Condición		$Q^3 + R^2 < 0$
Tensión Final [kgf]:	183.3	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima								
Flecha (m):	1.17									
HIPÓTESIS FLECHA MINIMA										
DESCRIPCIÓN	Para la hipótesis se utiliza como condición final el peso propio del conductor, sin efecto del viento y temperatura a 15°C.									
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	15	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-441.6	Componente B	34815815	
Cálculo de valores intermedios de la ecuación										
Q: 21667.8		R:20597413.5		S:346.1			T: -62.6	Condición		$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	430.7	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima								
Flecha (m):	0.49									
EFECTOS VIBRATORIOS										
DESCRIPCIÓN	En esta hipótesis se tiene en cuenta el efecto de vibración eólica del cable, el EDS, se realiza en condiciones de temperatura promedio 32°C, sin carga por viento.									
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	32	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-290.6	Componente B	34815815	
Cálculo de valores intermedios de la ecuación										
Q: 9383.2		R:18316822.1		S:332.1			T: -28.2	Condición		$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	400.8	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima								
Flecha (m):	0.53									

Tabla 22 Cálculo mecánico de Conductores para Vano de 69.7 m

DATOS DE ENTRADA										
Proyecto										
DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.		**Conductor**	ACSR 4/0 Penguin		**Longitud Vano Reg:**	176.4 m	**Factor de truxá**	1		
DATOS DEL CONDUCTOR										
Sección [mm]	125.09	Módulo de elasticidad (kgf/mm)	9000	Coeficiente expansión térmica ($°C^{-1}$)	1.92E-05	Carga de Rotura (kgf)	3783	Peso Propio (kg/m)	0.433	
CONDICIONES INICIALES										
% Carga de Rotura:	13.50%	Tensión [kgf]	510.7	Temperatura (°C)	18	Peso [kg/m]	0.433			

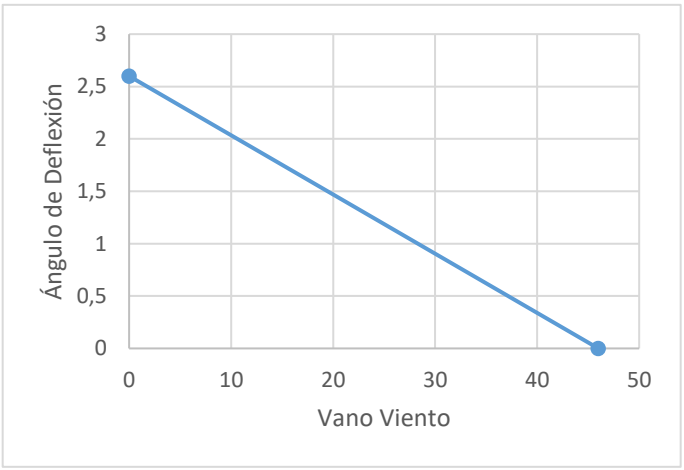
HIPÓTESIS TRACCIÓN MÁXIMA									
DESCRIPCIÓN	Esta considera la velocidad máxima de viento sobre los conductores, que de acuerdo con NSR-98-Cápitulo B.6-Fuerzas de viento, es de 100kmh, y una temperatura de 20°C.								
Velocidad Viento [km/h]	100	Temperatura (°C)	20	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-303.7	Componente B	121463733.3
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 10248.2		R: 61769324.9		S: 498.1			T: -20.6	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	593.1	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.74								
HIPÓTESIS FLECHA MÁXIMA-75°C									
DESCRIPCIÓN	Para esta hipótesis no se considera el efecto del viento sobre los conductores, calcular esta hipótesis es fundamental para verificar la separación horizontal y vertical de conductores situados en una misma estructura a una temperatura de 50°C. y la temperatura máxima excepcional considerada será de 75°C								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	75	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	883.046	Componente B	42614855.8
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 13371.1		R: 22853569.1		S:357.7			T: -37.4	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	436	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.6								
HIPÓTESIS FLECHA MINIMA									
DESCRIPCIÓN	Para la hipótesis se utiliza como condición final el peso propio del conductor, sin efecto del viento y temperatura a 15°C.								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	15	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-441.6	Componente B	42614855.8
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 18823.8		R:23890058.8		S:363.2			T: -51.8	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	427	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.61								
EFECTOS VIBRATORIOS									
DESCRIPCIÓN	En esta hipótesis se tiene en cuenta el efecto de vibración eólica del cable, el EDS, se realiza en condiciones de temperatura promedio 32°C, sin carga por viento.								
Velocidad Viento [km/h]	0	Temperatura (°C)	32	Peso [kg/m]	0.433	Componente A	-44.8	Componente B	42614855.8
Cálculo de valores intermedios de la ecuación									
Q: 223		R:21310758.1		S:349.3			T: -0.63	Condición	$Q^3 + R^2 > 0$
Tensión Final [kgf]:	363.6	Resultados obtenidos de la Hipótesis Tracción Máxima							
Flecha (m):	0.72								

5.2.2. Resultados cálculos mecánicos de los apoyos

Tabla 23. Resultados calculo mecánico con un vano Viento de 64 m

DATOS DE ENTRADA											
Proyecto	DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.										
Conductor	ACSR 4/0 Penguin		**Longitud Vano Reg:**	64.09 m		**Velocidad del Viento [km/h]**	100	**Factor de truxá**	1		
DATOS DEL CONDUCTOR											
Sección [mm]	125.09	Módulo de elasticidad (kgf/mm)	9000	Coeficiente expansión térmica ()	1.92E-05	Carga de Rotura (kgf)	3783	Peso Propio (kg/m)	0.433		
CALCULO DE POSTES DE ALINEACIÓN											
Norma NC523	Altura poste [m]	12	Carga de Rotura [kgf]	510	Altura del Poste Sobre el Terreno	10.2	Diámetro Cima Poste [m]	0.145	Diámetro base poste [m]	0.325	
Diámetro del Poste a Nivel del Terreno [m]	0.298	Altura de Arranque de Conductores [m]	10.47	Numero Conductores	3	Vano Viento [m]	64.09	Ángulo de deflexión [°]	0		

A. Carga de Viento Sobre Conductores [kgf]		76.8768
Factor de Seguridad	2	
B. Cargo de Ángulo Sobre Conductor [kgf]		0
Factor de Seguridad	1.5	
C. cargo de Viento Sobre Poste [kgf]		190
Factor de Seguridad	2	
D. Momento debido al Viento Sobre Poste [kgf-m]		856
E. Momento debido al Viento Sobre Conductores [kgf-m]		2414
F. Momento debido Ángulos [kgf-m]		0
G. Momento Resistente del Poste		2601



En la tabla a continuación se presentan los valores de carga de viento sobre conductores y el momento debido al viento sobre conductores debido a que son los únicos parámetros que varían según la distancia del vano viento.

Tabla 24. Valores que varían según el Vano Viento

Vano Viento [m]	Carga de Viento Sobre Conductores [kgf]	Movimiento debido al Viento Sobre Conductores [kgf-m]
176	209	6640

117	141	4414
67	80	2528
63	76	2377
70	84	2641

5.3. PROYECCIÓN RECONECTADORES EN CIRCUITOS DE NIVEL DE TENSIÓN III Y II

Tabla 25 UBICACIÓN RECONECTADORES EN CIRCUITOS DE 34,5KV Y 13,2KV

ITEM	SUBESTACION	NIVEL DE TENSION	CIRCUITO	UBICACIÓN	COORDENADAS		DESMONTE ESTRUCTURAS 34,5KV Y 13,2KV	ESTRUCTURA DISEÑO MONTAJE			
					LATITUD	LONGITUD		POSTE 12*750KGF	NC562 PARA 13,2KV	NC562 PARA 34,5KV	RH231 PARA 34,5KV
1	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-RETORNO	LA FUGA	2.490132°	-72.603113°					
2	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-RETORNO	LA SAN ANTONIO	2.380954°	-72.627592°					
3	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-CALAMAR	RETORNO	2.328680°	-72.624109°	1				1
4	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-CALAMAR	LAS PAVAS	2.157394°	-72.647589°	1				1
5	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-CAPRICHO	LA PIZARRA	2.466007°	-72.702220°	1			1	
6	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-CAPRICHO	TRES TEJAS	2.405427°	-72.765494°	1			1	
7	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-BOQUERON	LA ABEJA	2.521767°	-72.525292°					
8	SAN JOSE DEL GUAVIARE	34,5KV	SJG-BOQUERON	EL MORRO	2.574108°	-72.421227°	1				1
9	BOQUERON	34,5KV	BOQUERON-MAPIRIPAN	ALTO DE MOLINA	2.668133°	-72.216239°	1				1
10	BOQUERON	34,5KV	BOQUERON-MAPIRIPAN	GUARNIZO	2.799990°	-72.168213°					

11	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C1	BARRANCON	2.579427°	-72.585807°	1		1		
12	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C1	LA PAZ	2.578019°	-72.628836°					
13	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C1	GRANJA	2.558019°	-72.639369°					
14	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C2	AGUA BONITA	2.519895°	-72.613809°					
15	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C2	BUENOS AIRES	2.466819°	-72.603039°					
16	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C2	ALTOS DE SAN JORGE	2.547962°	-72.618337°					
17	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C2	LA ORIENTAL	2.519077°	-72.544643°					
18	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C3	TERPEL	2.586034°	-72.639427°					
19	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C3	VILLA ANDREA	2.555837°	-72.636491°					
20	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C4	MOSQUITO	2.570384°	-72.649838°					
21	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C4	ARAZA	2.555920°	-72.645724°					
22	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	C4	SANTA ROSITA	2.559503°	-72.638833°					
23	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	CC	EL VISO	2.638132°	-72.761112°	1		1		
24	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	CC	PUERTO ARTURO	2.564367°	-72.750894°					
25	SAN JOSE DEL GUAVIARE	13,2KV	CC	PLAYA GUIO	2.558844°	-72.737525°		1	1		
26	RETORNO	13,2KV	CR1	SAN ANTONIO	2.382090°	-72.627562°					
27	RETORNO	13,2KV	CR1	MACANO	2.353116°	-72.626496°					
28	RETORNO	13,2KV	CR2	MANGA DE COLEO	2.325351°	-72.624789°	1		1		
29	RETORNO	13,2KV	CR3	MATADERO	2.333778°	-72.635781°					
30	RETORNO	13,2KV	CR3	JORDAN ALTO	2.311272°	-72.705967°					
31	RETORNO	13,2KV	CRL	GUARAPERA	2.299576°	-72.645017°					
32	RETORNO	13,2KV	CRL	MOMPOSINA	2.225842°	-72.644681°					
33	RETORNO	13,2KV	CRL	UNILLA	2.180575°	-72.748888°					

34	RETORNO	13,2KV	CRL	LA TABLA	2.180039°	-72.639677°					
35	CALAMAR	13,2KV	CCR1	VILLA ALICIA	1.968246°	-72.655035°	1		1		
36	CALAMAR	13,2KV	CCR2	PUENTE BALIN	1.955865°	-72.657821°					
37	CALAMAR	13,2KV	CCR2	CENTRO	1.958814°	-72.651147°					
38	CALAMAR	13,2KV	CCR2	LA ESMERALDA	1.943364°	-72.690953°					
39	CALAMAR	13,2KV	CB	BATALLON	1.963484°	-72.642135°					
40	CALAMAR	13,2KV	CB	I.E. EL TIGRE	1.963583°	-72.540214°					
41	CALAMAR	13,2KV	CCL	TIERRA NEGRA	2.018584°	-72.646889°					
42	CALAMAR	13,2KV	CCL	PUEBLO NUEVO	2.157500°	-72.648678°			1		
43	CAPRICHO	13,2KV	CCP1	LA PLANTA	2.351518°	-72.830237°					
44	CAPRICHO	13,2KV	CCP2	Y DE CERRITOS	2.352122°	-72.795056°					
45	CAPRICHO	13,2KV	CCP2	NUEVA TOLIMA	2.451536°	-72.723397°					
46	BOQUERON	13,2KV	CBQ1	LAS DUNAS	2.622141°	-72.386412°		1	1		
47	BOQUERON	13,2KV	CBQ2	GUALANDAYES	2.611940°	-72.317735°					
TOTAL, ESTRUCTURAS DE MONTAJE							10	2	7	2	4

Para el cumplimiento de los requisitos para el ingreso al esquema de Incentivos y Compensaciones establecidos en la norma CREG 015 de 2018, se proyectan un total de 47 reconectadores, 10 para el nivel de tensión III y 37 equipos reconectadores para el nivel de tensión II para así lograr una disminución en el número de interrupciones y obtener un mejor índice de calidad en la prestación del servicio en la tabla número 21, se encuentra cada uno de los equipos reconectadores proyectados con sus respectivos datos de ubicación como se ilustra de forma más detallada en las siguientes ilustraciones donde se aprecia la ubicación de cada uno de los equipos por circuito donde se van a implementar, para esta representación geográfica se implementó el software Google Earth Pro. Con la ubicación de estos equipos se pretende proteger a los usuarios de las zonas urbanas y centros poblados.

5.3.1. Proyección visual en Google Earth Pro de los reconectadores en el Nivel de Tensión III

Circuito 34.5kV San José – Retorno: la línea tiene una longitud de 27 kilómetros, se proyecta 2 reconectadores ubicados en las veredas la Fuguita y San Antonio.

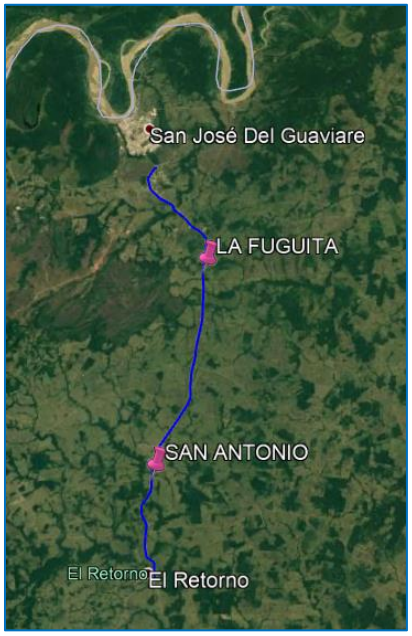


Ilustración 37. Ubicación Reconectadores línea 34.5kV San José - Retorno.

Circuito 34.5kV San José – Calamar: la línea tiene una longitud de 70 kilómetros, se proyecta 2 reconectadores ubicados en el Municipio de El Retorno y en la Vereda Las Pavas.

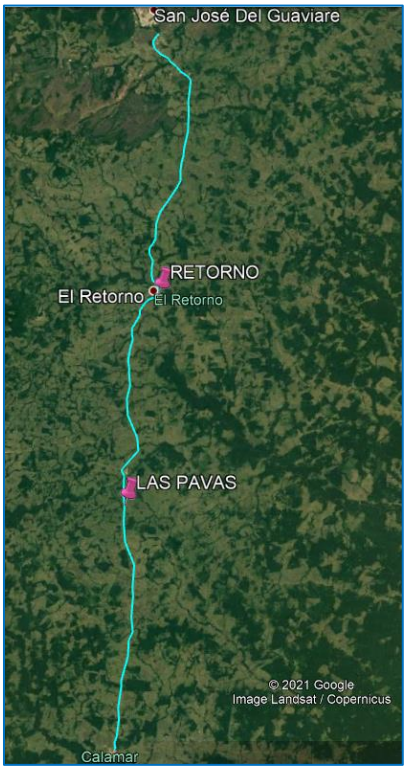


Ilustración 38. Ubicación Reconectadores línea 34.5kV San José - Calamar.

Circuito 34.5kV San José – Capricho: la línea tiene una longitud de 32 kilómetros, se proyecta 2 reconectadores ubicados en las Veredas Las Pizarra y Tres Tejas.

Ilustración 39. Ubicación Reconectadores línea 34.5kV San José - Capricho.

Circuito 34.5kV San José – Boquerón: la línea tiene una longitud de 40 kilómetros, se proyecta 2 reconectadores ubicados en el Sector de la Abeja y la vereda El Morro.

Ilustración 40. Ubicación Reconectadores línea 34.5kV San José - Boquerón.

Circuito 34.5kV Boquerón - Manirían: la línea tiene una longitud de 45 kilómetros, se proyecta 2 reconectadores ubicados en los Sectores de Molina y Guarnizo.

Ilustración 41. Ubicación Reconectadores línea 34.5kV Boquerón - Manirían.

5.3.2. Reconectadores en circuitos de nivel de tensión II

Circuito 1 de San José del Guaviare: se proyecta 2 reconectadores ubicados en los sectores de La Granja, La Paz y La Vereda Barrancón.

Ilustración 42. Ubicación Reconectadores Circuito 1 de San José del Guaviare.

Circuito 2 de San José del Guaviare: se proyecta 4 reconectadores ubicados en el sector de Altos de Agua Bonita y las Veredas Agua Bonita, La Oriental y Buenos Aires, teniendo en cuenta que es un circuito rural con muchos ramales extensos.

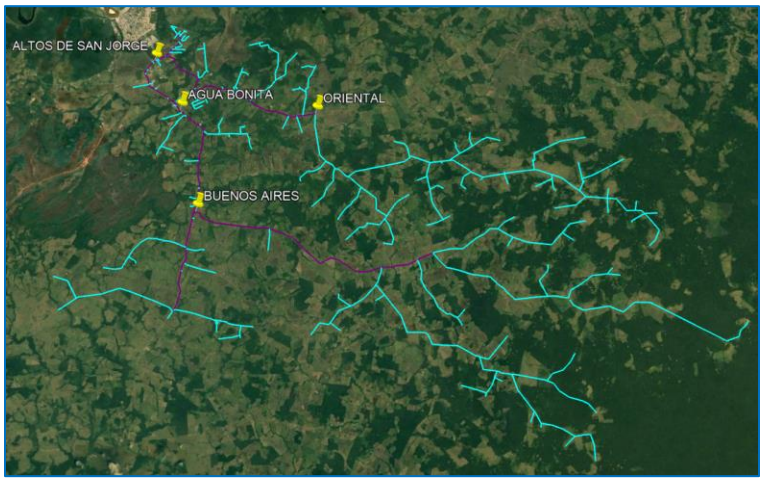


Ilustración 43. Ubicación Reconectadores Circuito 2 de San José del Guaviare.

Circuito 3 de San José del Guaviare: se proyecta 2 reconectadores ubicados en los sectores de Villa Andrea y Terpel.

Ilustración 44. Ubicación Reconectadores Circuito 3 de San José del Guaviare.

Circuito 4 de San José del Guaviare: se proyecta 3 reconectadores ubicados en los sectores de Santa Rosita, Arazá y Mosquito.

Ilustración 45. Ubicación Reconectadores Circuito 4 de San José del Guaviare.

Circuito 5 de San José del Guaviare: se proyecta 2 reconectadores ubicados en las Veredas Playa Guio y Puerto Arturo.

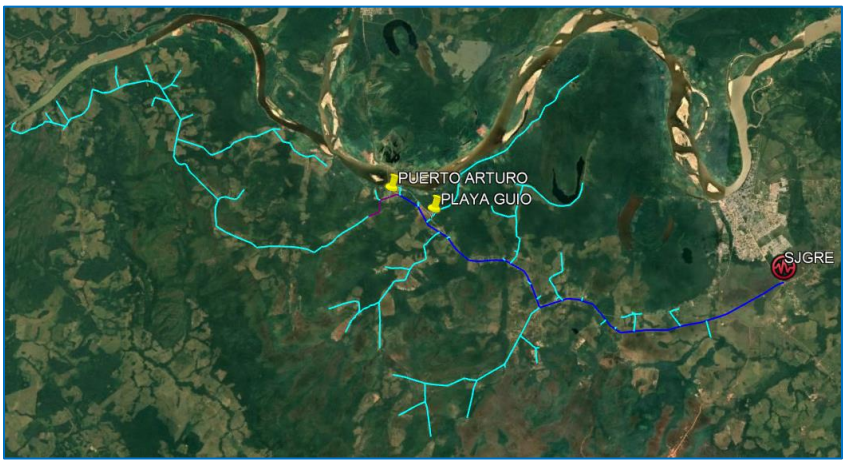


Ilustración 46. Ubicación Reconectadores Circuito 5 de San José del Guaviare.

Circuito 1 de El Retorno: se proyecta 2 reconectadores ubicados en el arranque del Sector del Macano y en la Vereda San Antonio.

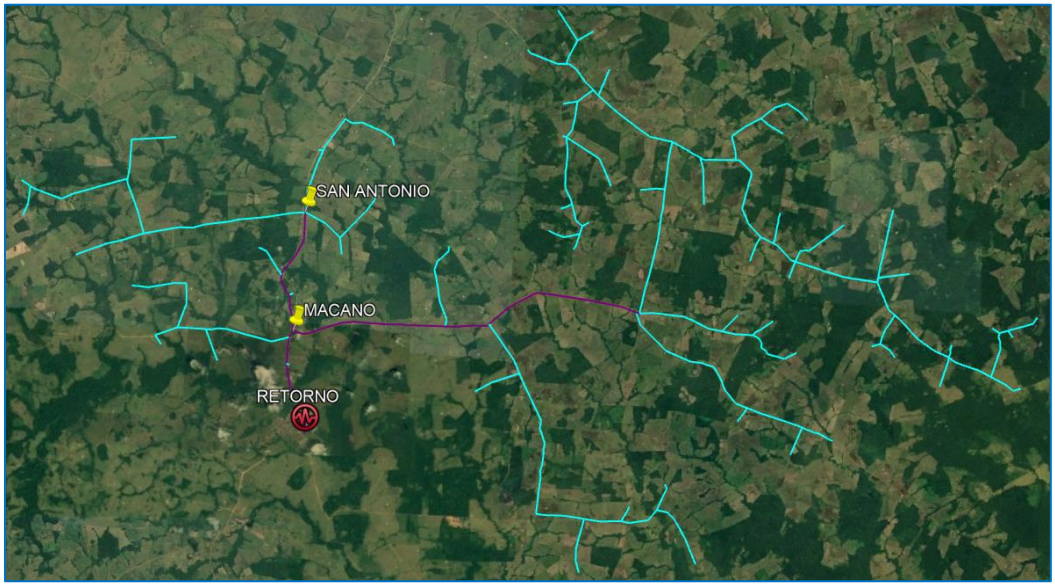


Ilustración 47. Ubicación Reconectadores Circuito 1 de El Retorno.

Circuito 2 de El Retorno: se proyecta 1 reconectador ubicado en el arranque del Sector Rural, en la manga de coleo para aislarlo del sector urbano e independizarlo del Circuito 3 de El Retorno, este circuito es el que se le va proyectar una bahía independiente desde la Subestación Retorno.

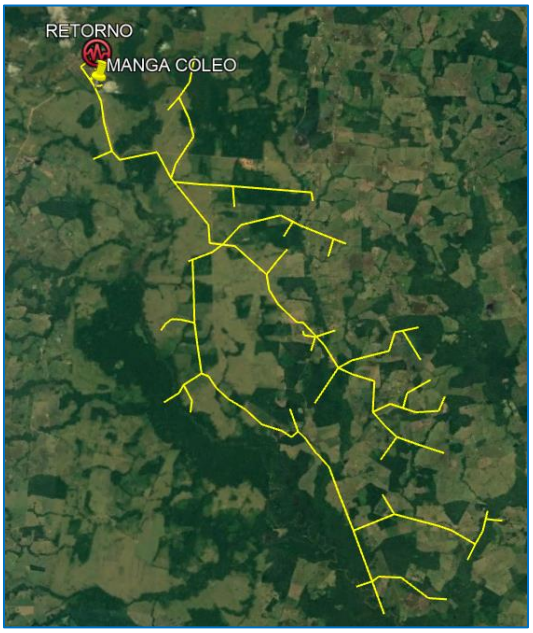


Ilustración 48. Ubicación Reconectadores Circuito 2 de El Retorno.

Circuito 3 de El Retorno: se proyecta 2 reconectadores ubicados en el Sector del Matadero y en la Vereda Jordán Alto.

Ilustración 49. Ubicación Reconectadores Circuito 3 de El Retorno.

Circuito 4 (La Libertad) de El Retorno: se proyecta 4 reconectadores ubicados en los sectores de La Guarapera y La Momposina y las Veredas La Unilla y La Tabla, teniendo en cuenta que es un circuito rural con muchos ramales extensos.

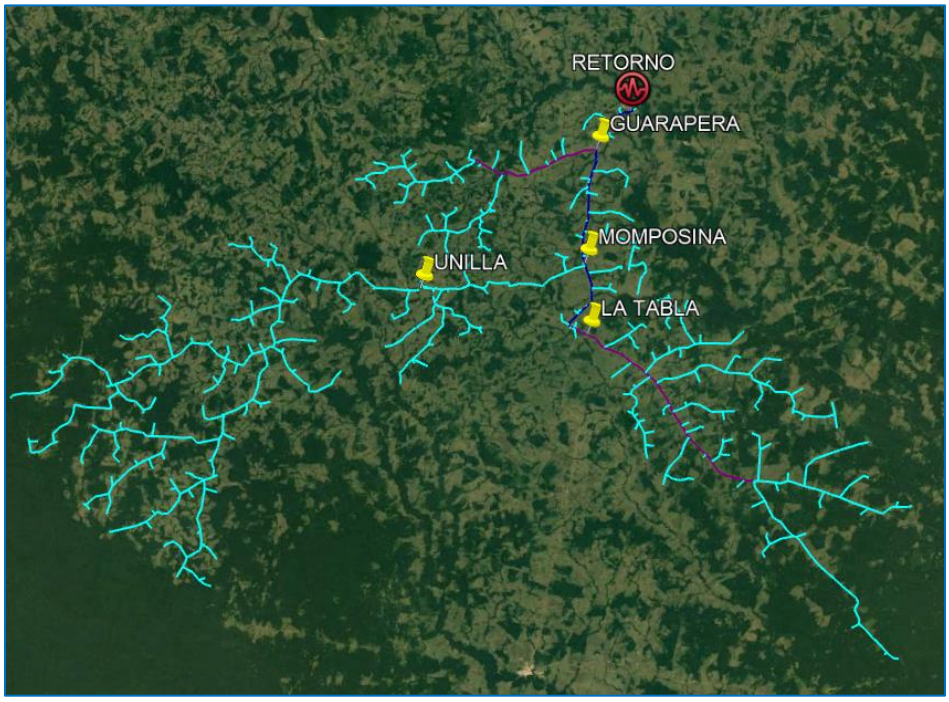


Ilustración 50. Ubicación Reconectadores Circuito 4 (La Libertad) de El Retorno.

Circuito 1 de Calamar: se proyecta 1 reconectador ubicado en el Sector de Villa Alicia.

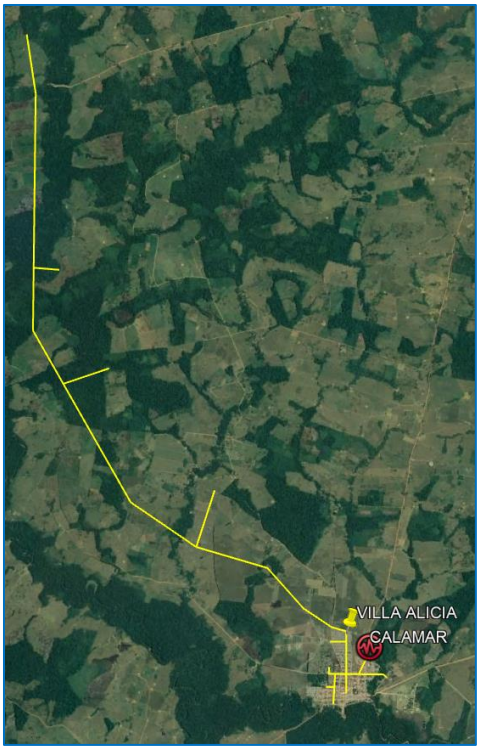


Ilustración 51. Ubicación Reconectadores Circuito 1 de Calamar.

Circuito 2 de Calamar: se proyecta 3 reconectadores ubicados en el Sector del Centro, Puente Balín y La Vereda La Esmeralda.

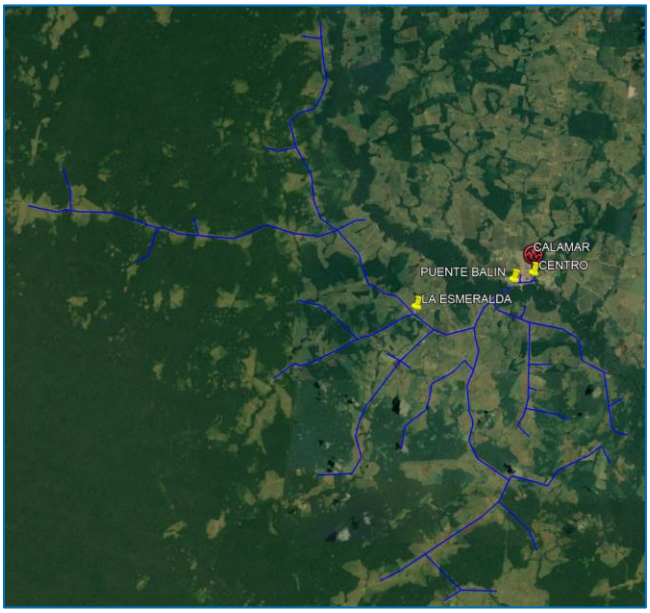


Ilustración 52. Ubicación Reconectadores Circuito 2 de Calamar.

Circuito 3 de Calamar: se proyecta 2 reconectadores ubicados en el Sector del Batallón, y La Vereda El Tigre.

Ilustración 53. Ubicación Reconectadores Circuito 3 de Calamar

Circuito 4 (La Libertad) de Calamar: se proyecta 2 reconectadores ubicados en el Sector de Tierra Negra y Pueblo Nuevo.

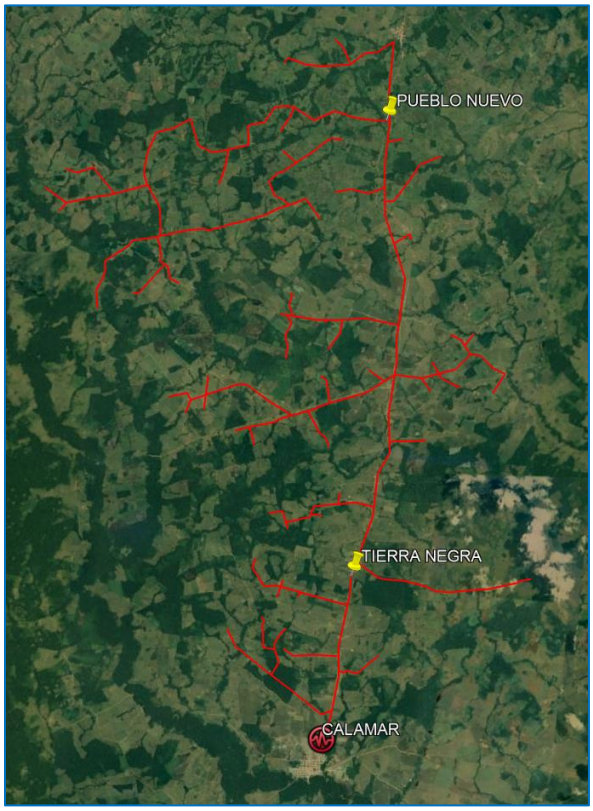


Ilustración 54. Ubicación Reconectadores Circuito 4 (La Libertad) de Calamar.

Circuito 1 de Capricho: se proyecta 1 reconectador ubicado en el Sector de la Planta para aislar el sector Rural del Centro Poblado.

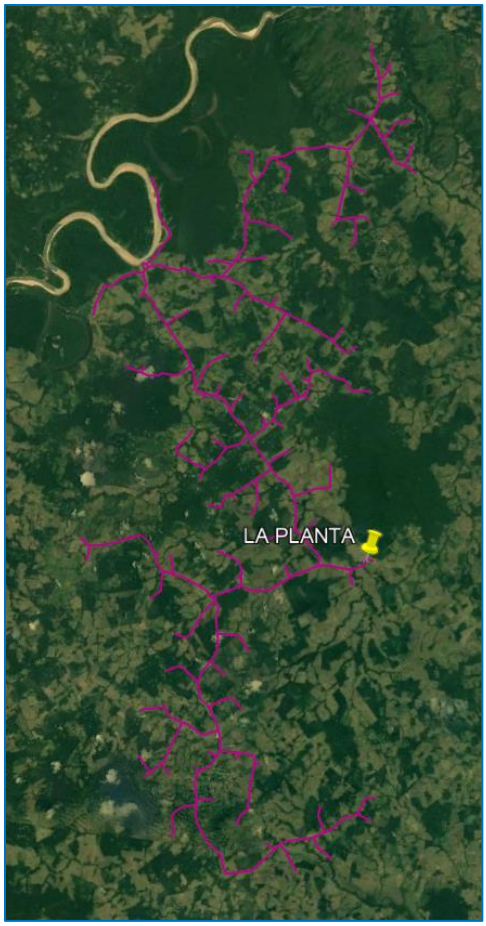


Ilustración 55. Ubicación Reconectadores Circuito 1 de Capricho.

Circuito 2 de Capricho: se proyecta 2 reconectadores ubicados en el Sector de la Y de Cerritos y en la Vereda Nueva Tolima.

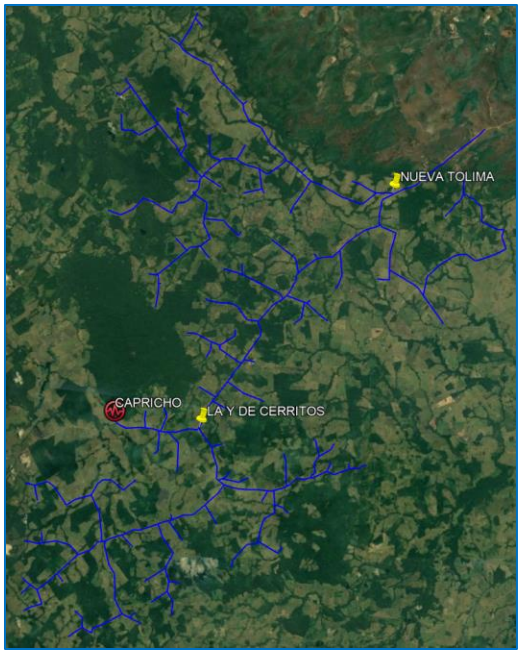


Ilustración 56. Ubicación Reconectadores Circuito 2 de Capricho.

Circuito 1 de Boquerón: se proyecta 1 reconectador ubicado en el Sector de Las Dunas.

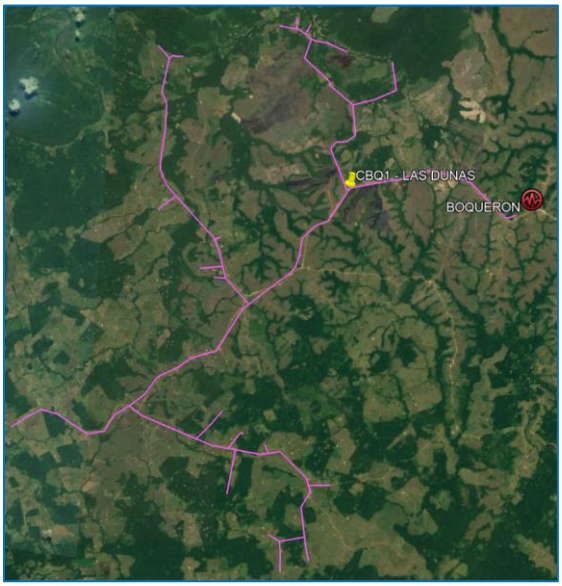


Ilustración 57. Ubicación Reconectadores Circuito 1 de Boquerón.

Circuito 2 de Boquerón: se proyecta 1 reconectador ubicado en el Sector de Gualandayes.

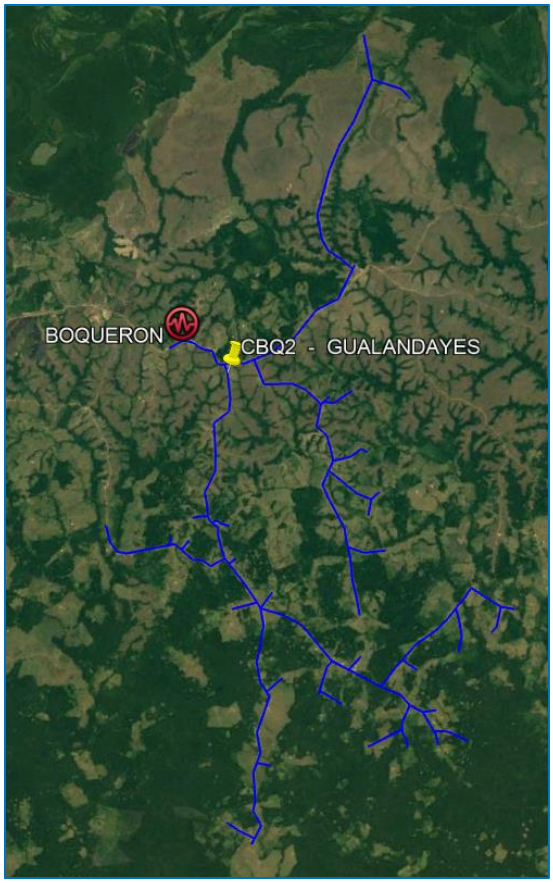


Ilustración 58. Ubicación Reconectadores Circuito 2 de Boquerón.

5.4. FIBRA ÓPTICA PARA LA COMUNICACIÓN ENTRE SUBESTACIONES Y DE LOS EQUIPOS DE CONTROL AUTOMÁTICO

En telecomunicaciones, la fibra óptica es el medio de transmisión más utilizado y confiable gracias a la gran capacidad que tiene de enviar información, ya que a través de un hilo de fibra óptica se pueden enviar millones de bits por segundo (bps) y acceder a servicios de manera simultánea con gran velocidad y calidad.

De acuerdo con la geografía y la ubicación de las subestaciones y reconectadores de línea proyectados, la Fibra Óptica es la solución para garantizar la telemedición de estos elementos como lo establece la resolución CREG 015 de 2018; en todos los puntos de los reconectadores no se cuenta con red de telefonía celular ni enlaces confiables para el uso de una red de radiofrecuencia.

Se proyecta realizar un tendido de red de fibra óptica utilizando los apoyos existentes de la red de Energuaviare (Postes de energía eléctrica de media tensión de nivel III y II)

para garantizar la telemedición y telecontrol desde el centro de Control de Energuaviare con las subestaciones y elementos de corte y maniobra instalados en las redes de nivel de tensión III y II, con respaldo en la comunicación a través de módems de comunicación usando el servicio de un operador celular disponible en la región; el respaldo se tiene en cuenta para el caso en que la fibra por alguna novedad se corte o alguno de los elementos de empalme o terminales falle.

El alcance de los trabajos en tendido de cable canalizado de fibra óptica por la infraestructura eléctrica de la Empresa de energía del Guaviare, comprende la instalación de cable de fibra dieléctrico autosoportado ADSS y sus respectivos herrajes, por posteria de circuitos a 34,5 kV y 13,2 kV, realización de empalmes, instalación de los distribuidores ópticos u ODF (Optical Distribution Frame) para montaje en rack en cada estación terminal, instalación de cajas terminales en cada uno de los reconectadores. Pruebas parciales y definitivas de los enlaces de fibra óptica realizados. Planos e información detallada respecto a la obra desarrollada.

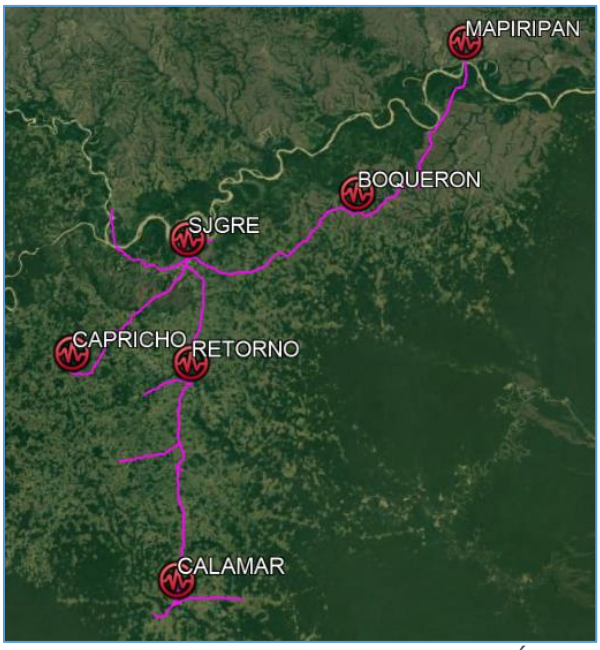


Ilustración 59. Tendido de la red de fibra Óptica.

Tendido de la Fibra Óptica:

Se diseña un tendido de la red de fibra óptica optimizado teniendo en cuenta todos los nodos para la conexión con una longitud de 319 kilómetros, donde se tiene en cuenta la catenaria del tendido y los bucles de reservas en el caso de que la red se rompa. El diseño de esta red de fibra óptica se muestra en la ilustración 59 y en la tabla 22 se encuentra de forma detallada la longitud de fibra óptica proyectada para la comunicación entre los equipos y las subestaciones.

Tabla 26 Longitud Fibra Óptica

ÍTEM	LINEA	CÓDIGO	SUBESTACION	VOLTAJE (KV)	FIBRA OPTICA (km)
1	SAN JOSE - RETORNO		SAN JOSE	34.5	27.945
2	RETORNO - CALAMAR		RETORNO	34.5	57.961
3	SAN JOSE - CAPRICHO		SAN JOSE	34.5	33.26
4	SAN JOSE - BOQUERÓN		SAN JOSÉ	34.5	40.24
5	BOQUERÓN - MAPIRIPAN		BOQUERÓN	34.5	45.68
6	CIRCUITO 1 - SJG	C1	SAN JOSE	13.2	10.14
7	CIRCUITO 2 - SJG	C2	SAN JOSE	13.2	
8	CIRCUITO 3 - SJG	C3	SAN JOSE	13.2	3.027
9	CIRCUITO 4 - SJG	C4	SAN JOSE	13.2	3.256
10	CIRCUITO CONCORDIA	C5	SAN JOSE	13.2	24.798
11	CIRCUITO 1 - RETORNO	CR1	RETORNO	13.2	
12	CIRCUITO 3 - RETORNO	CR3	RETORNO	13.2	10.25
13	CIRCUITO RETORNO-LIBERTAD	CL	RETORNO	13.2	
14	CIRCUITO 2 - RETORNO	CR2	RETORNO	13.2	
15	CIRCUITO 1 - CALAMAR	CC1	CALAMAR	13.2	1.3
16	CIRCUITO 2 - CALAMAR	CC2	CALAMAR	13.2	6.1
17	CIRCUITO 3 - CALAMAR	CC3	CALAMAR	13.2	13.245
18	CIRCUITO 4 - CALAMAR	CC4	CALAMAR	13.2	
19	CIRCUITO 1 - CAPRICHO	CCP1	CAPRICHO	13.2	
20	CIRCUITO 2 - CAPRICHO	CCP2	CAPRICHO	13.2	
21	CIRCUITO 1 - BOQUERON	CB1	BOQUERON	13.2	
22	CIRCUITO 2 - BOQUERON	CB2	BOQUERON	13.2	
TOTAL					**277.202**

6. UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Las unidades constructivas empleadas para la realización de este trabajo se encuentran constituidas en parte a la información recolectada en el levantamiento y la parte restante se recolecto de los nuevos diseños de las redes, como se evidencia en la tabla a continuación.

Tabla 27 Cantidades de obra

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
1. Repotenciación y Optimización de Redes de Distribución			
1.1 Presupuesto Media Tensión			
Replanteo M.T.			
1	Replanteo topográfico y planos definitivos (3H 3 No.4/0 ACSR y 3 No.4/0 ACSR/GA)	km	68.80
Modificación de estructuras 13,2KV			

2	Desvestida de estructuras 13,2kV - 34,5kV	Un	313.00
3	Desvestida y vestida de estructuras 13,2kV	Un	77.00
4	Desvestida y vestida de estructuras BT	Un	56.00
5	Desmonte y montaje transformador monofásico con protecciones	Un	7.00
6	Desmonte y montaje transformador trifásico con protecciones	Un	3.00
7	NC 510 por NC 511	Un	44.00
8	Aislamiento de retención - Juego trifásico	Un	87.00
9	Aislamiento de paso - Juego trifásico	Un	376.00
10	Reposición SPT transformador existente	Un	121.00
11	Juego de corta circuitos	Un	7.00
	Estructuras 13,2kV		
12	NC 511 Norma IPSE	Un	168
13	NC 513 Norma IPSE	Un	13
14	NC 514 Norma IPSE	Un	4
15	NC 521 Norma IPSE	Un	14
16	NC 523 Norma IPSE	Un	91
17	NC 533 Norma IPSE	Un	12
18	NC 550 Norma IPSE	Un	16
19	NC 553 Norma IPSE	Un	4
20	NC 560 Norma IPSE	Un	147
21	NC 562 Norma IPSE	Un	38
22	NC 563 Norma IPSE	Un	5
23	NC 580 Norma IPSE	Un	20
24	NC 701 Norma IPSE	Un	6
25	NC 730 Norma IPSE	Un	4
26	NC 732 Norma IPSE	Un	17
27	NC 733 Norma IPSE	Un	4
28	NC RH-230 Norma IPSE	Un	2
29	NC RH-231 Norma IPSE	Un	7
30	NC PH-202 Norma IPSE	Un	-
31	NC PH-211 Norma IPSE	Un	1
	Estructuras B.T.		
32	NC 610 Norma IPSE	Un	2.00
	Estructuras 34,5kV		
33	NC RH231 Norma IPSE	Un	4
34	NC P-103 Norma IPSE	Un	2
35	NC 562 Norma IPSE	Un	2
	Conductor M.T.		
36	CABLE PROTEGIDO ECOLÓGICO 15KV ACSR N°4/0 AWG	km	2.13
37	ACSR No. 4/0 AWG	km	210.59
38	Desmonte Red MT bifásica y trifásica Existentes	km	64.46
	Posteria M.T.		
39	Poste de concreto 12 mt, 510 KCR	Un	168

40	Poste de concreto 12 mt, 750 KCR	Un	115
41	Poste de concreto 12 mt, 1050 KCR	Un	102
42	Poste de concreto 12 mt, 1350 KCR	Un	2
43	Poste de concreto 14 mt, 750 KCR	Un	6
44	Poste de concreto 14 mt, 1050 KCR	Un	2
45	Poste de concreto 14 mt, 1350 KCR	Un	3
46	Poste de concreto 18 mt, 750 KCR	Un	2
47	posteria de concreto 18 mt, 1350 KCR	Un	8
48	Posteria de concreto 8 mt, 750 KCR	Un	2
49	Reubicación de posteria de 12mt	Un	175
50	Retiro poste de concreto 12 m -14m	Un	190
51	Cimentación Postes de concreto MT	Un	242
Templetes y cimentación M.T.			
52	Templetes Directo a tierra M.T.	Un	548
53	Cimentación Templetes	Un	1,050

En la Tabla 26 se muestran los costos de las dos actividades a ejecutar por el proyecto donde la primera actividad que encontramos es la relacionada con la Repotencialización de los circuitos de nivel de tensión II pertenecientes a la subestación San José, la otra actividad relacionada en el resumen financiero es la relacionada con los reconectados (instalación del equipo y la comunicación entre los equipos y las subestaciones). Esta información se puede observar más a detalle en el anexo N° 3 en donde se encontrarán con los A.P.U. cuadrillas y cantidades de obra.

Tabla 28 Resumen financiero del proyecto

DISEÑO Y REPOTENCIACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL OPERADOR DE RED ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. EN EL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE Y SUR DEL META.		
ÍTEM	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR TOTAL**
1	Repotenciación y Optimización de Redes de Distribución	$ 5,564,119,788
2	Redes inteligentes y equipos de control automático con elementos de corte y maniobra.	$ 17,278,876,400
SUBTOTAL COSTOS DIRECTOS		**22,842,996,188**
ADMINISTRACIÓN	23%	5,253,889,123
IMPREVISTOS	4%	913,719,848
UTILIDAD	5%	1,142,149,809
SUBTOTAL 1 PROYECTO		30,152,754,969
INSPECTORIA RETIE (Costos Directos)	1%	228,429,962
INTERVENTORIA TECNICA	6%	1,370,579,771
SUBTOTAL 2 PROYECTO	CO	31,751,764,702
ADMINISTRACION DELEGADA	5%	1,142,149,809
TOTAL, PROYECTO		**32,893,914,511**

7. CONCLUSIONES

Para la restructuración de los circuitos de acuerdo con la repotenciación se elaboraron planos de planta, topológicos y cálculos mecánicos con todas las especificaciones normativas, para la realización de estos planos de restructuración se tuvo en cuenta la información recolectada a través del levantamiento y/o actualización de las redes de distribución, donde se identificó la cantidad de transformadores por circuito para un total de 786 transformadores y 15560 usuarios que pertenecen a los circuitos C1, C2, C3 Y C4.

Con la adquisición de los nuevos reconectadores se busca que al momento que se presente una falla en algún tramo de los circuitos de nivel de tensión II, no se queden sin servicio todos los usuarios ligados al circuito que presento la falla, de esta forma se obtendrá un mejoramiento en los índices de calidad.

Para la selección del conductor a utilizar para la realización del proyecto se tuvo en cuenta el porcentaje de regulación obtenido con cada uno de los diferentes tipos de conductores implementados en líneas aéreas de distribución, de igual manera se tuvo en cuenta para la selección del conductor los costos de este ya que si se realiza la repotenciación con un calibre muy alto se deben de hacer muchos más cambios a los diseños de los circuitos que los realizados y esto puede llevar a que el proyecto se salga de su valor base o presupuesto aprobado para su ejecución.

Con la realización del cálculo repotenciación con el nuevo diseño de los circuitos se logra que el porcentaje de regulación este por debajo del estipulado en las normas de diseños eléctricos.

8. ANEXOS

8.1. Anexo 1: Memorias de cálculo repotenciación y optimización de redes de distribución

8.2. Anexos 2: Planos

8.3. Anexo 3: Cantidades de obra _ presupuesto _ apu _

9. REFERENCIAS

[1] K. D. P. L. YONATHAN E. NARVAEZ LOPEZ, «DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION PARA LA NORMALIZACIÓN DEL BARRIO EL PIÑONCITO DE CAMPO DE LA CRUZ,» *UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC,* pp. 1-96, 2012.

[2] C. G. Pazmiño Cuenca, «Repotenciación de una linea de transmición de 220kV con conductores de ultima generacion,» *FIEE,* pp. 1-14, 10.

[3] C. P. D. F. Paredes Maila Erik Alexander, «Repotenciacion de la red de alimentacion electrica para la sierra vaiven industrial a 220V y de la acometida electrica para la iluminacion interna y externa del taller de maquinas y herramientas del instituto superior tecnologico "Central Tecnico",» *ISTCT,* pp. 1-34, 2019.

[4] B. R. Miguel, «POSIBILIDAD DE REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS PARA LA FUTURA SUPERRED EUROPEA,» *Universidad de Sevilla,* pp. 1-139, 2016.

[5] M. A. V. Cstilla, «MONTAJE Y REPOTENCIACION DEL SISTEMA ELECTRICO DEILUMINACION DEL TALLER MECANICO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA,» *UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA,* pp. 1-84, 2015.

[6] S. R. CATAÑO, «REDES DE SUBTRANSNISIÓN Y DISTRIBUCÓN DE ENERGIA,» pp. 1-464, 1995.

[7] M. d. C. S. Barbasan, «ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA REPOTENCIACION DE UNA PLANTA DE GENERACION ELECTRICA,» *Univercidad Catolica Andres Bello,* p. 71, 2006.

[8] «Weather Spark,» 8 12 2021. [En línea]. Available: TituloB][https://es.weatherspark.com/y/25242/Clima-promedio-en-San-Jos%C3%A9-del-Guaviare-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o.

[9] «REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE),» pp. 9-30, 2013.

[10] «CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LAS ZONAS NO,» *IPSE,* pp. 1-1312, 2002.

[11] «CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.,» *GRUPO - EPM,* pp. 1-63, 2016.

[12] CREG, *CREG 015,* Bogota D.C, 2018.

[13] IPSE, *CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LAS ZONAS NO,* 2002.

[14] C. T. S. E.S.P., *CRITERIOS DE DISEÑO Y NORMAS PARA CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN Y USO FINAL DE LA ENERGÍA,* Tolima, 2018.