



**Diseño de redes de distribución para la zona rural no interconectada de Acandí en el
departamento del Chocó, Colombia**

Aarón Nicolás Ahumada Cabarcas

Informe de práctica para optar título de Ingeniero Electricista

Asesor

Nelson de Jesús Londoño Ospina, Doctor (PhD)

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería
Ingeniería Eléctrica
Medellín, Antioquia, Colombia
2024

Cita	Apellidos autor 1 y Apellidos autor 2 [1]
Referencia	[1] A. N. Ahumada Cabarcas, “Diseño de redes de distribución para la zona rural no interconectada de Acandí en el departamento del Chocó, Colombia”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2024.



Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes.

Decano/Director: Julio Cesar Saldarriaga Molina.

Jefe departamento: Noe Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado a mis seres queridos, en especial a mis padres y hermanos, cuyo constante apoyo y motivación han sido el faro que iluminó los momentos más desafiantes. Agradezco profundamente su inquebrantable confianza y aliento, que fueron mi motor para seguir adelante. A mis amigos, quienes creyeron en mis capacidades y compartieron este camino académico conmigo, les dedico parte de este logro. Este trabajo es el resultado de la suma de esfuerzos y afectos de quienes han sido mi red de apoyo incondicional.

Agradecimientos

Expreso mi agradecimiento a PRODYM E.S.P S.A.S. por permitirme realizar las prácticas académicas, brindándome un espacio enriquecedor tanto a nivel profesional como personal. A mis profesores y compañeros, les agradezco por su apoyo fundamental y enseñanzas valiosas. A mi alma mater, le agradezco ser la cuna de mi crecimiento académico y personal, marcando de manera indeleble mi camino formativo. Su contribución ha sido invaluable para mi crecimiento integral.

CONTENIDO

DEFINICIONES	10
RESUMEN.....	15
ABSTRACT	16
I. INTRODUCCIÓN.....	17
II. OBJETIVOS.....	19
A. Objetivo general	19
B. Objetivos específicos	19
IV. METODOLOGÍA	24
V. PROCEDIMIENTO, ESTUDIO, ANÁLISIS Y CRITERIOS DE APOYO AL PROYECTO	27
1. Trabajo de campo	27
2. Diseño de estructuras para las redes de distribución.....	33
3. Selección de conductores en redes de media y baja tensión	35
4. Ubicación y dimensionamiento de transformadores	35
5. Cálculos de regulación y pérdidas de la red	35
a) Pérdidas de potencia	36
b) Regulación de tensión.....	38
6). Coordinación de aislamiento	40
a) Coordinación de aislamiento de DPS	42
b) Coordinación de aislamiento para redes de distribución sin elementos de protección.	47
7). Selección de fusibles para transformadores de distribución	52
8). Selección de bajantes para transformadores de distribución	53
9). Cálculos mecánicos.....	55
a) Cálculo mecánico de conductores y replanteo de una línea área de media tensión ..	55

b) Características mecánicas del conductor utilizado en M.T	56
c) Coeficiente de Dilatación lineal del Cable (α)	58
d) Vano Ideal de regulación (V.I.R).....	59
e) Cálculo de la Flecha (Sin viento).....	60
f) Velocidad del Viento	61
g) Temperatura de trabajo y Verificación.....	62
h) Tracción máxima del cable.....	63
i) Carga Unitaria en un conductor debido a la acción del viento (pv)	63
j) Peso unitario total del conductor (pt).....	65
k) Separación entre los conductores (Dc)	65
l) Separación entre los conductores y el terreno (Dt).....	66
10). Sistema de puesta a tierra	69
11). Cantidades de obra.....	69
VI. RESULTADOS Y ANÁLISIS	71
VII. CONCLUSIONES.....	95
REFERENCIAS	96
ANEXOS.....	98

LISTA DE TABLAS

TABLA I EJEMPLO DE CUADRO DE CARGAS POR VIVIENDA	32
TABLA II NORMAS TÉCNICAS USADAS EN EL PROYECTO [2], [4]	33
TABLA III CONSTANTES DE PÉRDIDAS EN MEDIA TENSIÓN	36
TABLA IV CONSTANTES DE PÉRDIDAS EN BAJA TENSIÓN.....	36
TABLA V FACTOR DE CORRECCIÓN [11]	39
TABLA VI CONSTANTES DE REGULACIÓN EN MEDIA TENSIÓN	39
TABLA VII CONSTANTES DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN	40
TABLA VIII NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LA GAMA 1 IEC 60071-1 [12].....	41
TABLA IX RÉGIMEN DE CONEXIÓN AL NEUTRO [11].....	43
TABLA X FACTOR A PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE LÍNEAS AEREAS [15].....	45
TABLA XI TENSIONES DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADAS DE REFERENCIA [16]	47
TABLA XII DISTANCIAS DE FUGA RECOMENDADAS [16].....	48
TABLA XIII CORRELACIÓN ENTRE TENSIONES NO DISRUPTIVAS NORMALIZADAS AL IMPULSO DE RAYO Y DISTANCIAS EN EL AIRE MÍNIMAS [17].....	51
TABLA XIV COORDINACIÓN PARA FUSIBLES DE EXPULSIÓN TIPO H (CON RESPALDO FUSIBLE K) [18]	53
TABLA XV CALIBRE BAJANTE DE CONEXIÓN DEL LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (CONFIGURACIÓN PARA UN SOLO CONDUCTOR) [19]	54
TABLA XVI CALIBRE BAJANTE DE CONEXIÓN DEL LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO (CONFIGURACIÓN PARA UN CONDUCTOR) [19]	54
TABLA XVII FACTORES DE SEGURIDAD REDES DE DISTRIBUCIÓN [20]	56

TABLA XVIII CARÁCTERÍSTICAS MECÁNICAS DE CONDUCTORES MÁS COMUNES UTILIZADOS EN M.T TIPO AAAC.....	57
TABLA XIX OTRAS CARÁCTERÍSTICAS MECÁNICAS DE CONDUCTORES MÁS COMUNES UTILIZADOS EN M.T TIPO AAAC	57
TABLA XX COEFICIENTE DE ACUERDO A ÁNGULO DE OSCILACIÓN β Y NIVEL DE TENSIÓN [22]	66
TABLA XXI DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES	67
TABLA XXII DEMANDA DIVERSIFICADA ELECTRIFICACIÓN RURAL	71
TABLA XXIII CÁLCULO DE CONDUCTORES EN RAMALES SECUNDARIOS.....	77
TABLA XXIV CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS EN TRAYECTORIAS DEL TRANSFORMADOR #1	78
TABLA XXV CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA EL RESTO DE TRANSFORMADORES DE LA RED.....	79
TABLA XXVI COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN MEDIA TENSIÓN	80
TABLA XXVII DATOS MECÁNICOS CONDUCTOR AAAC 1/0.....	83
TABLA XXVIII DISTANCIA DE VANOS M.T Y B.T LÍNEA INTERCONEXIÓN ZONA NORTE ACANDÍ-CHOCÓ.....	84
TABLA XXIX CANTIDADES DE OBRA DEL PROYECTO ZONA NORTE CORREGIMIENTO “LA POSA”	92

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Sistema monofásico trifilar [9].	23
Fig. 2. Sistema trifásico tretrafililar [9].	23
Fig.3. a) Convenciones de los postes de fibra, b) convenciones de líneas de distribución y c) convenciones de templetes que se emplearon en el proyecto.	28
Fig.4. Levantamiento topográfico de la zona sur de Acandí-Chocó.	29
Fig.5. Levantamiento topográfico de la zona norte de Acandí-Chocó.	30
Fig. 6. Levantamiento topográfico de la zona centro de Acandí-Chocó.	31
Fig. 7. Diagrama de conexión del DPS al objeto protegido [17]	45
Fig. 8. Distancias de separación entre el DPS y el elemento a proteger [4].	46
Fig. 9. Curva de tendido de cable [22].	60
Fig. 10. Velocidad del viento por zonas [24].	62
Fig. 11. Carga unitaria total con viento [22].	64
Fig. 12. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones [24].....	69
Fig. 13. Plano interconexión ramal “La posa”.	76
Fig. 14. Diagrama unifilar de zona norte de Acandí-Chocó, corregimiento “La posa”	83

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
OR	Operador de Red
ZNI	Zonas No Interconectadas
AAAC	Conductor de Aleación de Aluminio
EPM	Empresas Públicas de Medellín
STR	Sistema de Transmisión Regional
SDL	Sistema de Distribución Local
STN	Sistema de Transmisión Nacional
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
ATP	Alternative Transients Program.
N.A.	Normalmente Abiertos
FP	Factor de Potencia
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
AWG	American Wire Gauge (Calibre de Alambre Estadounidense)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
DPS	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones
LPL	Tensión Residual al Impulso Tipo Rayo
FOW	Tensión Residual al Impulso Tipo Maniobra
CFO	Tensión de flameo al impulso tipo rayo
BIL	Nivel de soportabilidad al impulso tipo rayo
NTC	Norma Técnica Colombiana
EMSELCA	Empresa de Servicios Público de Energía Eléctrica de Acandí
XLPE	Peróxido orgánico y polietileno (“XL” - Cross-Linked, “PE” - polyethylene)
VIR	Vano Ideal de Regulación
SPT	Sistema de Puesta a Tierra
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas

DEFINICIONES

Antes de sumergirse en los detalles específicos del proyecto, es esencial establecer algunos conceptos fundamentales. Esta medida contribuirá significativamente a lograr una comprensión más sólida del proyecto, proporcionando una visión más clara de su enfoque y contextualizando de manera adecuada su desarrollo.

1) *RETIE*

Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia, el cual guía la planificación, cálculo y elaboración de este proyecto en general [1].

2) *Baja tensión (BT)*

Tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V [1].

3) *Media tensión (MT)*

Tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV [1].

4) *Red de distribución*

Conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio [1].

5) *IPSE*

Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, el cual se seguirá con algunas normas para la planificación, cálculo y elaboración de las redes de distribución de este proyecto en baja tensión [2].

6) *EPM*

Empresas Públicas de Medellín, el cual, de acuerdo con algunas guías y normas, orientará la planificación, cálculo y elaboración de las redes de distribución de este proyecto en baja y media tensión [3].

7) *Operador de red (OR)*

Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local [1].

8) *EMSELCA*

Empresa Mixta de Servicios de Energía Eléctrica De Acandí E.S.P la cual será el operador de red del proyecto.

9) *Nodo*

Parte de un circuito en el cual dos o más elementos tienen una conexión común [1].

10) *Apoyos*

Nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas [1]. Su altura y resistencia a la rotura depende al tipo de red que se tenga.

11) *Estructuras*

Todo aquello que puede ser construido o edificado [1]. Corresponde al conjunto de normas para la guía de construcción de la vestimenta de los postes, dependiendo a su disposición y nivel de tensión.

12) Vano

Distancia horizontal entre dos apoyos adyacentes de una línea o red [1].

13) Fase

Designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal [1].

14) Acometida

Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general. En aquellos casos en que el dispositivo de corte esté aguas arriba del medidor, para los efectos del presente reglamento, se entenderá la acometida como el conjunto de conductores y accesorios entre el punto de conexión eléctrico al sistema de uso general (STN, STR o SDL) y los bornes de salida del equipo de medición [1].

15) Distancia de seguridad

Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico o de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos [1].

16) Crucetas

Usadas en las estructuras de redes eléctricas, podrán ser de madera, acero, materiales poliméricos reforzados con elementos como la fibra de vidrio u otros materiales [1], para el soporte de los conductores y elementos de protección en las redes de distribución.

17) Templetes o vientos

Retenidas en postes debidamente empotradas para la estabilización mecánica debido a la tensión ejercida por los conductores en la postería de la red de distribución, para así evitar volcamientos o roturas [1].

18) Central o planta de generación

Conjunto de equipos electromecánicos debidamente instalados y recursos energéticos destinados a producir energía eléctrica, cualquiera que sea el procedimiento empleado o la fuente de energía primaria utilizada [1].

19) Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento consiste en la selección de un conjunto de tensiones soportadas normalizadas para caracterizar el aislamiento de equipos, en función de las sobretensiones que podrían aparecer en el sistema, teniendo en cuenta las condiciones ambientales y características de los dispositivos de protección disponibles [4].

20) Transformador de distribución

Los transformadores de distribución reciben la potencia transportada por los circuitos primarios desde la planta Diesel en este proyecto, a valores adecuados para los consumidores que estén conectados a los circuitos secundarios del sistema.

21) Aisladores

Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra [1].

22) Fusibles

Componente cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado [1].

23) Puesta a tierra

Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados [1].

24) Pérdidas totales

Las pérdidas totales de potencia en los ramales de las redes aéreas de distribución no pueden sobrepasar el 3% en las zonas rurales [5].

25) Regulación de voltaje

La variación máxima de tensión en las zonas rurales para un nivel de voltaje de 208-120 V el cual es el que emplearemos en el proyecto es del 5% [5].

Los fundamentos teóricos previamente mencionados se abordan a lo largo de este proyecto, aplicándose de manera integral.

RESUMEN

La carencia o limitada disponibilidad de energía eléctrica en gran parte del Chocó, especialmente en las zonas rurales con suministro por períodos inferiores a 24 horas y con intermitencia, o en su defecto, sin energía, motiva la iniciativa de mejorar la cobertura del servicio en municipios como Acandí. Este proyecto aborda la falta de suministro mediante la implementación de redes de distribución. Se plantean medidas específicas, como la corrección de planos eléctricos, la elaboración de memorias de cálculo y la definición de cantidades de obra.

La metodología del proyecto se desglosa en diversas etapas, desde el levantamiento topográfico y la evaluación de la resistividad del suelo en el trabajo de campo, hasta la selección de conductores, ubicación estratégica de transformadores, cálculos de regulación y pérdidas, y el diseño del sistema de puesta a tierra. Se presta especial atención a consideraciones clave como el crecimiento poblacional a 15 años, la coordinación de aislamiento y análisis mecánicos para garantizar la estabilidad de la red. La culminación del proyecto se refleja en la elaboración de cantidades de obra basadas en un diseño final que cumple con estándares de regulación, pérdidas y criterios de seguridad.

***Palabras clave* — Zonas rurales, redes de distribución, regulación, pérdidas, crecimiento poblacional.**

ABSTRACT

The lack or limited availability of electrical energy in much of Chocó, especially in rural areas with supply periods of less than 24 hours and with intermittent or, failing that, no energy, motivates the initiative to improve service coverage in municipalities such as Acandí. This project addresses the lack of supply through the implementation of distribution networks. Specific measures are proposed, such as the correction of electrical plans, the development of calculation reports, and the definition of quantities of work.

The project methodology is broken down into various stages, from topographic survey and evaluation of soil resistivity in the fieldwork, to the selection of conductors, strategic transformer placement, regulation and loss calculations, and the design of the grounding system. Special attention is given to key considerations such as population growth over 15 years, coordination of insulation, and mechanical analysis to ensure network stability. The culmination of the project is reflected in the elaboration of quantities of work based on a final design that complies with standards of regulation, losses, and safety criteria.

***Keywords* — Rural areas, distribution networks, regulation, losses, population growth.**

I. INTRODUCCIÓN

En Colombia, hay áreas donde el suministro de energía eléctrica no se proporciona y permanecen excluidas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas regiones son comúnmente denominadas Zonas No Interconectadas (ZNI), tal como se establece en el Artículo 1 de la Ley 855 [6]. Por lo general, estas áreas comprenden municipios, corregimientos, localidades y caseríos que carecen de abastecimiento o cobertura energética debido a diversos factores. Entre los más frecuentes se encuentran su ubicación remota con un difícil acceso y una baja densidad poblacional, lo que los convierte en económicamente poco viables y atractivos.

Para abordar esta situación, se ha planteado algunas soluciones con el propósito de facilitar el acceso a la energía eléctrica a los residentes, con la aspiración de mejorar su calidad de vida y fomentar un cambio social arraigado en sus comunidades. Esto se debe a que el progreso en una sociedad depende en gran medida de la disponibilidad de energía eléctrica. La alternativa que se presentará para abordar este desafío implica la implementación de redes de distribución alimentadas por generadores diésel y la interconexión entre las áreas que forman parte del SIN y las ZNI.

La planificación y cálculo de las redes de distribución entraña el requisito de asegurar el acatamiento de las directrices del operador de red en la región del proyecto, que en este caso corresponde a EMSELCA S.A E.S.P, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas (IPSE) [2] y el RETIE [1], junto a algunas normas EPM [3]. Esto se realiza con la finalidad de proveer electricidad a aquellos usuarios que hasta ahora han estado privados de este servicio vital.

El enfoque principal de este trabajo se basa en la concepción de diseños de redes de distribución especialmente adaptados para la interconexión entre las áreas urbanas y rurales en ACANDÍ- CHOCÓ, una región colombiana reconocida por depender en su mayoría de fuentes de generación Diesel para el suministro eléctrico, con una mínima proporción de sistemas híbridos que combinan estas plantas con paneles solares. Estos sistemas proporcionan electricidad por períodos inferiores a 24 horas al día y presentan interrupciones intermitentes. Con la intención de resolver este desafío persistente en Acandí-Chocó, se llevará a cabo la interconexión entre la cabecera municipal y las zonas rurales, con el propósito de establecer un sistema de distribución

local que asegure idénticas horas de suministro tanto para las áreas urbanas como para las rurales [7].

Este proyecto considerará detenidamente los hábitos de consumo de los usuarios, así como su situación socioeconómica y las regulaciones relevantes que rigen en dichos entornos. La empresa encargada de liderar y supervisar estas iniciativas será PRODYM E.S.P. S.A.S.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Diseñar y apoyar la estructuración de proyectos que posibiliten la expansión de la cobertura del servicio de energía en la zona rural del municipio de Acandí.

B. Objetivos específicos

- Efectuar correcciones de planos eléctricos del proyecto y redistribución de transformadores para el mejoramiento y cumplimiento del rango de pérdidas totales en ramales secundarios según EMSELCA quien es el Operador de Red del Municipio de Acandí.
- Detallar memoria de cálculo de las redes de distribución.
- Establecer la memoria de cantidades de obra para la implementación del proyecto.

III. MARCO TEÓRICO

En la actualidad, el municipio de Acandí se enfrenta a una significativa deficiencia en la cobertura del servicio eléctrico en su región rural, afectando al 61,24% de su población. Esta cifra se traduce en que, de las 3086 familias presentes, solo 1890 tienen acceso al suministro de energía (según los datos proporcionados por el DANE para el año 2018, proyectados hasta el año 2023) [7]. Esta realidad expone una marcada ausencia de electricidad en dicha área geográfica. La raíz de esta problemática yace en la escasa expansión de las infraestructuras de distribución eléctrica, a lo que se añade las limitadas opciones para llevar energía a la zona rural debido a su difícil accesibilidad. El acceso complicado se debe a la inexistencia de carreteras que conecten con las principales ciudades del país, dejando como únicas alternativas para llegar a la zona el uso de avionetas o embarcaciones. En el caso del transporte marítimo, los materiales deben ser llevados desde Medellín hasta Turbo, y desde allí se emplea una balsa para llegar a la cabecera municipal, teniendo en cuenta el nivel del mar. Esto da lugar a retrasos en la logística y a riesgos de pérdida de equipos y materiales durante el transporte en balsa. Posteriormente, en la cabecera municipal, se realiza la distribución hacia las diferentes zonas del municipio, empleando rutas marítimas o senderos conocidos comúnmente como “trochas”, donde solamente carretas tiradas por caballos pueden transitar debido al deterioro de los caminos.

Esta problemática en el municipio de Acandí se ha exacerbado recientemente debido al retorno de pobladores a las áreas rurales que habían sido desplazados a causa de la violencia, agravando la demanda de energía que supera la capacidad de generación existente. Esta situación ha requerido la ampliación de la cobertura eléctrica para dar respuesta a las necesidades crecientes de la población [7].

Teniendo en cuenta lo anterior, el propósito central de este proyecto de prácticas radica en abordar la problemática del suministro energético en las zonas rurales y urbanas de Acandí, que son catalogadas como Zonas No Interconectadas (ZNI) [2]. Este enfoque se logra a través de la concepción y diseño de configuraciones de redes de distribución eléctrica aérea. Dichas configuraciones incluirán tanto redes de media tensión (redes con tensiones inferiores a 57,5 kV), como redes de baja tensión (redes con valores por debajo de 1000V) [1]. El objetivo fundamental es garantizar un servicio eléctrico constante, seguro y fiable para la población acandilera.

Con este proyecto se logra interconectar gran parte del municipio de Acandí, lo cual sería altamente beneficioso para la región rural. puesto que por un lado, se proporcionará el suministro eléctrico a zonas pobladas actualmente desprovistas de este servicio, y por otro se mejoraría el índice de continuidad del servicio de energía, teniendo en cuenta que el promedio actual de continuidad en el servicio es del 26,7% correspondientes a 6,4 horas al día en promedio y con el proyecto se pasarían al 100%, generando un notable impacto en la calidad de vida de los habitantes rurales y estableciendo una distribución energética más equitativa en el municipio [8].

Las Redes de distribución primarias aéreas forman parte integral de un sistema de distribución, encargándose del transporte de energía desde la subestación receptora secundaria o punto de alimentación, donde el voltaje disminuye de niveles de subtransmisión de 66 - 44 - 33 kV a voltajes de distribución primarios de 13.2 - 11.4 kV, hasta llegar a los transformadores de distribución.

Los voltajes trifásicos comunes en estas redes primarias son 13.2 kV y 4.16 kV, con una configuración estrella y neutro sólidamente conectado a tierra. Además, se emplea alimentación bifásica a 13.2 kV y monofásica a 7.62 kV [9].

Un sistema de distribución primario se compone principalmente de [9]:

- a) **Alimentador principal:** También conocido como troncal principal, es trifásico, de calibres grandes (aproximadamente 2/0 a 4/0 AWG) y generalmente incluye un neutro. Se protege a la salida de la subestación con un interruptor de recierre automático y cuenta con un reconectador automático en su tramo medio.
- b) **Derivaciones laterales:** Se desprenden del alimentador principal mediante equipo de seccionamiento y protección (cortacircuitos fusible). Utilizan conductores de calibre 1/0 y 2 AWG, portando las 3 fases y el neutro, o las 2 fases y el neutro, dependiendo del tamaño de la carga y el tipo de transformadores que alimentan.
- c) **Derivaciones sublaterales:** Se originan a partir de las derivaciones laterales y emplean cortacircuitos fusibles para alimentar transformadores monofásicos, con configuración

fase-neutro. El calibre mínimo, según normativa, debe ser No 2 AWG, aunque existen variaciones en calibres menores.

Para asegurar un suministro confiable, los alimentadores pueden ser seccionados mediante dispositivos de reconexión, seccionadores automáticos y cortacircuitos fusible, permitiendo la eliminación de partes defectuosas y minimizando el impacto en los usuarios afectados por fallas. Además, se pueden incluir interruptores de enlace N.A. (Normalmente Abiertos) [9].

Por otra parte, las redes de distribución secundarias aéreas son una componente esencial de un sistema de distribución, encargándose del transporte de energía eléctrica desde el secundario del transformador de distribución hasta cada uno de los usuarios, con voltajes inferiores a 600 V, ya sea en forma aérea o subterránea. La configuración aérea es la más común, con diversas topologías, siendo el sistema radial predominante.

Estas redes constituyen la fase final de un sistema de potencia, destinadas principalmente a abastecer cargas residenciales y comerciales, así como pequeñas industrias y alumbrado público (aunque este último debe contar con su propio transformador). En la red secundaria es donde se registra el mayor nivel de pérdidas, lo que demanda un diseño excepcional y una construcción robusta, utilizando materiales de alta calidad y cumpliendo con normas técnicas precisas.

Al diseñar circuitos primarios y secundarios que alimentan cargas monofásicas y bifásicas, se busca una distribución equilibrada entre las fases, de modo que la carga trifásica total, vista desde la subestación que la alimenta, sea aproximadamente balanceada. Se acepta un desequilibrio máximo normal en el punto de alimentación desde la subestación primaria del 10%, con la máxima regulación permitida [9].

Las redes de distribución secundarias más empleadas para alimentar cargas residenciales y comerciales son las siguientes [9]:

- a) **Sistema monofásico trifilar (1 -3H):** Este sistema es usado en áreas de baja densidad de carga y se muestra en la Fig. 1.

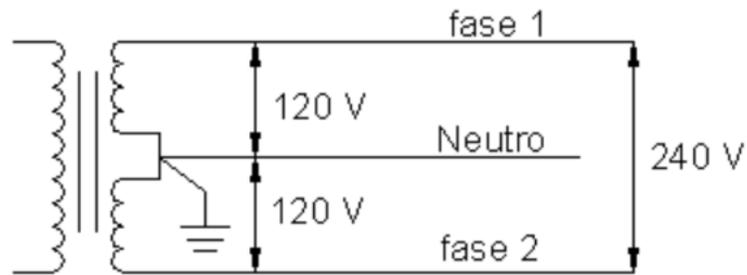


Fig. 1. Sistema monofásico trifilar [9].

El voltaje de 120 V se destina a aplicaciones de carga variada y alumbrado, mientras que el voltaje de 240 V se emplea para cargas de mayor envergadura, como estufas, hornos, secadoras, calentadores de agua, alumbrado público, entre otras.

- b) **Sistema trifásico tetrafilar (3 -4H):** Este sistema se implementa en zonas con una elevada concentración de cargas o en aquellas que demandan servicio trifásico. Alimenta cargas residenciales, comerciales e industriales y se muestra en la Fig. 2.

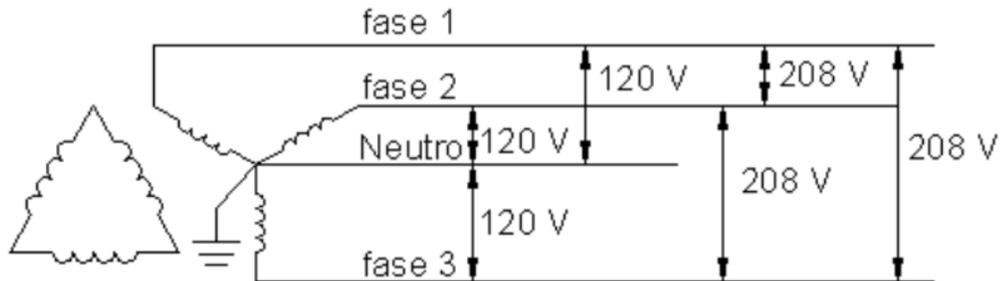


Fig. 2. Sistema trifásico tetrafilar [9].

El sistema a 208/120 V se emplea en entornos residenciales y comerciales, especialmente cuando las cargas se encuentran relativamente cercanas al transformador de distribución. Por otro lado, el sistema a 214/123 V se utiliza en ámbitos residenciales y comerciales donde las cargas se encuentran a una distancia moderada del transformador. Además, este sistema es adecuado para alimentar motores de ascensores y bombas de agua trifásicos. El sistema 220/127 V se usa a nivel de pequeña y mediana industria, donde la carga está representada en motores trifásicos y alumbrado industrial. Finalmente, el sistema a 480/227 V se usa a nivel de grandes industrias [9].

IV. METODOLOGÍA

A continuación, se describe las actividades en orden de ejecución que se desarrollaron para la elaboración del diseño del proyecto de electrificación del municipio de Acandí.

Actividad 1. Trabajo de campo y ubicación de postería: esta fase abarca el levantamiento topográfico de las zonas sur, norte y centro de Acandí, donde se ejecutará la construcción de las redes de distribución. Esto incluye la medición de la resistividad del suelo, el censo de viviendas y la determinación de la población en cada sector, junto con la recopilación de información general sobre el municipio.

Una vez que se dispone del levantamiento topográfico detallado de los sectores en consideración, se procede a elaborar el plano de ubicación aproximada de los postes en cada zona. Se emplea la herramienta de diseño AutoCAD para esta tarea.

Actividad 2. Ubicación de estructuras para la red de distribución: con la posición de los postes definida, se realiza el diseño de la red de distribución en cada sector. Aquí se colocan las estructuras pertinentes en los postes, siguiendo las normas IPSE para la red de baja tensión y las normas EPM para la red primaria.

Actividad 3. Selección de conductores en media y baja tensión: para el diseño de redes de distribución, los conductores se tienen que proyectar hacia 15 años, considerando el crecimiento poblacional, que por lo general en las zonas rurales es del 3% anual según el DANE. Esto evita que la cobertura del sistema se vuelva insuficiente con el tiempo.

Actividad 4. Ubicación y dimensionamiento de transformadores: Para dimensionar transformadores, es necesario proyectar su capacidad para los próximos 8 años, teniendo en cuenta un crecimiento poblacional del 3% anual, como se mencionó anteriormente. Antes de llevar a cabo el dimensionamiento, se realiza una evaluación de las posibles ubicaciones donde se requerirán estos equipos, generalmente en áreas de alta carga. La capacidad del transformador se elige en función de la potencia demandada.

Actividad 5. Cálculos de regulación y pérdidas de la red: las pérdidas totales de un transformador no pueden exceder del 3%. Al tener la aproximación de la ubicación de los transformadores, se procede a hacer el cálculo de las pérdidas totales de cada ramal que sale del transformador. Estas pérdidas son acumulativas. Por tanto, se deben sumar las pérdidas de cada ramal y estas deben ser menores al 3%. Si no cumple esta condición, se procede a reubicar el transformador de manera estratégica. Se intenta que los ramales que salgan de él no tengan tramos o nodos en común y que el usuario final de ese ramal no sobrepase los 400 metros vistos desde el transformador para evitar mayores pérdidas, debido a que estas dependen directamente de la longitud del ramal. Si esto no funciona, se procede a agregar otro transformador para separar el circuito en 2. Por otra parte, al tener la ubicación exacta de los transformadores en las zonas, se realiza el cálculo de la regulación de tensión en los ramales, los cuales no pueden sobrepasar el 5% [5].

Actividad 6. Coordinación de aislamiento: se selecciona un conjunto de tensiones normalizadas para caracterizar el aislamiento de los equipos en función de las sobretensiones posibles en el sistema. Se consideran las condiciones ambientales y las especificaciones de los equipos para dimensionar los Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) y aisladores [4].

Actividad 7. Coordinación de protecciones: esta actividad consiste en el cálculo de fusibles para el seccionamiento de sobretensiones y sobre corrientes.

Actividad 8. Selección de bajantes para transformadores de distribución: la red de distribución será multi aterrizada, por tanto la selección acertada de bajantes para transformadores de distribución desempeña un papel vital en la eficacia y seguridad del sistema eléctrico. Factores esenciales comprenden la capacidad de corriente para gestionar cortocircuitos, la elección entre cobre y aluminio, la optimización de longitud y trayectoria para reducir la resistencia, así como la aplicación de medidas preventivas contra la corrosión.

Actividad 9. Cálculos mecánicos: Los soportes de las redes de distribución deben contar con una tensión de rotura mínima de 2,5 veces la suma de las tensiones mecánicas resultantes de

la interacción de diversos esfuerzos a los que está sometida la estructura. En este proceso, es esencial considerar tanto los esfuerzos generados por los cables de la red eléctrica como por otros cables, elementos que actúen sobre la estructura y el esfuerzo adicional generado por el viento en la zona. Esto garantiza que la postera de la red de distribución no presenten roturas. En caso de que esto ocurra, se debe proceder al refuerzo con templetes adicionales en dirección opuesta a la fuerza ejercida por el conductor [1].

Actividad 10. Sistema de puesta a tierra: en esta etapa, se calcula la corriente de falla basándose en el OR, aunque dicho dato no estaba disponible. Por lo tanto, se asume el valor normalizado, el cual es de 1000 A, para hallar la resistencia de la puesta a tierra que limitará la corriente en caso de una falla franca entre una fase de la red y tierra, asegurando que se mantuvieran dentro de los límites de tensión seguros para operadores y usuarios. Este proceso se lleva a cabo mediante el uso del software ATP (Alternative Transients Program).

Actividad 11. Cantidades de obra: esta fase se fundamenta en la identificación y recuento exhaustivo de todos los materiales y componentes requeridos para la construcción integral de la de las redes de distribución en Acandí-Chocó, utilizando como base el plano elaborado en AutoCAD. En la siguiente sección, se proporciona un detallado paso a paso de cada actividad llevada a cabo para asegurar el adecuado desarrollo del diseño de la red de distribución en este proyecto.

En la siguiente sección, se proporciona un detallado paso a paso de cada actividad llevada a cabo para asegurar el adecuado desarrollo del diseño de la red de distribución en este proyecto.

V. PROCEDIMIENTO, ESTUDIO, ANÁLISIS Y CRITERIOS DE APOYO AL PROYECTO

A continuación, se detallan las actividades previamente descritas en la sección anterior, correspondientes a la elaboración del diseño del proyecto de electrificación para el municipio de Acandí.

1. *Trabajo de campo*

Esta fase abarca el levantamiento topográfico de las zonas sur, norte y centro de Acandí, donde se ejecutará la construcción de las redes de distribución. Esto incluye la medición de la resistividad del suelo, el censo de viviendas y la determinación de la población en cada sector, junto con la recopilación de información general sobre el municipio.

Una vez que se dispone del levantamiento topográfico detallado de los sectores en consideración, se procede a elaborar el plano de ubicación aproximada de los postes en cada zona. Para realizar el levantamiento de la red, hay que tener las convenciones que se emplearán en el proyecto, la cual se presentan en la Fig. 3.

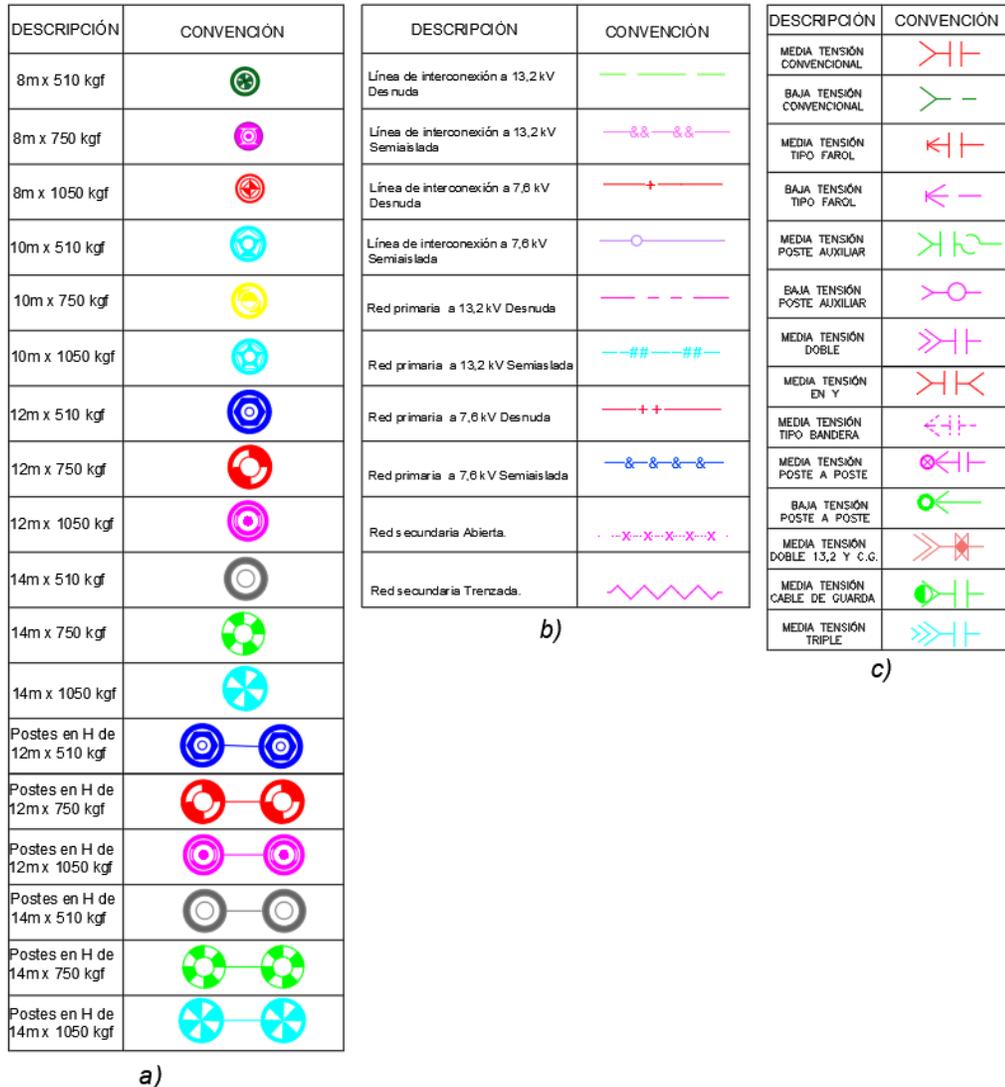


Fig.3. a) Convenciones de los postes de fibra, b) convenciones de líneas de distribución y c) convenciones de templetos que se emplearon en el proyecto.

Nota: Elaboración propia.

Ya conociendo las convenciones empleadas en el proyecto, en las Fig. 4, Fig. 5 y Fig. 6 se presentan los levantamientos topográficos de las redes de distribución, con la indicación de la posible ubicación de los postes en las zonas sur, norte y centro de Acandí-Chocó respectivamente.

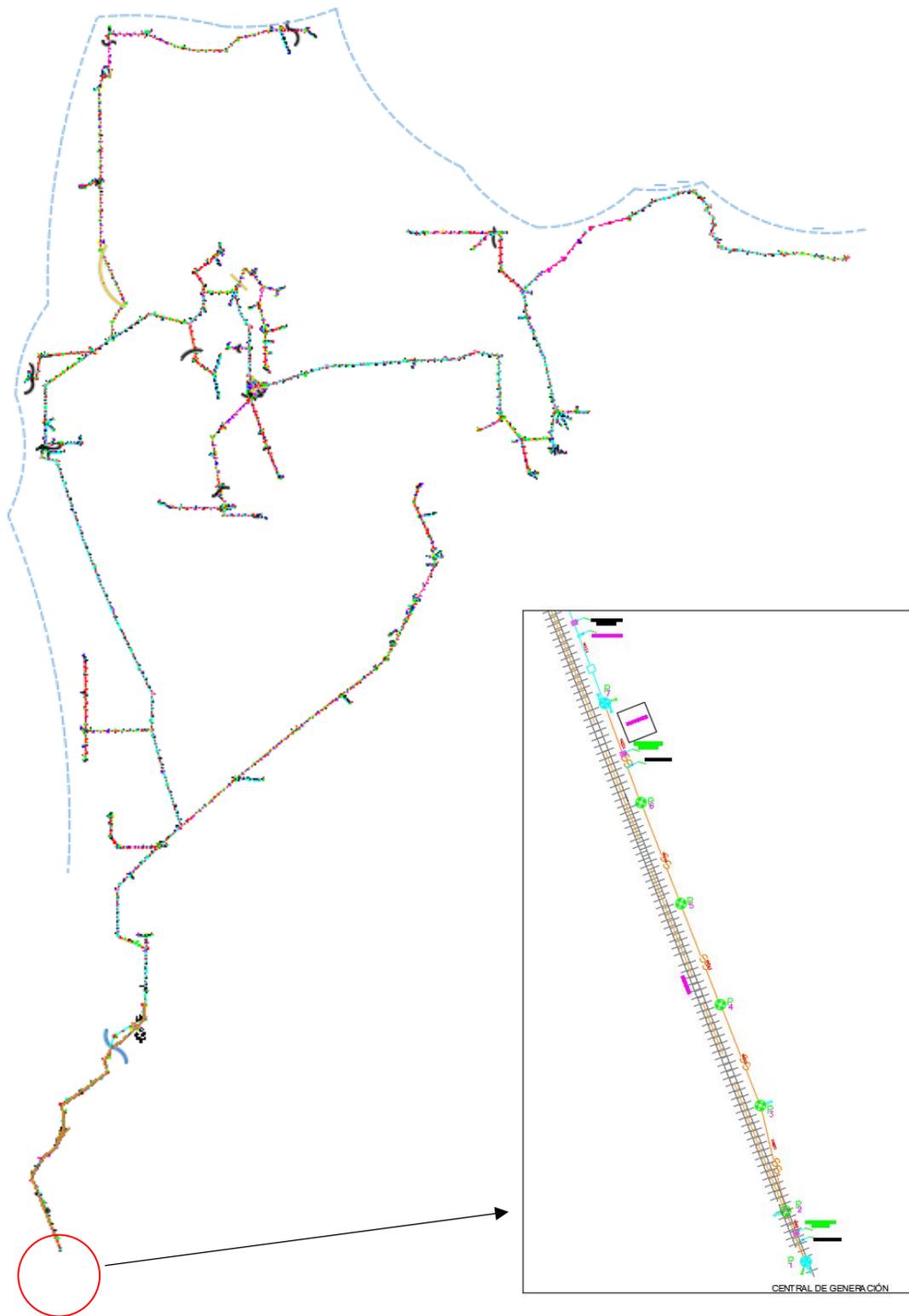


Fig.4. Levantamiento topográfico de la zona sur de Acandí-Chocó.

Nota: Elaboración propia.

En la Fig. 4, se representa una visión global de la interconexión de la zona sur de Acandí, que abarca desde la central de generación, atraviesa el corregimiento de Caleta, Chugandí, entre otros, hasta llegar al corregimiento de San Francisco. La línea principal cuenta con doble circuito (34,5 kV y 13,2 kV) del cual se derivan ramales de 7,6 kV y 13,2 kV, y culmina en una subestación de 400 kVA ubicada en San Francisco. Desde esta subestación, se distribuirá alimentación al resto de la zona con una tensión de 13,2 kV.

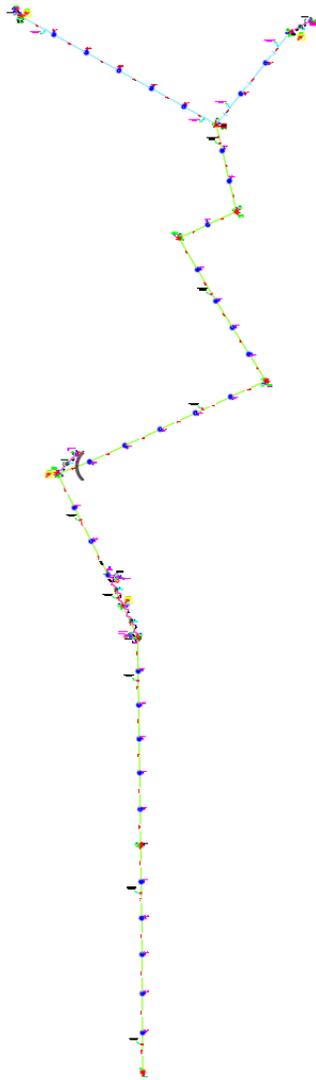


Fig.5. Levantamiento topográfico de la zona norte de Acandí-Chocó.

Nota: Elaboración propia.

En la Fig. 5, se exhibe una visión panorámica de la interconexión en la zona norte de Acandí, dirigida a los usuarios cercanos a la quebrada "La Posa". La línea principal de esta zona opera a 13,2 kV, y al final de su trayecto se desprenden dos ramales de 7,6 kV.

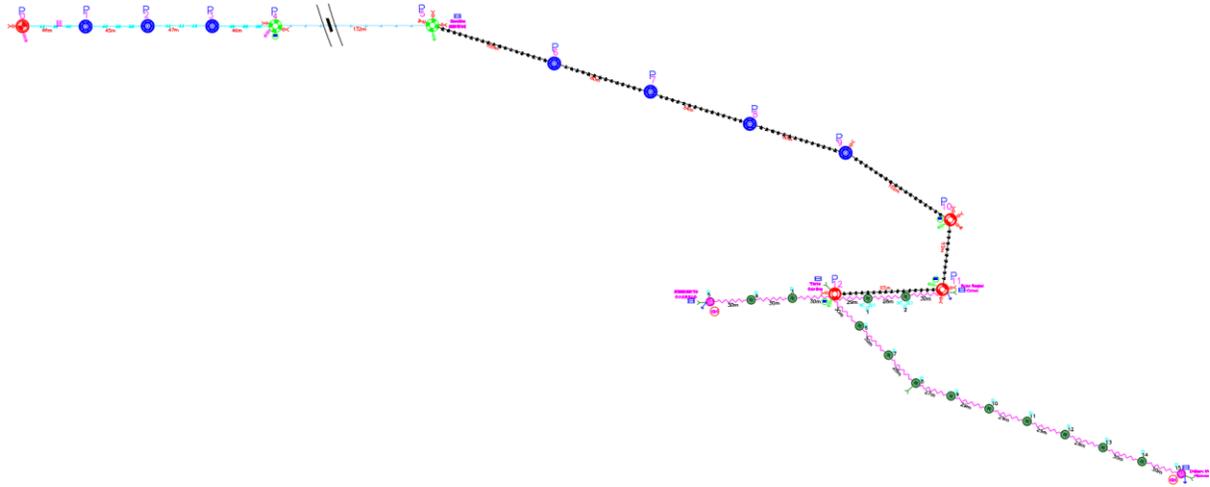


Fig. 6. Levantamiento topográfico de la zona centro de Acandí-Chocó.

Nota: Elaboración propia.

En la Fig. 6, se muestra una visión panorámica de la interconexión en la zona centro de Acandí. La línea principal de esta zona opera a 13,2 kV, y se deriva un ramal a 7,6 kV para alimentar a los usuarios del sector.

Se llevó a cabo un análisis de tensiones mecánicas en cada sector con el objetivo de evitar que los postes excedieran la carga mínima de rotura que poseen. Como medida preventiva, se incorporaron templetos en ubicaciones estratégicas en los planos para contrarrestar las fuerzas resultantes generadas por ángulos en las líneas, la tensión mecánica y el peso propio de los conductores. Es importante destacar que, hasta el momento, la especificación del calibre de los conductores aún no ha sido determinada en los planos.

En esta etapa, también se evaluó el consumo energético diario de los usuarios. Se llevó a cabo un sondeo de los equipos de uso doméstico que poseían las viviendas para determinar la demanda diaria en kVA por hogar en estas comunidades específicas de Acandí-Chocó, resaltando que dichas localidades son de estrato 1. La TABLA 1 presenta un ejemplo de consumo diario aproximado por vivienda. Obtener la información sobre la demanda total diaria en estas zonas es

fundamental para dimensionar de manera adecuada tanto los transformadores como los conductores de la red de distribución.

TABLA I
EJEMPLO DE CUADRO DE CARGAS POR VIVIENDA

Carga Básica	Aparato	kW	Cant	Total (kW)	Horas de Servicio	Consumo Promedio por Horas	%
	Focos	0,032	5	0,160	6	0,960	25%
	Nevera	0,250	1	0,250	14	3,500	58%
	Licuadaora	0,350	1	0,350	0,25	0,088	1%
	Estufa de 2 boquillas	2,200		-	3,5	-	15%
	Televisor	0,150	1	0,150	8,5	1,275	35%
Estrato 1	Grabadora	0,080		-	2	-	8%
	Ventilador	0,100	1	0,100	9,5	0,950	40%
	Equipo de Sonido	0,100	1	0,100	5	0,500	21%
	Lavadora	0,600	1	0,600	0,5	0,300	2%
	Plancha	1,000	0	-	0,4	-	2%
	Máquina de coser	0,100		-	0,2	-	1%
Potencia instalada (kW)						1,710	
Demanda diaria por día (KW/día)						7,573	

En este proyecto se optará por utilizar tablas de demanda diversificada para la electrificación rural, ver TABLA XXII.

2. *Diseño de estructuras para las redes de distribución*

Con la posición de los postes definida conforme a las convenciones establecidas y completado el diseño de la red de distribución en cada sector (sin especificar aún el calibre del conductor), se instalan las estructuras correspondientes en cada poste. Este proceso sigue las normativas de IPSE para la red de baja tensión y las normas de EPM para la red primaria. Aunque lo común es utilizar las normas del Operador de Red (OR) de la zona en el diseño de una red, EMSELCA S.A E.S.P carece de normativas propias. Por lo tanto, se optó por emplear las normas de los operadores de red EPM e IPSE. La TABLA II presenta algunas de las normas utilizadas en el proyecto, abarcando aspectos como aisladores, ángulos, referencias, derivaciones, entre otros, tanto en media como en baja tensión.

TABLA II
NORMAS TÉCNICAS USADAS EN EL PROYECTO [2], [3]

Categoría	Subtemas	Definiciones
NC 321	Suspensión de nivel I en conductores trenzados.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
NC 322	Terminal de nivel I en conductores trenzados.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
NC 323	Derivación de nivel I en conductores trenzados.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
NC 326	Disposición angular de nivel I en conductores trenzados.	Red de baja tensión, tanto monofásico como trifásico.
RA1-111	Suspensión en cadena - Cable de guarda - Cruceta de 1200 y 2400 mm.	Red de media tensión trifásica.
RA2-011	Suspensión disposición V - 13.2 kV - Neutro superior - Cruceta de 1500 mm, al centro.	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA3-011	Suspensión con neutro superior.	Red de media tensión monofásica

RA1-113	Terminal cable de guarda - Disposición Delta - Cruceta de 2400 mm.	Red de media tensión trifásica.
RA2-013	Terminal en V-13.2 kV -neutro superior- cruceta 1500 mm, al centro	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA3-013	Terminal con neutro superior.	Red de media tensión monofásica
RA3-018	Derivación 1Ø de un circuito de 13.2 kV.	Red de media tensión monofásica
RA1-114	Referencia - Cable de guarda - Disposición Delta - Cruceta de 2400 mm.	Red de media tensión trifásica.
RA2-063	Referencia disposición V - 13.2 kV - Neutro Superior - Cruceta de 2400 mm, al centro.	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA3-014	Referencia con neutro superior.	Red de media tensión monofásica.
RA1-010	Instalación de Desconectores monopolares de 44 kV.	Red de media tensión trifásica.
RA2-640	Aisladero bifásico con pararrayos.	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA3-040	Instalación de Aisladero Monofásico y DPS.	Red de media tensión monofásica
RA2-026	Montaje de transformador trifásico en poste.	Red de media tensión monofásica trifilar.
RA3-026	Montaje de transformador tipo convencional.	Red de media tensión monofásica

3. *Selección de conductores en redes de media y baja tensión*

En el diseño de redes de distribución, es necesario proyectar los conductores a un horizonte de 15 años [2], teniendo en cuenta el crecimiento poblacional, que suele ser alrededor del 3% anual en zonas rurales según el DANE [10]. Esta consideración previene que la cobertura del sistema se vuelva insuficiente con el tiempo, mitigando posibles sobrecargas en las líneas debido al incremento en el consumo energético. Además de contemplar la proyección de la carga a 15 años, es esencial tener en cuenta la regulación de voltaje y las pérdidas totales, las cuales no deben superar el 5% y el 3%, respectivamente [5].

4. *Ubicación y dimensionamiento de transformadores*

Para el diseño de las redes, es crucial anticipar las necesidades de transformadores para un período de 8 años [2], teniendo en cuenta el crecimiento poblacional previamente mencionado. Antes de dimensionar los transformadores, se lleva a cabo una evaluación de las posibles ubicaciones, generalmente focalizándose en áreas con altas densidades de cargas. La elección de la capacidad del transformador se realiza en función de la potencia demandada.

5. *Cálculos de regulación y pérdidas de la red*

Las pérdidas totales de un transformador no pueden exceder del 3%. Al tener la aproximación de la ubicación de los transformadores, se procede a hacer el cálculo de las pérdidas totales de cada ramal que sale del transformador. Estas pérdidas son acumulativas. Por tanto, se deben sumar las pérdidas de cada ramal y estas deben ser menores al 3%. Si no cumple esta condición, se procede a reubicar el transformador de manera estratégica. Se intenta que los ramales que salgan de él no tengan tramos o nodos en común y que el usuario final de ese ramal no sobrepase los 400 metros vistos desde el transformador para evitar mayores pérdidas, debido a que estas dependen directamente de la longitud del ramal, ver ecuaciones 1 y 2. Si esto no funciona, se procede a agregar otro transformador para separar el circuito en 2, y así tener ramales más cortos y, por consiguiente, pérdidas más pequeñas. Por otra parte, al tener la ubicación exacta de los

transformadores en las zonas, se realiza el cálculo de la regulación de tensión en los ramales, los cuales no pueden sobrepasar el 5% [5].

a) *Pérdidas de potencia*

Las pérdidas en las redes de distribución se generan tanto en los conductores de los circuitos primarios y secundarios como en los devanados y núcleos de los transformadores de distribución [11]. Por este motivo, es esencial realizar una selección adecuada de conductores y niveles de pérdidas. Además, se debe determinar las constantes de pérdidas, las cuales dependerán del nivel de tensión, el sistema, el factor de potencia y el tipo de conductor. Estas constantes se presentan detalladamente en la TABLA III para media tensión y en la TABLA IV para baja tensión, proporcionando información tanto para transformadores monofásicos como trifásicos. Es importante señalar que las redes de distribución de este proyecto están ubicadas en áreas rurales, por lo que se adopta un factor de potencia (FP) de 0,95.

TABLA III
CONSTANTES DE PÉRDIDAS EN MEDIA TENSIÓN [12]

	Conductor	Sistema	Trifásico	Monofásico
			13.200 V	13.200 V
ACSR	Calibre Cond	Corriente	Cte Perd	Cte Perd
	AWG/ kcmil	admisible	$K_2 \times 10^{-7}$	$K_2 \times 10^{-7}$
	1/0	240 A	3,95099	7,90198
	2/0	275 A	3,20187	6,40375

Nota: Datos obtenidos de la tabla 8.7 para sistemas trifásicos y tabla 8.8 para sistemas monofásicos (Pag. 256) de [12].

TABLA IV
CONSTANTES DE PÉRDIDAS EN BAJA TENSIÓN [12]

Conductor	Sistema	Monofásico	Trifásico
		240 V	208 V
AL	Calibre Cond	Cte Perd	Cte Per

	AWG/ kcmil	Corriente admisible	$K_2 \times 10^{-3}$	$K_2 \times 10^{-3}$
2 AWG	TRIPLEX 2		3,8315	-
1/0 AWG	TRIPLEX 1/0	184 A	2,40752	-
2/0 AWG	TRIPLEX 2/0	212 A	1,91008	-
2 AWG	CUADRUPLEX 2			
1/0 AWG	CUADRUPLEX 1/0	184	-	1,60264
2/0 AWG	CUADRUPLEX 2/0	212	-	1,2715

Nota: Datos obtenidos de la tabla 10.7 para sistemas monofásicos y tabla 10.8 para sistemas trifásicos (Pag. 357) de [12].

Para calcular las pérdidas en sistemas trifásicos se hace de la siguiente manera:

$$\%P = \frac{R \cdot M}{V_L^2 \cdot \cos\phi} * 100 \quad (1)$$

Donde:

M = Momento eléctrico en kVA*m.

R = Resistencia por unidad de longitud [Ω /km].

ϕ : Ángulo de factor de potencia.

V_L = Voltaje de línea [v].

Para calcular el momento eléctrico M , se emplea la ecuación 2.

$$M = Longitud * \left(N^\circ Usuarios * \frac{kVA}{Usuarios} + N^\circ Luminarias * \frac{kVA}{Luminarias} \right) \quad (2)$$

De las ecuaciones 1 y 2 se logra observar que, a medida que aumenta la longitud de la línea, incrementa el momento eléctrico y, por ende, mayores pérdidas tendrá el sistema. Por otro lado, para calcular las pérdidas en sistemas monofásicos, solo es necesario multiplicar el factor de corrección indicado en la TABLA III o TABLA IV, dependiendo del nivel de tensión en el cual opere la línea.

Para hallar las pérdidas totales del circuito se debe aplicar las ecuaciones 3 y 4.

$$\frac{kVA}{\text{Tramos totales}} = N^{\circ} \text{ Usuarios} * \frac{kVA}{\text{Usuarios}} + N^{\circ} \text{ Luminarias} * \frac{kVA}{\text{Luminarias}} \quad (3)$$

$$\frac{kVA}{\text{Tramos}} = \%P * \frac{\left(\frac{kVA}{\text{Tramos totales}}\right)}{100} \quad (4)$$

b) Regulación de tensión

La regulación de tensión se refiere al porcentaje de caída de tensión presente en un tramo de red que suministra carga a un grupo de usuarios. Su cálculo se realiza mediante la aplicación de la ecuación 5.

$$\%R = K_1 * M \quad (5)$$

Donde:

M = Momento eléctrico en kVA*m. ver ecuación 2.

K_1 = Constante de regulación del conductor.

La constante de regulación K_1 se calcula mediante la ecuación 6.

$$K_1 = F_C \frac{K_G}{V_L^2} \quad (6)$$

Donde:

F_C = Factor de corrección. Se establece de acuerdo con el tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito.

V_L = Voltaje de línea [V].

K_G = Constante de regulación normalizada del conductor.

El factor de corrección F_C se obtiene de la TABLA V, ya sea para una red monofásica, bifilar o trifilar según corresponda al caso.

TABLA V
FACTOR DE CORRECCIÓN [13]

Tipo de subestación	Tipo de red		
	Monofásico (FN)	Bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica	8	2	2
Trifásica	6	1,732	2,25

Por otro lado, las TABLAS VI y VII presentan las constantes de regulación para sistemas monofásicos y trifásicos, tanto para media como para baja tensión, respectivamente.

TABLA VI
CONSTANTES DE REGULACIÓN EN MEDIA TENSIÓN [12]

Conductor	Sistema	Trifásico	Monofásico	
		13.200 V	13.200 V	
Calibre Cond	Corriente	Cte Regul	Cte Regul	
AWG/ kcmil	admisible	$K_1 \times 10^{-7}$	$K_1 \times 10^{-7}$	
ACSR	1/0	240 A	4,56583	8,98232
	2/0	275 A	3,866	7,59428

Nota: Datos obtenidos de la tabla 8.7 para sistemas trifásicos y tabla 8.8 para sistemas monofásicos (Pag. 256) de [12].

TABLA VII
CONSTANTES DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN [12]

Conductor	Sistema	Monofásico	Trifásico
		240 V	208 V
AL	Calibre Cond AWG/ kcmil	Corriente admisible	Cte Reg $K_1 \times 10^{-3}$
2 AWG	TRIPLEX 2		3,6195
1/0 AWG	TRIPLEX 1/0	184 A	2,33726
2/0 AWG	TRIPLEX 2/0	212 A	1,88748
2 AWG	CUADRUPLEX 2		
1/0 AWG	CUADRUPLEX 1/0	184	-
2/0 AWG	CUADRUPLEX 2/0	212	-

Nota: Datos obtenidos de la tabla 10.7 para sistemas monofásicos y tabla 10.8 para sistemas trifásicos (Pag. 357) de [12].

Una vez completados los cálculos de regulación y pérdidas totales en los circuitos de dichas localidades, se selecciona el calibre del conductor que cumpla con los niveles admisibles de regulación y pérdidas en los circuitos del sistema.

6). Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento implica la selección de un conjunto de tensiones normalizadas para definir el aislamiento de los equipos en relación con las posibles sobretensiones en el sistema. Este proceso tiene en cuenta las condiciones ambientales y las especificaciones de los equipos para dimensionar tanto los Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) como los aisladores [4].

La categorización de los niveles de aislamiento se determina considerando la tensión máxima del sistema (V_m), la cual representa el valor eficaz máximo de la tensión entre fases. Para

este proyecto se empleará la gama 1 de la IEC 60071-1, para sistemas con V_m de 1kV hasta 245kV, que se muestra en la TABLA VIII.

TABLA VIII
NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA LA GAMA 1 IEC 60071-1 [14]

Tensión más elevada para equipos V_m [kV] (valor rms)	Tensión de soportabilidad normalizada para impulsos de corta duración a frecuencia industrial [kV] (valor rms)	Tensión de soportabilidad normalizada para impulsos tipo rayo [kV] (valor pico)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
17,5	38	95
		75
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52	95	250
		325
72,5	140	450
		550
123	185	450
		550
145	230	650
		275
170	230	550
		275
245	275	650
		750

325	450
360	850
395	950
460	1050

Nota: Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

Los niveles de aislamiento normalizado se seleccionarán por encima y más próximos a las sobretensiones de soportabilidad requeridas, por recomendación de la norma IEC 60071-1.

a) *Coordinación de aislamiento de DPS*

Para determinar los niveles de aislamiento normalizados en sistemas de distribución de energía con DPS, se debe tener en cuenta:

Definir la especificación del nivel de protección de los DPS: es necesario establecer tanto la tensión residual al impulso tipo rayo (LPL) como la tensión residual al impulso tipo maniobra (FOW) del DPS seleccionado, ambas expresadas en kV. Estos valores deben ser proporcionados por el fabricante del equipo. [14].

Determinación de las tensiones de coordinación (V_{cw}): teniendo el DPS ya caracterizado, se procede a determinar las magnitudes de las tensiones de coordinación, las cuales corresponden a las tensiones de coordinación temporales de corta duración y de frente rápido.

Determinación de tensiones de coordinación temporales de corta duración: la tensión de coordinación temporal de corta duración se origina principalmente debido a las fallas de fase a tierra, y su magnitud está fuertemente influenciada por el régimen de conexión del neutro. Los valores de referencia para las magnitudes de sobretensiones en diferentes regímenes de conexiones se detallan en la TABLA IX.

TABLA IX
RÉGIMEN DE CONEXIÓN AL NEUTRO [13]

Sistema	Magnitud de la sobretensión sobre la tensión fase-tierra nominal de sistemas, E_{LG}	Régimen de conexión del neutro
Tres cables con alta resistencia a tierra o sistema en delta.	1,73	1
Cuatro cables con baja resistencia y múltiple conexión a tierra.	1,25	2
Cuatro cables con alta resistencia y múltiple conexión a tierra.	1,35	3
Tres cables con baja resistencia a tierra y aterrizadas en los extremos.	1,4	4

Para este proyecto, se adopta un régimen de conexión del neutro tipo 2, porque los cuatro conductores (3 fases y un cable de guarda) poseen una resistividad menor a 20Ω (en redes de distribución se consideran con baja resistencia a tierra los que tengan valores iguales o menores a este), y además el sistema posee múltiples conexiones a tierra. Este régimen corresponde a una magnitud de sobretensión sobre la tensión nominal fase-tierra del sistema de 1,25 [15].

Ya teniendo seleccionado E_{LG} se procede a calcular la tensión de coordinación temporal de corta duración, usando la ecuación 7 [4].

$$V_{cw}(\text{temporales}) = V_{Ln} * E_{LG} \quad (7)$$

Donde:

V_{cw} : es la tensión no disruptiva de coordinación al impulso temporal de corta duración.

V_{Ln} : es la tensión fase – tierra del sistema.

E_{LG} : es el factor para el cálculo de la sobretensión dado en la TABLA IX.

Determinación de tensiones de coordinación temporales de frente rápido: las tensiones de coordinación de frente rápido debidas a impulso tipo rayo se obtienen de la ecuación 8 y ecuación 9, que aplican para aislamiento interno y externo respectivamente [4].

$$V_{CW(\text{frente rápido aislamiento interno})} = LPL + \frac{A}{n} * \frac{L(\text{aislamiento interno})}{L_{sp} + L_a} \quad (8)$$

$$V_{CW(\text{frente rápido aislamiento externo})} = LPL + \frac{A}{n} * \frac{L(\text{aislamiento externo})}{L_{sp} + L_a} \quad (9)$$

Donde:

V_{CW} : es la tensión no disruptiva de coordinación al impulso tipo rayo [kV].

LPL : es la tensión residual al impulso tipo rayo del DPS seleccionado [kV] (Dato suministrado por el fabricante).

A : factor calculado con la TABLA X.

n : es el número mínimo de redes de distribución conectadas a la subestación que permanecen en servicio durante una tormenta eléctrica.

L : es la distancia equivalente de separación entre el DPS y el elemento a proteger [m], calculada como se ilustra en la Fig. 7 ($L = a1 + a2 + a3 + a4$).

L_{sp} : es la longitud del vano [m].

L_a : es la sección de la línea aérea con una tasa de salidas igual a la tasa de falla aceptable. Se calcula con la ecuación 10 y se debe expresar en metros [m].

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (10)$$

Donde:

R_a : Es la tasa de fallas máxima tolerable [fallas/año].

R_{km} : es la tasa de salidas por año observadas para el primer kilómetro de la línea aérea a la salida de la subestación, obtenida de datos históricos de confiabilidad de la red estudiada (Unidad usual: [fallas/100 km - año]; unidad recomendada para este cálculo: [fallas/m - año]) [4].

TABLA X
FACTOR A PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE LÍNEAS AEREAS [17]

Tipo de línea	A (Kv)
<i>Línea de distribución (flameo entre fases):</i>	
Con crucetas puestas a tierra (flameo a tierra a baja tensión)	900
Líneas sobre postes de madera (flameo a tierra a alta tensión)	2700
<i>Líneas de transmisión (flameo en una fase a tierra):</i>	
Conductor sencillo	4500
Haz de dos conductores	7000
Haz de cuatro conductores	11000
Haz de seis y ocho conductores	17000

La manera en cómo se calcula la distancia equivalente (L) anteriormente mencionada, es con la suma de las distancias mostradas en la Fig. 7.

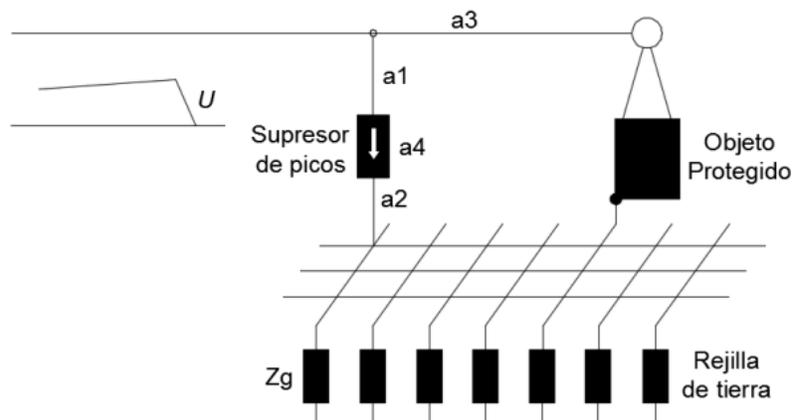


Fig. 7. Diagrama de conexión del DPS al objeto protegido [17]

Donde:

$a1$: es la longitud entre el punto de conexión del DPS y la línea [m].

$a2$: es la longitud de la conexión a tierra del descargador de sobretensiones [m].

$a3$: es la longitud del conductor de fase entre el descargador de sobretensiones y el aislamiento del equipo a proteger [m] (normalmente presenta un valor para el aislamiento interno y otro para el aislamiento externo).

a4: Es la longitud del descargador de sobretensiones [m].

La Fig. 8 muestra una vista más clara, para identificar las distancias de separación entre el DPS y el equipo a proteger.

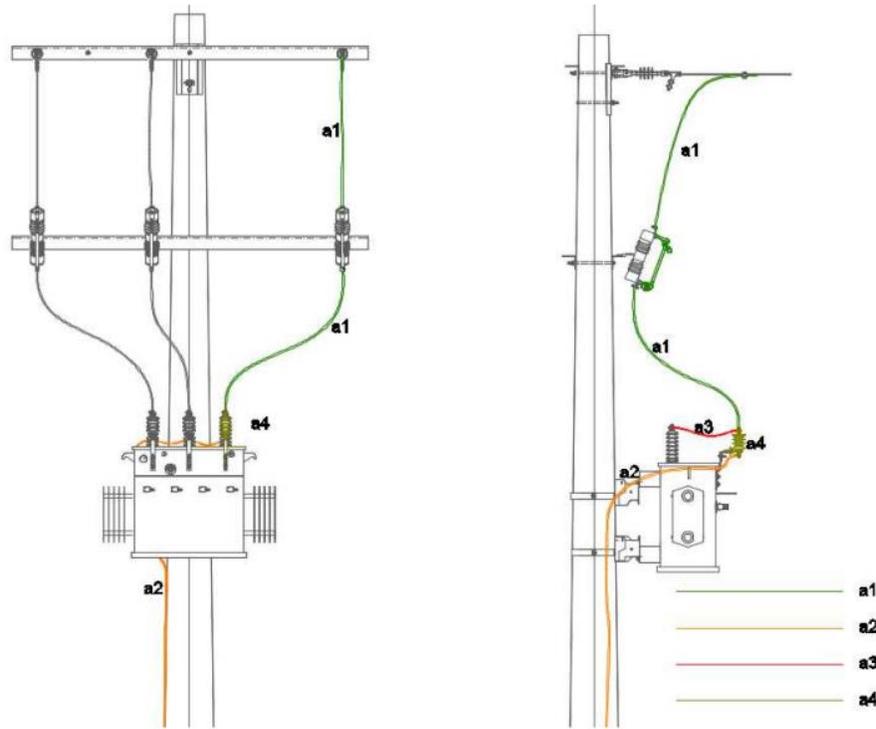


Fig. 8. Distancias de separación entre el DPS y el elemento a proteger [4].

Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (V_{rw}): las tensiones de soportabilidad requeridas, V_{rw} , se determinan aplicando factores de seguridad a las tensiones calculadas de coordinación, V_{cw} . Los cálculos se realizan por separado para el aislamiento interno y externo. La Ecuación 11 se utiliza para calcular las tensiones de soportabilidad requeridas para el aislamiento interno, mientras que la Ecuación 12 se emplea para el aislamiento externo [4].

$$V_{rw} = V_{cw} * 1.15 \quad (11)$$

$$V_{rw} = V_{cw} * 1.05 * k_a \quad (12)$$

k_a es el factor de corrección por altura sobre el nivel del mar y se calcula con la ecuación 13.

$$k_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} \quad (13)$$

Donde:

$m = 1$ para la coordinación de tensiones soportadas al impulso tipo rayo.

H : es la altitud sobre el nivel del mar (en metros).

Selección del nivel de aislamiento normalizado: una vez que se han establecido las sobretensiones de soportabilidad necesarias para el aislamiento interno y externo, es fundamental elegir un nivel de aislamiento normalizado que supere los límites indicados en la TABLA VIII. Se sugiere seleccionar el nivel de aislamiento inmediatamente superior a las tensiones de soportabilidad determinadas.

b) Coordinación de aislamiento para redes de distribución sin elementos de protección.

La coordinación de aislamiento en las redes de distribución de energía implica la definición de las características de los aisladores y las distancias mínimas en el aire necesarias para resistir las sobretensiones a las que estará expuesto el sistema. Las tensiones de soportabilidad de referencia para especificar el aislamiento en las redes de distribución sin elementos de protección se detallan en la TABLA XI [4].

TABLA XI
TENSIONES DE SOPORTABILIDAD NORMALIZADAS DE REFERENCIA [18]

Tensión nominal kV $V_{Línea}$	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor cresta)
-----------------------------------	---	--

13,2	38	95
33/34,5	70	170
44	70	200

Para calcular la coordinación para las redes de distribución sin elementos de protección se debe calcular lo siguiente:

Distancia de fuga: para especificar los aisladores, se requiere la distancia de fuga, que representa la distancia más corta que la corriente debe recorrer sobre el aislador para ocasionar una falla monofásica a tierra. Dicha distancia se calcula mediante la ecuación 14 [4].

$$\text{Distancia de fuga} = V_{\text{aislador}} * K_a * \Delta_{\text{fuga}} \quad (14)$$

Donde:

V_{aislador} : es la tensión máxima soportada por el aislador, y es igual a $V_{Ln} * 1.1$ para sistemas con neutro corrido, neutro puesto a tierra y para sistemas multiaterrizados como es el caso de las redes de distribución de este proyecto.

K_a : es el factor de corrección por altura sobre el nivel del mar definido en la ecuación 13.

Δ_{fuga} : es la distancia de fuga específica nominal mínima para el nivel de contaminación de la zona [mm/kV] dados en la TABLA XII.

TABLA XII
DISTANCIAS DE FUGA RECOMENDADAS [18]

Nivel de contaminación	Ejemplos de ambientes típicos	Distancia de fuga específica nominal mínima mm/kV
I - Muy ligera	° Áreas sin densidad de industrias, pero sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes.	12,7

	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Todas estas áreas deben estar situadas a más de 20 km del mar y no deben estar expuestas directamente a los vientos provenientes del mar. 	
II - Ligera	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Áreas sin industrias y de baja densidad de casas equipadas con plantas de calentamiento. ◦ Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes. ◦ Áreas agrícolas. ◦ Áreas montañosas. ◦ Todas estas áreas deben estar situadas al menos de 10 km a 20 km del mar y no deben estar expuestas directamente a los vientos provenientes del mar 	16,0
III - Media	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con plantas de calentamiento. ◦ Áreas con alta densidad de casas y/o industrias sometidas a vientos y/o lluvias frecuentes. ◦ Áreas expuestas al viento del mar, pero no demasiado cerca de las costas (al menos a varios kilómetros de distancia) 	20,0
IV - Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación. ◦ Áreas cercanas al mar, o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar. 	25,0

	<ul style="list-style-type: none"> ◦ Áreas generalmente de extensión moderada, sometidas a polvos conductores y a humo industrial, que producen depósitos conductores particularmente espesos. ◦ Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a la espuma del mar, o a vientos muy fuertes y vientos contaminantes provenientes del mar. ◦ Áreas desiertas, caracterizadas por largos períodos sin lluvia, expuestas a vientos fuertes que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular. 	
V – Muy fuerte		31,0

Para este proyecto se usa un nivel de contaminación ligero, puesto que las zonas que se están trabajando en Acandí-Chocó son zonas rurales con baja densidad de población, con terrenos montañosos y cercanas al mar Atlántico.

Para este caso, las sobretensiones temporales no se tendrán en cuenta para especificar las distancias mínimas en el aire.

Tensiones de coordinación de frente rápido: el nivel de soportabilidad al impulso tipo rayo (BIL) de los aisladores se calcula con la ecuación 14 [4].

$$BIL = CFO \left[1 - 1.28 * \frac{\sigma_F}{CFO} \right] \quad (15)$$

Donde:

CFO : tensión de flameo crítico, que corresponde al 50% de probabilidad de descarga instantánea para una sola aplicación de impulso. Este dato es dado por los fabricantes a partir de pruebas de laboratorio.

σ_F : desviación estándar.

Por lo general el *BIL* se modela asumiendo un coeficiente $\frac{\sigma_F}{CFO}$ del 3% [19], por lo tanto, el *BIL* se puede calcular con la ecuación 16.

$$BIL = CFO[0.9616] \quad (16)$$

Selección de aisladores: para poder seleccionar el aislador es necesario la distancia de arco, que es la distancia mínima que debe recorrer la corriente por el aire para producir una falla fase-tierra en el aislador. Esta distancia se especifica con la TABLA XIII a partir de los niveles de soportabilidad al impulso tipo rayo de referencia presentados en la TABLA XI.

TABLA XIII
CORRELACIÓN ENTRE TENSIONES NO DISRUPTIVAS
NORMALIZADAS AL IMPULSO DE RAYO Y DISTANCIAS EN EL
AIRE MÍNIMAS [19]

Tensión no disruptiva normalizada al impulso de rayo KV	Distancia mínima en el aire mm
20	60
40	60
60	90
75	120
95	160
125	220
145	270
170	320
200	380
250	480
325	630
380	750
450	900
550	1100
650	1300
750	1500

850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900
2250	4500	4150
2400	4800	4450
2550	5100	4700
2700	5400	5000

7). Selección de fusibles para transformadores de distribución

La protección contra sobrecorrientes de los transformadores de distribución monofásicos y trifásicos tipo poste se realizará mediante fusibles tipo H (fusibles extra rápidos). Esto se debe a que estos fusibles operan con mayor frecuencia durante descargas atmosféricas en comparación con los fusibles tipo K o tipo rápido, que son comúnmente utilizados en los primarios de transformadores pequeños. Para los ramales y derivaciones de circuitos primarios, así como para los aisladores, se emplearán fusibles tipo K, siguiendo el criterio establecido por la empresa PRODYM E.S.P S.A.S.

La selección de los fusibles se llevará a cabo utilizando tablas de coordinación. Estas tablas se obtienen a partir de las características de mínima fusión del fusible de respaldo y de la máxima aclaración del fusible principal. Es importante destacar que el tiempo de aclaración del fusible principal no debe superar el 75% del tiempo de fusión mínima del fusible de respaldo [20].

En el presente proyecto, se optará por fusibles de expulsión principal tipo H, con fusibles de respaldo tipo K. Se utilizará la TABLA XIV para la selección de dichos fusibles, también teniendo en cuenta la corriente que pasa por una fase del circuito.

TABLA XIV
COORDINACIÓN PARA FUSIBLES DE EXPULSIÓN TIPO H (CON RESPALDO FUSIBLE K) [20]

Fusible principal	Fusible de respaldo													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima corriente de falla en la que el fusible principal protege al respaldo - Amperios													
1H	125	280	380	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

8). Selección de bajantes para transformadores de distribución

La conexión del bajante de una línea de media tensión destinada a alimentar transformadores de distribución en poste se llevará a cabo mediante la instalación de un estribo en la red y un conector transversal (línea viva). A partir de esta conexión, se derivará un cable de aluminio desnudo, asegurándose de cumplir con las distancias de seguridad, hasta llegar al punto de conexión con el cortacircuitos (fusible).

Para la conexión del lado primario de redes de media tensión a transformadores trifásicos y monofásicos, se empleará un barraje de aluminio diseñado para el voltaje de servicio, cuyo calibre no debe ser inferior a un 4 AWG. Para este proyecto, se empleará un cable de aluminio desnudo ACSR 4 AWG/kcmil, y en caso de que la red de media tensión esté cubierta, se aceptará el uso de un bajante cubierto para mantener la misma topología de la red.

En el caso de la conexión de redes trenzadas a transformadores de distribución, se utilizará un barraje de cobre diseñado para voltajes de servicio de hasta 600V, con aislamiento XLPE a 90°C. La elección del conductor específico para la bajante en algunos transformadores trifásicos y monofásicos se detalla en la TABLA XV y TABLA XVI, respectivamente.

TABLA XV
CALIBRE BAJANTE DE CONEXIÓN DEL LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR
TRIFÁSICO (CONFIGURACIÓN PARA UN SOLO CONDUCTOR) [21]

Transformador trifásico (kVA)	Tensión primaria (V)	Tensión secundaria (V)	Corriente nominal por media tensión (A)	Descripción técnica del conductor bajante por baja tensión
15	13200	127 220	39.36	CABLE COBRE 6 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C
30	13200	127 220	78.73	CABLE COBRE 2 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C
45	13200	127 220	118.09	CABLE COBRE 1/0 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C
75	13200	127 220	196.82	CABLE COBRE 4/0 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C

TABLA XVI
CALIBRE BAJANTE DE CONEXIÓN DEL LADO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR
MONOFÁSICO (CONFIGURACIÓN PARA UN CONDUCTOR) [21]

Transformador monofásico (kVA)	Tensión primaria (V)	Tensión secundaria (V)	Corriente nominal por media tensión (A)	Descripción técnica del conductor bajante por media tensión
5	13200	120 240	20.83	CABLE COBRE 6 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C
10	13200	120 240	41.67	CABLE COBRE 6 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C

15	13200	120	240	62.50	CABLE COBRE 4 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C
25	13200	120	240	104.17	CABLE COBRE 1/0 AWG MONOPOLAR AISLADO XLPE 600V 90°C

Nota: En baja tensión los conductores de conexión a la red y a tierra de los DPS no deben ser de calibre inferior a 6 AWG y además para la selección del conductor se debe aplicar un factor de corrección del 125% de la corriente nominal.

9). Cálculos mecánicos

Los cálculos mecánicos deben llevarse a cabo de manera que se realicen análisis exhaustivos de los apoyos de las redes primarias y secundarias, con el objetivo de optimizar los materiales eléctricos a emplear. Además, se debe tener presente que los componentes de la red de distribución están constantemente expuestos a las variaciones de temperatura y al entorno, así como a la influencia del viento.

Estas condiciones, principalmente de origen climatológico, afectan los cables al modificar la tensión mecánica durante su tendido. El viento ejerce una fuerza de sobrecarga al sumarse vectorialmente con el peso del cable, generando un aumento aparente de dicho peso. Por lo tanto, es crucial considerar estas variables para garantizar la estabilidad y eficiencia de la red, así como para seleccionar adecuadamente los materiales que soportarán las condiciones ambientales y mecánicas a las que estarán expuestos. En este proyecto, se mostrará solo una parte de cómo se realizaron los cálculos mecánicos de la red.

a) *Cálculo mecánico de conductores y replanteo de una línea área de media tensión*

Para el diseño mecánico de las estructuras y demás elementos que hacen parte de las redes de distribución, se han de tener en cuenta los factores de seguridad mostrados en la TABLA XVII.

TABLA XVII
FACTORES DE SEGURIDAD REDES DE DISTRIBUCIÓN [21]

DESCRIPCIÓN	FACTOR
Postería	2,5
Estructura metálica	1,5
Cargas verticales	1,1
Cargas horizontales	1,7
Cargas de ángulo	1,5
Cables para templetes	2
Anclajes para templetes	2,5
Herrajes	3
A la flexión para espigos	1,5

Los factores mencionados anteriormente son aplicables en condiciones normales. Sin embargo, en caso de condiciones anormales, el factor de sobrecarga para diversos tipos de carga se establece en 1.25, excepto para cargas verticales.

Cuando se realice la comprobación de la carga mínima de rotura a través de ensayos, se aplicará un factor de seguridad de 2.5 [22]. Este enfoque garantiza una evaluación más conservadora y una mayor robustez en situaciones excepcionales, asegurando la integridad y resistencia adecuadas ante condiciones inusuales o de carga máxima.

b) Características mecánicas del conductor utilizado en M.T

En las TABLA XVIII y TABLA XIX se detallan las características fundamentales de los conductores tipo AAAC más comunes utilizados en la industria de media tensión. Estos datos provienen de varios proveedores de la empresa PRODYME E.S.P S.A.S y proporcionan información esencial para la elección y comparación de estos conductores, facilitando la toma de decisiones en aplicaciones específicas dentro del ámbito de media tensión.

TABLA XVIII
CARÁCTERÍSTICAS MECÁNICAS DE CONDUCTORES MÁS COMUNES UTILIZADOS EN M.T TIPO
AAAC

Material	Calibre	Diámetro nominal del cable	Número de hilos de aluminio	Diámetro de hilos de aluminio	Numero de hilos de acero	Diámetro de hilos de acero	Área de la sección transversal del aluminio	Área de la sección transversal del acero	Área de la sección transversal Total del cable
AAAC	2	8,01mm	7	2,67 mm	0	0 mm	39,19 mm ²	0,00 mm ²	39,19 mm ²
AAAC	1/0	10,11mm	7	3,37 mm	0	0 mm	62,44 mm ²	0,00 mm ²	62,44 mm ²
AAAC	2/0	11,35mm	7	3,78 mm	0	0 mm	78,55 mm ²	0,00 mm ²	78,55 mm ²
AAAC	4/0	14,31mm	7	4,77 mm	0	0 mm	125,09 mm ²	0,00 mm ²	125,09 mm ²
AAAC	266.8 kcmil	16,29mm	19	2,57 mm	0	0 mm	98,56 mm ²	0,00 mm ²	98,56 mm ²

NOTA: datos extraídos de los proveedores Centelsa y Procables.

TABLA XIX
OTRAS CARÁCTERÍSTICAS MECÁNICAS DE CONDUCTORES MÁS COMUNES UTILIZADOS EN M.T TIPO AAAC

Calibre	Peso por unidad de longitud	Peso por unidad de longitud por	Tensión de rotura	Tensión de rotura por	Módulo de elasticidad	Módulo de elasticidad del acero	Coefficiente de dilatación	Coefficiente de dilatación
---------	-----------------------------	---------------------------------	-------------------	-----------------------	-----------------------	---------------------------------	----------------------------	----------------------------

		unidad de área	unidad de área	del aluminio	del aluminio	lineal del aluminio	lineal del acero	
2	107,70 kg/km	0,0027 kg/mt/mm ²	1272 kg	32,45 kg/mm ²	6300 kg/mm ²	0 kg/mm ²	$23 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$	$0 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$
1/0	171,40 kg/km	0,0027 kg/mt/mm ²	1940 kg	31,07 kg/mm ²	6300 kg/mm ²	0 kg/mm ²	$23 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$	$0 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$
2/0	216,10 kg/km	0,0028 kg/mt/mm ²	2445 kg	31,12 kg/mm ²	6300 kg/mm ²	0 kg/mm ²	$23 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$	$0 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$
4/0	343,30 kg/km	0,0027 kg/mt/mm ²	3884 kg	31,05 kg/mm ²	6300 kg/mm ²	0 kg/mm ²	$23 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$	$0 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$
266.8 kcmil	434,90 kg/km	0,0044 kg/mt/mm ²	4767 kg	48,37 kg/mm ²	6300 kg/mm ²	0 kg/mm ²	$23 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$	$0 * \frac{10^{(-6)}}{^{\circ}C}$

NOTA: datos extraídos de los proveedores Centelsa y Procables.

c) *Coefficiente de Dilatación lineal del Cable (∞)*

Con base en las características mecánicas del conductor de la red, es posible calcular el coeficiente de dilatación, que indica la variación en el tamaño del conductor por unidad de longitud al cambiar en un grado centígrado la temperatura. La ecuación 17 muestra cómo se calcula este coeficiente [23].

$$\infty = \frac{\infty_{al} * E_{al} * h_{al} * (\Phi_{al})^2 + \infty_{ac} * E_{ac} * h_{ac} * (\Phi_{ac})^2}{E_{al} * h_{al} * (\Phi_{al})^2 + E_{ac} * h_{ac} * (\Phi_{ac})^2} \quad (17)$$

Donde:

∞ : coeficiente de dilatación lineal total del cable [$1/^\circ\text{C}$].

∞_{al} : coeficiente de dilatación lineal del aluminio [$1/^\circ\text{C}$].

E_{al} : módulo de elasticidad del aluminio [kg/mm^2].

h_{al} : número de hilos en aluminio.

Φ_{al} : diámetro de un hilo en aluminio [mm].

∞_{ac} : coeficiente de dilatación lineal del acero [$1/^\circ\text{C}$].

E_{ac} : módulo de elasticidad del acero [kg/mm^2].

h_{ac} : número de hilos en acero.

Φ_{ac} : diámetro de un hilo en acero [mm].

d) *Vano Ideal de regulación (V.I.R)*

Dado que el proyecto abarca varios vanos con diferentes longitudes, las variaciones en condiciones como temperatura o sobrecargas generan cambios en las tensiones de cada vano. Estos cambios son únicos para cada vano debido a las distintas longitudes, llevando a un nuevo equilibrio donde todas las tensiones se igualan. Sin embargo, este equilibrio conlleva desviaciones en las posiciones de las cadenas aisladoras, flexiones en crucetas y/o apoyos.

Si todos los vanos fueran exactamente iguales, las variaciones en las tensiones serían uniformes. En este escenario, no se producirían desviaciones en las cadenas ni flexiones, ya que en cada vano la tensión aumentaría o disminuiría en la misma proporción que en los vanos adyacentes.

Siguiendo esta premisa, se asume que la tensión en todos los vanos varía de manera uniforme, similar a cómo lo haría en un vano ficticio conocido como vano ideal de regulación (V.I.R) o simplemente vano de regulación. Para calcular la longitud del vano regulador se utiliza la ecuación 18 [22].

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum ai^3}{\sum ai}} \quad (18)$$

Donde:

a_r : longitud del vano regulador.

a_i : longitud del vano "i" en el tramo.

e) *Cálculo de la Flecha (Sin viento)*

La flecha es la distancia máxima que existe entre el conductor y la recta que une los puntos de fijación de éste, es decir, la ordenada de la función entre los puntos A y B que se muestran en la Fig. 9.

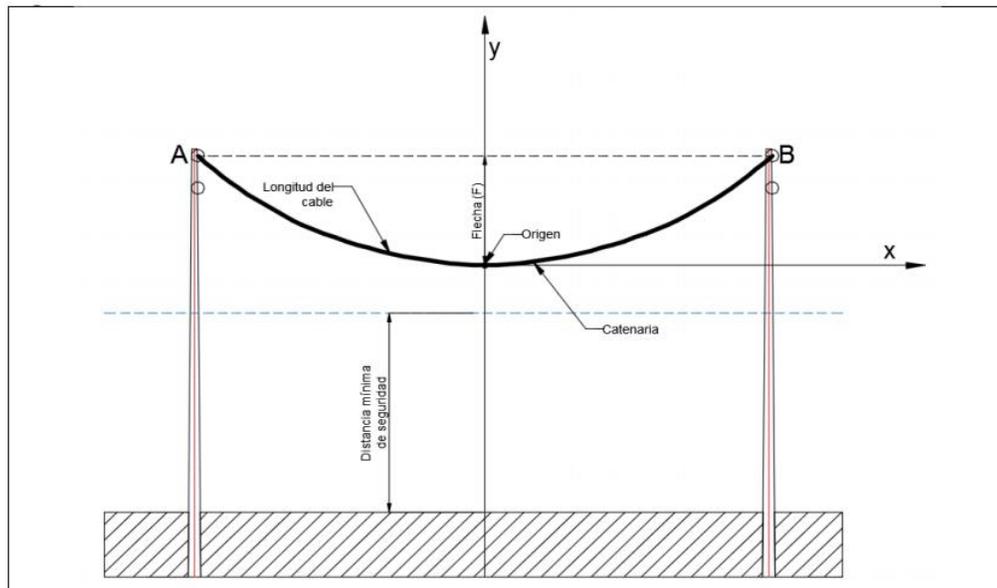


Fig. 9. Curva de tendido de cable [22].

Para calcular la flecha en el medio del vano se utiliza la ecuación 19 y 20 como se muestra a continuación [22].

$$f1 = h \left(\cosh \left(\frac{a_{max}}{2h} \right) - 1 \right) \quad (19)$$

$$f2 = \frac{a_{max}^2 * p}{8T} \quad (20)$$

Donde:

f : flecha en el centro del vano [m].

a_{max} : longitud del vano más largo [m].

h : parámetro de la catenaria ($h=T/p$) [m].

T : tensión del cable en el punto más bajo [kg].

p : peso unitario propio del conductor [kg/m].

$Cosh$: coseno hiperbólico.

f) *Velocidad del Viento*

La velocidad extrema del viento es fundamental en el diseño de redes eléctricas, ya que constituye una de las principales cargas sobre las estructuras y los conductores. Los resultados de velocidad máxima son información presentada en la NSR-010. En la Figura 10 se muestra el mapa de velocidades máximas para el país.

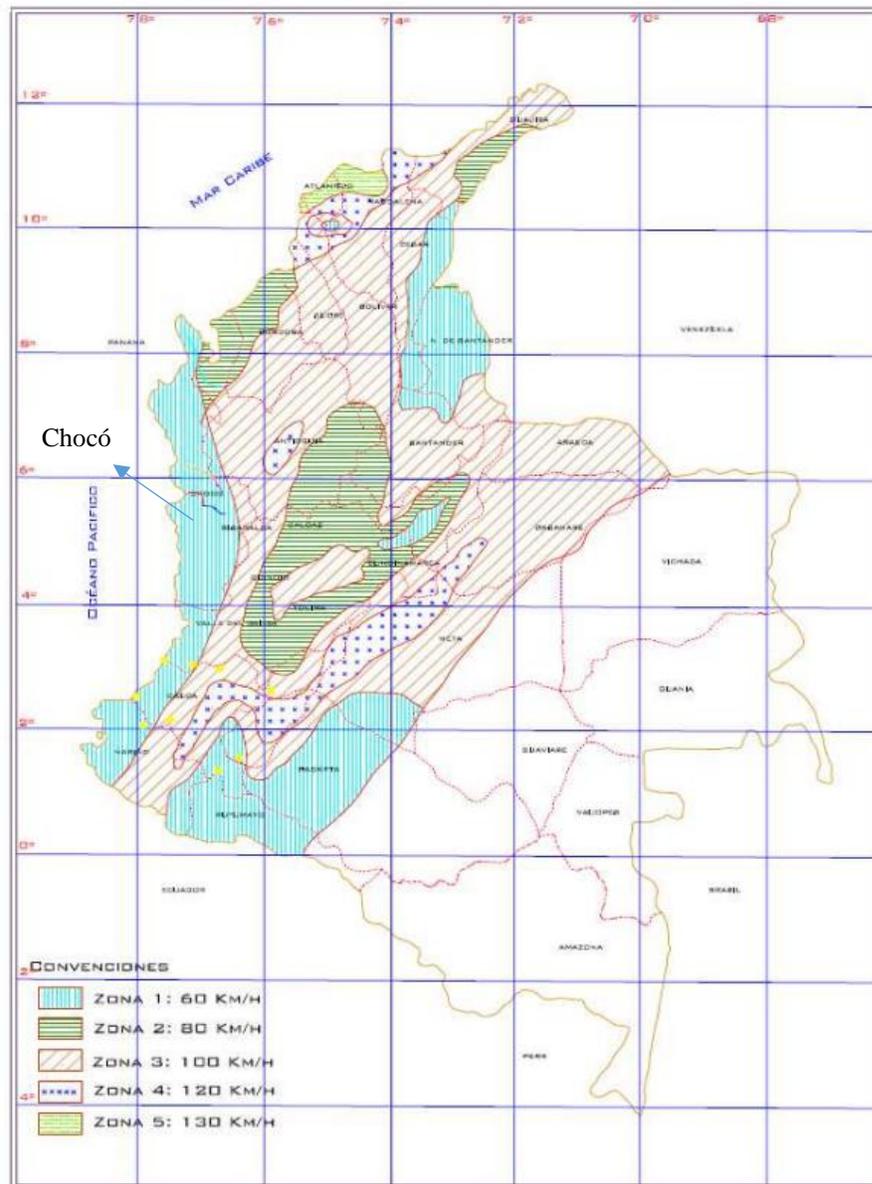


Fig. 10. Velocidad del viento por zonas [24].

Como se puede observar en la Figura 8, la velocidad máxima del viento en la zona del Chocó es de 60 km/h. Este dato será empleado en los cálculos subsiguientes para el desarrollo de este proyecto.

g) *Temperatura de trabajo y Verificación*

Según lo establecido por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), la "Capacidad o potencia instalable" se define como la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a la tensión nominal de la red, sin que la temperatura se eleve por encima de 60°C para instalaciones con capacidad de corriente inferior a 100 A, o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.

En el contexto del proyecto, es esencial especificar la temperatura de trabajo, dependiendo de la corriente con la que se esté trabajando. Además, se debe definir la temperatura de verificación, que generalmente se toma como la temperatura promedio. Estas consideraciones son fundamentales para asegurar el correcto funcionamiento y seguridad de las instalaciones eléctricas de acuerdo con las normativas del RETIE.

h) Tracción máxima del cable

La tracción máxima del cable de los conductores y cables de tierra no será superior a su carga de rotura, dividida por 2,5 en el caso de cables, o dividida por 3 si se trata de alambres. En específico, para calcular la tracción del cable en un conductor AAAC, se emplea la ecuación 21 [24].

$$TC = \frac{\text{Esfuerzo de rotura}}{2,5} \quad (21)$$

Teniendo la tracción del cable, se calcula la tracción máxima con la ecuación 22.

$$tc = \frac{TC}{\text{Area del conductor}} \quad (22)$$

i) Carga Unitaria en un conductor debido a la acción del viento (pv)

El cálculo de la carga unitaria, derivada del peso propio del conductor y la fuerza del viento, se presenta en la ecuación 23. Este valor se obtiene multiplicando la presión ejercida sobre el conductor por su diámetro [22].

$$pv = PV * D \quad (23)$$

Donde:

pv : fuerza o carga unitaria de viento, en dirección normal al cable y horizontal [kg/m].

PV : presión del viento [kg/m²].

D : diámetro del cable [m].

La Fig. 11 ofrece una representación más clara de la carga generada por la acción del viento y el peso propio del conductor.

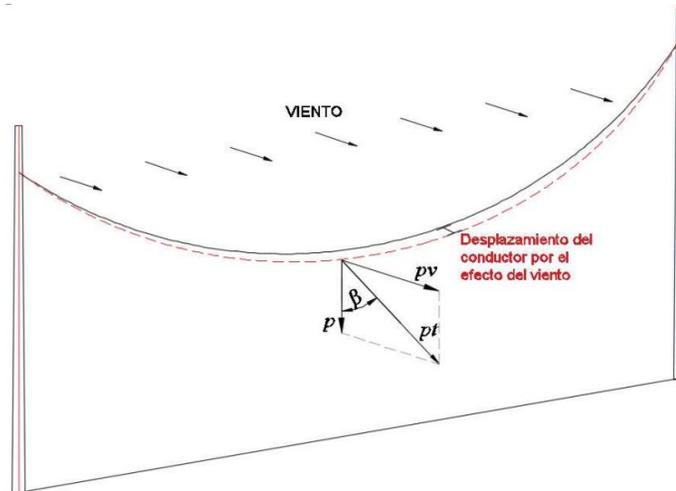


Fig. 11. Carga unitaria total con viento [22].

Para el cálculo de la presión del viento, se emplea la ecuación 24.

$$PV=0,0042*Vmax^2 \quad (24)$$

Donde:

V_{max} es la sobrecarga de velocidad del viento en [km/h] y se calcula con la ecuación 25.

$$V_{max} = V * 1,65 \quad (25)$$

j) *Peso unitario total del conductor (pt)*

Con el valor de la fuerza o carga unitaria debida al viento en el cable, es posible llevar a cabo el cálculo del peso unitario total del conductor. Este cálculo se realiza mediante la ecuación 26 [22].

$$pt = \sqrt{p^2 + pv^2} \quad (26)$$

Donde:

pt : peso unitario total del conductor [kg/m].

p : peso unitario propio del conductor o peso por unidad de longitud [kg/m].

pv : fuerza o carga unitaria de viento, en dirección normal al cable y horizontal [kg/m].

Asimismo, es posible calcular el ángulo de oscilación (β) mediante el uso de la ecuación 27 [22].

$$\text{Tan}(\beta) = \frac{pv}{p} \quad (27)$$

k) *Separación entre los conductores (Dc)*

Para el cálculo de la separación entre los conductores se utiliza la ecuación 28 [24].

$$Dc = K1 (\sqrt{f + L}) + \left(\frac{VL}{150} \right) \quad (28)$$

Donde:

Dc : separación entre los conductores [m].

$K1$: coeficiente que depende de β . Ver tabla XX.

f : flecha calculada [m].

L : longitud de cadena de suspensión, (promedio 0,3) [m].

VL : tensión línea-línea [kV].

TABLA XX
COEFICIENTE DE ACUERDO A ÁNGULO DE OSCILACIÓN β
Y NIVEL DE TENSIÓN [24]

ÁNGULO DE OSCILACIÓN	ENTRE 30 Y 380 kV	ENTRE 1 Y 30 kV
Superior a 65°	0,7	0,65
Entre 40° y 65 °	0,65	0,6
Inferior a 40°	0,6	0,55

l) Separación entre los conductores y el terreno (Dt)

Para el cálculo de la separación entre los conductores y el terreno se utiliza la ecuación 29 [22].

$$Dt = 5,5 + \left(\frac{VL}{150} \right) \quad (29)$$

Donde:

Dt: Separación entre los conductores y el nivel de suelo [m].

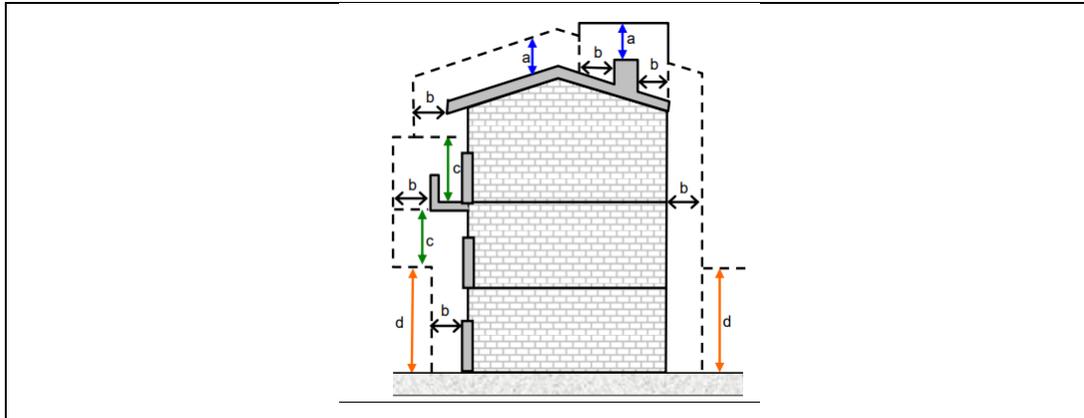
VL: Tensión línea-línea [kV].

De acuerdo al RETIE en su capítulo 13,1 se presentan las distancias mínimas de seguridad en zonas de construcción para las líneas de media y baja tensión. Se indican en la TABLA XXI y Fig. 12.

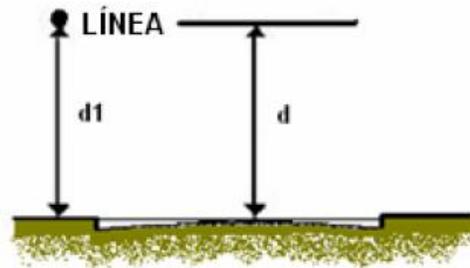
TABLA XXI
DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES [25]

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIA (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 4).	44/34,5/33	4
	13,8/13,2/11,4/7,6	4
	<1	0
Distancia horizontal "b" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 4).	66/57,5	3
	44/34,5/33	2
	13,8/13,2/11,4/7,6	2
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 4).	<1	2
	44/34,5/33	4
	13,8/13,2/11,4/7,6	4
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 4) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	<1	4
	115/110	6
	66/57,5	6
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 4) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	44/34,5/33	6
	13,8/13,2/11,4/7,6	6
	<1	5

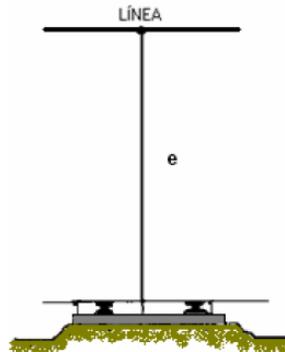
DISTANCIAS DE SEGURIDAD EDIFICIO O VIVIENDAS



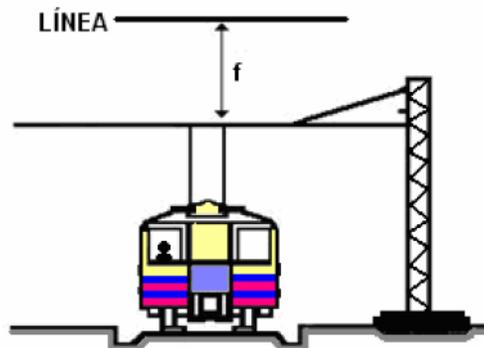
DISTANCIAS "d" y "d1" EN CRUCE Y RECORRIDO DE VÍAS



DISTANCIA "e" EN CRUCES CON FERROCARRILES SIN ELECTRIFICAR



DISTANCIAS f" y "g" PARA CRUCES CON FERROCARRILES Y RÍOS



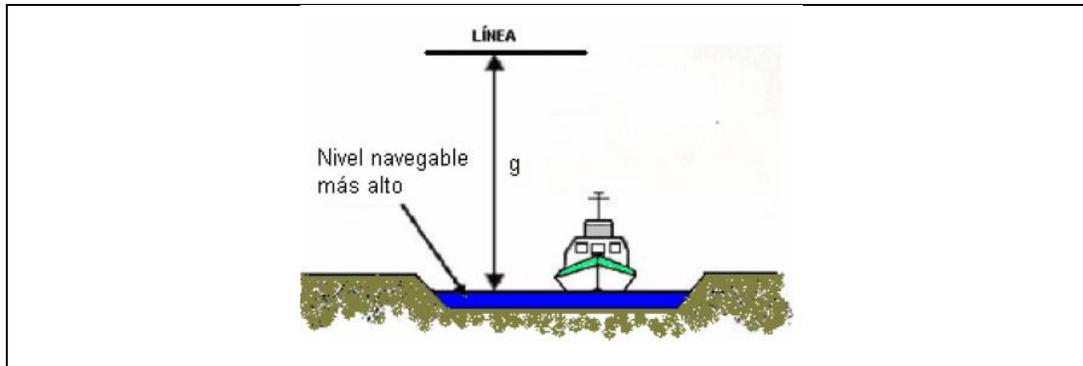


Fig. 12. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones [24]

Luego de esto, se debe calcular la separación real entre los conductores y el terreno, y luego se aborda la selección del tipo de poste, considerando las fuerzas aplicadas. Posteriormente, se procede a hacer el cálculo de la catenaria y de los esfuerzos transversales. Con esto, se tendrían todos los cálculos mecánicos para comprobar que el proyecto cumple con los estándares establecidos.

10). Sistema de puesta a tierra

Para el diseño del Sistema de Puesta a Tierra (SPT), se sigue un análisis minucioso de los parámetros del suelo en la zona del proyecto, siguiendo el paso a paso establecido en la guía GM-04 de EPM. Este proceso abarca las siguientes etapas clave:

1. Medición de la resistividad aparente del suelo.
2. Caracterización de las condiciones del suelo mediante métodos analíticos.
3. Diseño de la malla de puesta a tierra.
4. Verificación de cumplimiento de tensiones de paso y de contacto.

Es importante destacar que, aunque se presenta la estructura general del proceso, el alcance de este proyecto no incluirá el cálculo del sistema de puesta a tierra.

11). Cantidades de obra

Con el plano final y tras verificar que cumple con los estándares necesarios de regulación, pérdidas, cálculos mecánicos, distancias de seguridad y otros criterios, se procede

a realizar las cantidades de obra del proyecto. Esta parte se fundamenta en la identificación y recuento exhaustivo de todos los materiales requeridos, utilizando como base el plano elaborado en AutoCAD. Esto incluye elementos como la vestimenta de los postes, la extensión en metros lineales de los conductores, la cantidad de estructuras, las bases de los postes y todos los demás componentes esenciales para la construcción integral de las redes de distribución.

VI. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En la Fig. 4, Fig. 5 y Fig. 6 de la sección de “PROCEDIMIENTO, ESTUDIO, ANÁLISIS Y CRITERIOS DE APOYO AL PROYECTO”, se ilustra la disposición de los postes en las respectivas zonas de Acandí-Chocó. Dado que el procedimiento es idéntico para cada área del proyecto, se ha optado por presentar únicamente los resultados de la zona norte de Acandí-Chocó en esta sección de “RESULTADOS Y ANÁLISIS”. Sin embargo, en la sección de “ANEXOS” al final de este documento, se puede encontrar un resumen de los resultados de las zonas sur y centro de Acandí-Chocó.

En este proyecto, la elección de conductores para la red de media tensión se basó en el criterio de PRODYM ESP S.A.S, optando por utilizar conductores AAAC debido a que la ubicación del proyecto se encuentra en una zona costera, y así mitigar los efectos de la corrosión ambiental. Se seleccionaron conductores de calibre 1/0 AWG y 2/0 AWG para las redes de media tensión. Para el cable de guarda en líneas de calibre 1/0 AWG AAAC, se utilizó un conductor super GX1/4, mientras que para el calibre 2/0 AWG AAAC, se empleó un cable de guarda super GX 3/8.

En relación con la baja tensión, se implementaron conductores Tríplex para los ramales de transformadores monofásicos y Cuádruplex para los ramales de transformadores trifásicos. La selección de estos conductores de baja tensión se realizó considerando la capacidad de carga del conductor, la regulación de voltaje y las pérdidas de potencia.

Para calcular la corriente que debe soportar el conductor de baja tensión, es necesario determinar la tensión de operación y la carga en el circuito, considerando el número de usuarios presentes. Según el criterio de la empresa PRODYM ESP S.A.S, la relación kVA/luminaria se establece en 0,08 kVA/lum, y los valores de kVA/usuario para electrificación rural y urbana se encuentran detallados en la TABLA XXII.

TABLA XXII
DEMANDA DIVERSIFICADA
ELECTRIFICACIÓN RURAL

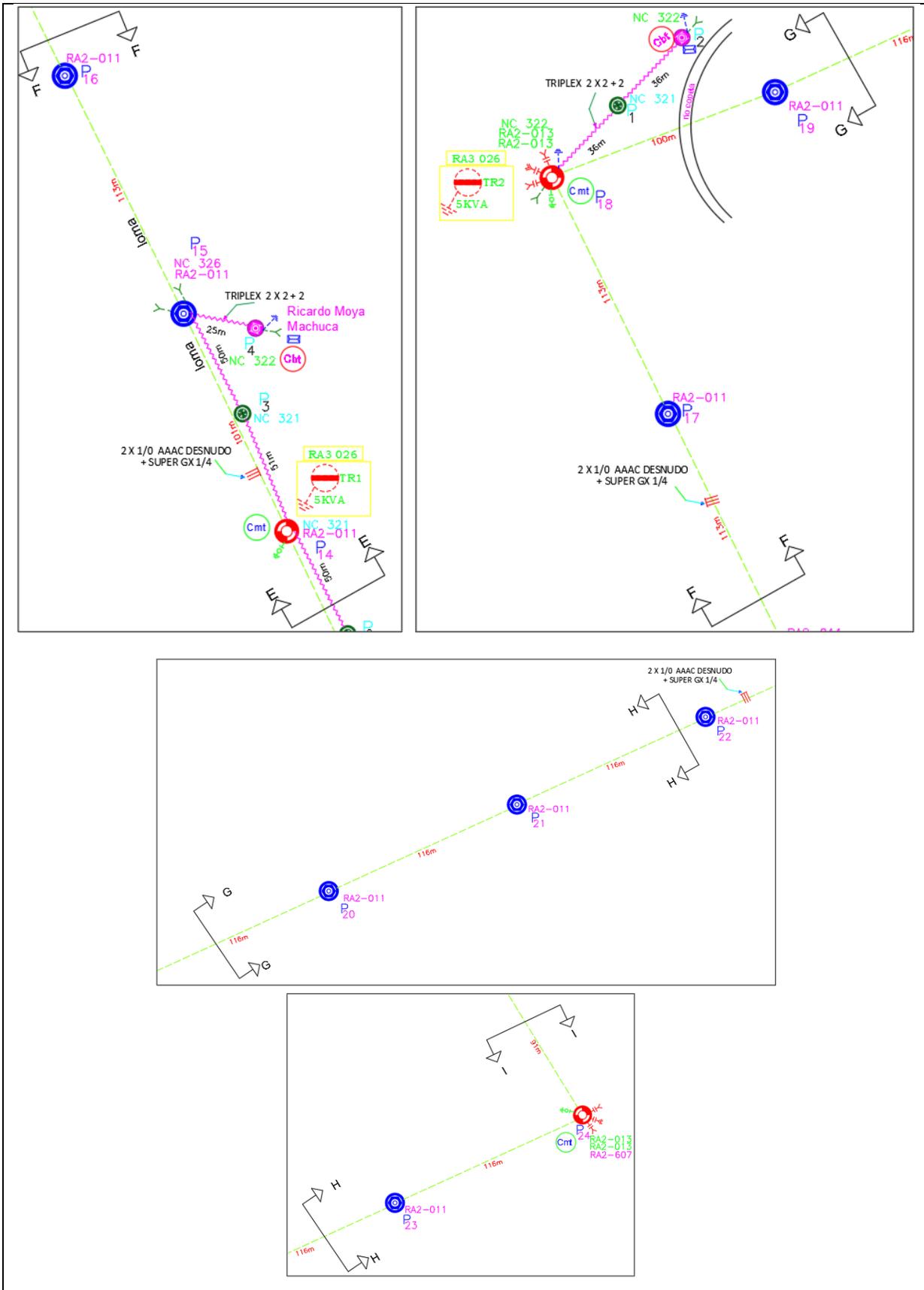
Usuarios	kVA/usuario	kVA total
----------	-------------	--------------

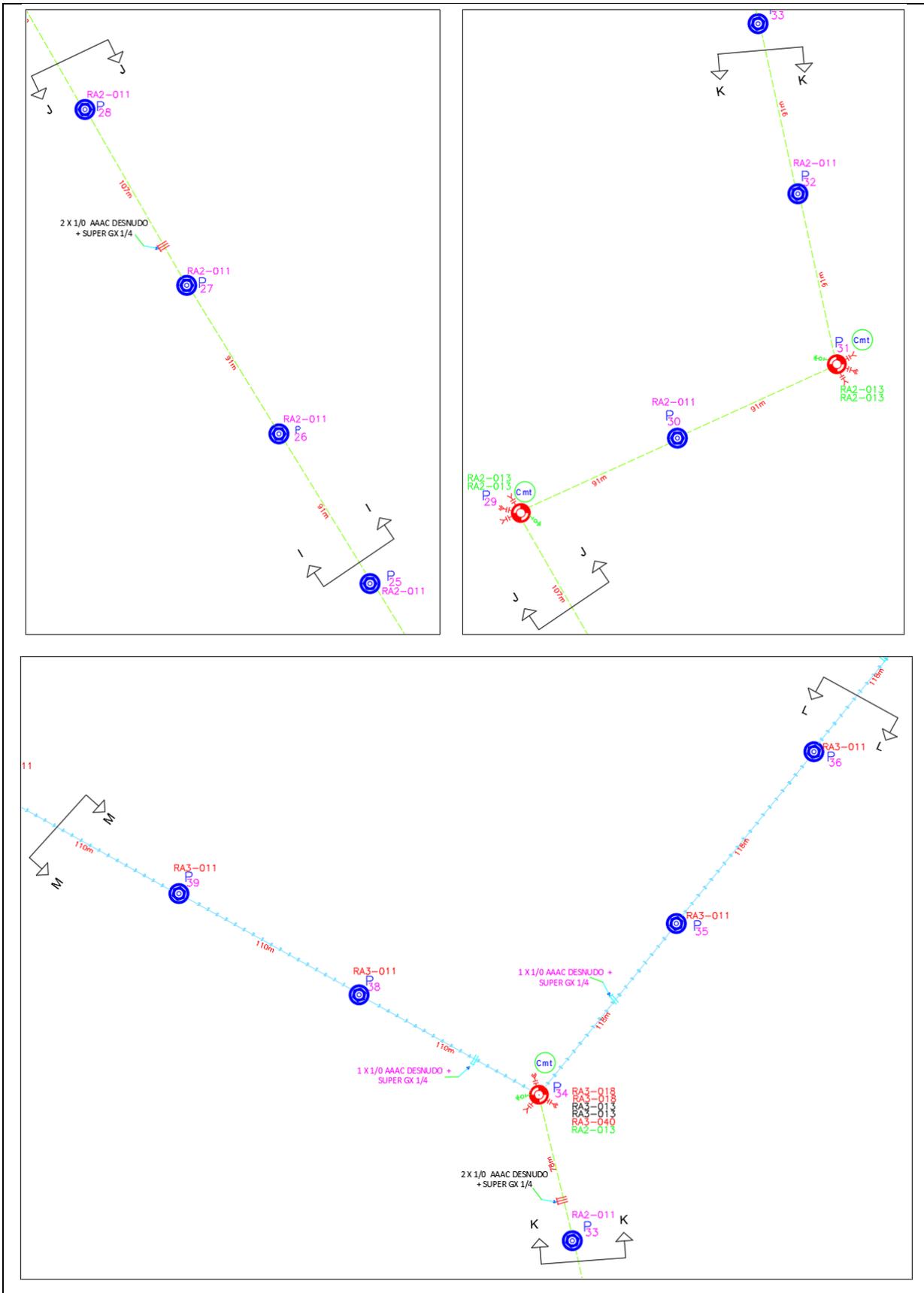
1	1,57	1,57
2	1,05	2,09
3	0,95	2,86
4	0,9	3,59
5	0,84	4,20
6	0,81	4,86
7	0,78	5,44
8	0,74	5,93
9	0,71	6,42
10	0,69	6,92
11	0,68	7,45
12	0,65	7,85
13	0,65	8,44
14	0,64	8,90
15	0,63	9,46
16	0,62	9,97
17	0,61	10,43
18	0,6	10,87
19	0,59	11,26
20	0,59	11,72

Nota: Tabla propia de la empresa PRODYM E.S.P S.A.S.

En la localidad de "La Posa" (zona norte), se cuenta con 5 usuarios clasificados en el estrato 1 a lo largo de la línea. Adicionalmente, se instalará una iluminaria en cada poste de las redes de baja tensión. Con esta información y la ubicación precisa de los usuarios, obtenida mediante el trabajo de campo, se procede a elaborar el plano correspondiente de dicha zona.

En la Fig. 13 se presenta el plano de la zona norte de Acandí-Chocó, destacando la ubicación de los postes y cimentaciones, junto con las estructuras correspondientes. Además, se visualiza la disposición de los transformadores y se señala la elección de los conductores





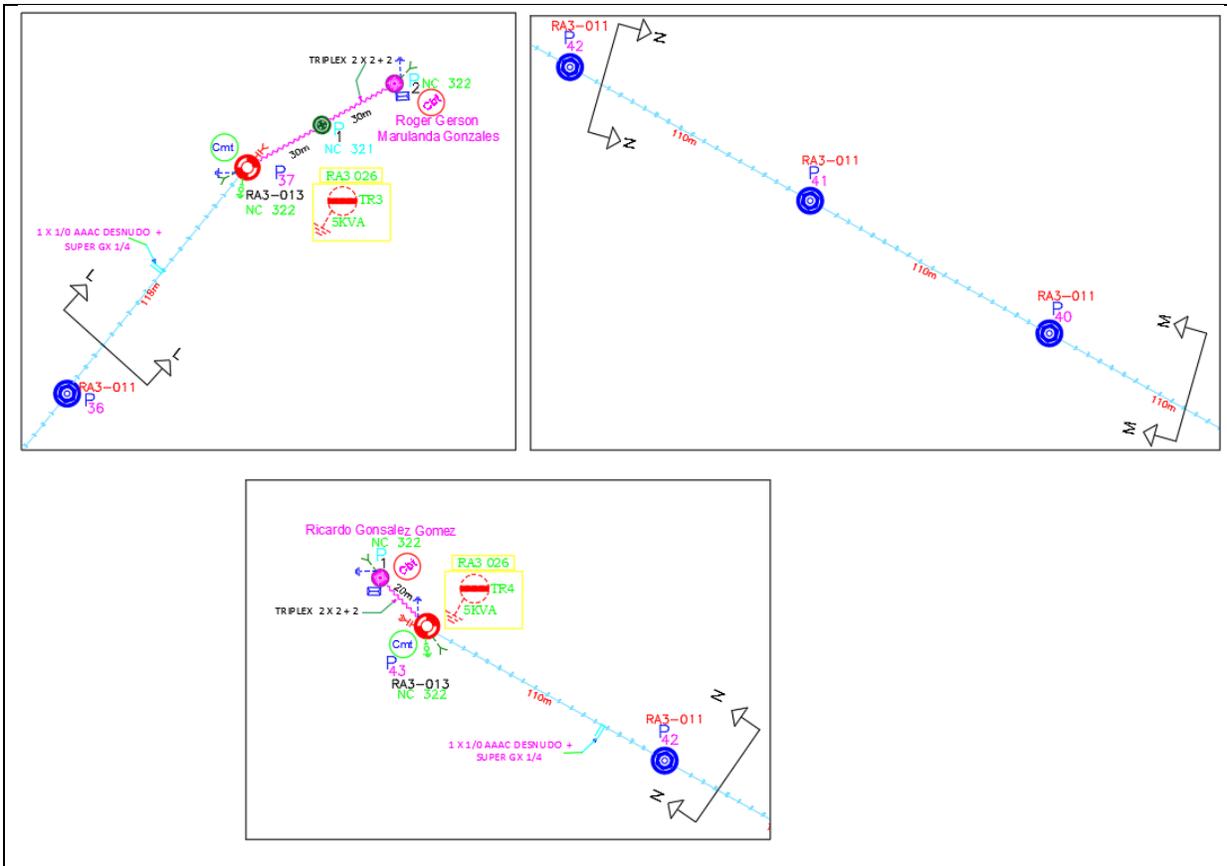


Fig. 13. Plano interconexión ramal “La posa”.

Para el transformador 1, localizado en el poste 14 como se puede observar en la Fig. 13, se cuenta con 2 usuarios, el señor Manuel Alejandro y Ricardo Moya. Esta red secundaria cuenta con 7 postes, y cada poste estará equipado con una luminaria. Tomando como referencia la TABLA XXII, se determina que, para 2 usuarios, la carga se establece en 1,05 kVA/usuario. Con estos datos, se procede a calcular la carga total del circuito mediante la aplicación de la ecuación 3.

Al sustituir los valores correspondientes en dicha ecuación, se obtiene que la carga total es la siguiente:

$$Carga\ total = 2 * 1,05 + 7 * 0,08 = 2,66\ kVA$$

Una vez determinada la carga, se procede a calcular la ampacidad del conductor mediante la Ley de Ohm y multiplicándola por un factor de 1,25. Esto se realiza para asegurar

que el conductor no esté dimensionado al límite de la corriente soportada, garantizando así un margen de seguridad adicional.

$$I = \frac{2,66 \text{ kVA}}{240 \text{ V}} * 1,25 = 13,85 \text{ A}$$

En consecuencia, el conductor debe ser capaz de soportar 13,85 A. Consultando la TABLA IV, se selecciona el calibre mínimo para redes secundarias, que es 2 AWG. Dado que el circuito es monofásico trifilar, se opta por un conductor Triplex de calibre 2 AWG (Triplex 2 x 2+2). Este procedimiento se aplica de manera idéntica para los transformadores restantes en la línea. La TABLA XXIII resume los resultados de los cálculos para los transformadores restantes.

TABLA XXIII
CÁLCULO DE CONDUCTORES EN RAMALES SECUNDARIOS

Trafo	Ubicación (# poste)	Usuarios	Luminaria	Carga total (kVA)	Corriente (A)	Conductor (AWG)
2	18	1	3	1,81	9,43	Triplex 2 x2 +2
3	37	1	3	1,81	9,43	Triplex 2 x2 +2
4	43	1	2	1,73	9,01	Triplex 2 x2 +2

Una vez confirmados los calibres de los conductores en baja tensión, se procede a realizar los cálculos de regulación y pérdidas en la red.

Para calcular la regulación de cada ramal de los transformadores, se aplican las ecuaciones 5 y 6, junto con las TABLA V y TABLA VII. Además, para el cálculo de las pérdidas, se utilizan las ecuaciones 1 y 2.

La Fig. 13 muestra que el transformador #1 cuenta con dos ramales: uno que parte del poste 14 y llega al poste 1, y otro que va del poste 14 al poste 4. Ambas trayectorias constan de 3 tramos. En la TABLA XXIV se detallan estas trayectorias junto con sus respectivos tramos, así como los resultados de regulación y pérdidas.

TABLA XXIV
CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS EN TRAYECTORIAS DEL TRANSFORMADOR #1

Trayectoria	Tramo	Longitud (m)	N° usuarios	kVA/totales tramo (incluidas las luminarias)	Momento (kVA/m)	%R Triplex 2	%P Triplex 2	kVA/Tramo
Bajante	0-14	5	2	2,7	13,3	0,048	0,05	0,001
	14-3	51	1	1,81	92,3	0,334	0,35	0,006
P14-P4	3-15	50	1	1,73	86,5	0,313	0,33	0,005
	15-4	25	1	1,65	41,3	0,149	0,16	0,003
P14-P1	14-2	50	1	1,81	90,5	0,328	0,35	0,006
	2-13	51	1	1,73	88,2	0,319	0,34	0,006
	13-1	15	1	1,65	24,8	0,09	0,1	0,002

Como se evidencia en la TABLA XXIV, la regulación total del tramo P14-P4 (suma de la regulación de cada tramo de la trayectoria, sin contar el bajante) es de 0,796%, mientras que la regulación total del tramo P14-P1 es de 0,737%. Ambas cifras se sitúan considerablemente por debajo del límite permitido del 5%, cumpliendo satisfactoriamente con ambos tramos. Por otro lado, las pérdidas totales se calculan utilizando la ecuación 30.

$$\%Pérdidas = \frac{\sum_{tramo=1}^n \frac{kVA}{tramo}}{(carga\ total)*FP} \quad (30)$$

Remplazando los valores en la ecuación 30 tenemos lo siguiente:

$$\%Pérdidas = \frac{0,029}{(2,7)*0,95} * 100 = 1,13\%$$

Las pérdidas del circuito se sitúan en el 1,13%, una cifra inferior al límite del 3%. Esto confirma la idoneidad del conductor Triplex 2 AWG para el circuito. Considerando que la carga total a alimentar es de 2,7 kVA, en consecuencia, se opta por un transformador con capacidad superior a la demandada y que esté disponible comercialmente; por tanto, la elección del transformador recae en uno de 5 kVA.

La TABLA XXV muestra el resultado para el resto de transformadores de la red.

TABLA XXV
CÁLCULOS DE REGULACIÓN Y PÉRDIDAS PARA EL RESTO DE TRANSFORMADORES DE LA RED

Transfo rmador	Trayect oria	Tramo	Long itud (m)	N° usua rios	N° lumin arias	kVA/t otales tramo	Moment o (kVA/m)	%R Triple x 2	%P Trip lex 2	kVA/ Tramo	% Regulac ión máxima	% Pérdid as totales	Capac idad trafo (kVA)
#2	Bajante P18-P2	0-18	5	1	3	1,8	9,1	0,033	0,04	0,001	0,44%	1,05%	5
		18-1	36	1	2	1,73	62,3	0,225	0,24	0,004			
		1-2	36	1	1	1,65	59,4	0,215	0,23	0,004			
#3	Bajante P37-P2	37	5	1	3	1,8	9,1	0,033	0,04	0,001	0,37%	0,41%	5
		37-1	30	1	2	1,73	51,9	0,188	0,2	0,003			
		1-2	30	1	1	1,65	49,5	0,179	0,19	0,003			
#4	Bajante P43-P1	0-43	5	1	2	1,7	8,7	0,031	0,03	0,001	0,12%	0,18%	5
		43-1	20	1	1	1,65	33	0,119	0,13	0,002			

Como se puede apreciar en la TABLA XXV, los porcentajes de regulación máxima y pérdidas totales para cada circuito cumplen con las especificaciones, ya que se encuentran por debajo de los límites permitidos según la normativa vigente.

Para la selección del bajante en este caso, se consultó la TABLA XVI. Según la capacidad de los transformadores de 5 kVA monofásicos, se determina que el bajante recomendado es un cable de cobre 6 AWG monopolar, aislado con XLPE a 600V y con una temperatura de operación de 90°C (2x6 AWG + 1x8 AWG), instalado en ducto.

En cuanto al fusible, como este protegerá antes del primario del transformador, se opta por un fusible tipo H.

Las líneas de 13,2 kV y circuitos primarios deben ser protegidas contra sobretensiones y sobrecorrientes. Para este caso, el seccionamiento es con fusible y se calcula como se muestra en la ecuación 31, tomando como potencia la carga instalada (este procedimiento es el mismo para cada transformador de esta zona, puesto que poseen las mismas condiciones).

$$I_{fus} = \frac{S_{1\phi}}{V_{ll}} \text{ para monofásicos}; I_{fus} = \frac{S_{1\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{ll}} \text{ para trifásicos} \quad (31)$$

Como los ramales son monofásicos trifilares, la corriente del fusible es la siguiente:

$$I_{fus} = \frac{5 \text{ kVA}}{13,2 \text{ kV}} = 0,3788 \text{ A}$$

Según la norma de EPM RA8-005, se recomienda multiplicar el valor anterior por un factor entre 1,25 y 1,4.

$$I_{fus} = 0,3788 * 1,4 = 0,53 \text{ A}$$

En este caso, dado que el fusible no debe soportar una corriente inferior al fusible utilizado en el transformador, se emplea un fusible tipo K. Según lo indicado en la TABLA XIV, para esta situación, se implementa un fusible principal 1H con respaldo 8K de 1 A. Este último cumple con el tiempo de aclaración del fusible principal, el cual es menor al 75% del fusible de respaldo. Todo esto se realiza con el fin de garantizar la selectividad, es decir, que solo quede sin energía la zona con falla.

Ya teniendo los anteriores cálculos, se procede a realizar la coordinación de aislamiento. La TABLA XXVI muestra la coordinación de aislamiento en media tensión siguiendo los lineamientos descritos en la sección de "METODOLOGÍA".

TABLA XXVI
COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN MEDIA TENSIÓN

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO		Notas aclaratorias
Tensión de servicio [kV] (Ur)	13,2	Tensión más elevada de una red: valor máximo de la tensión que se presenta en un instante y en un punto cualquiera de la red en condiciones de funcionamiento normales.

Régimen de conexión del neutro	2	ver TABLA IX
Máxima tensión de operación [kV] (U_m)	36	Tensión más elevada para el equipo (U_m): valor eficaz máximo de la tensión entre fases para el cual está especificado el equipo en relación a su aislamiento, así como a algunas otras características que están provisionalmente conectadas a esta tensión en las normas propuestas para cada equipo. Ver TABLA VIII.
altura sobre el nivel del mar [msnm]	0	A orillas del mar Caribe.
Tensión continua de operación fase tierra [kV]	21	$U_m / \sqrt{3}$
Valor pico de la tensión continua de operación fase tierra [kVp]	29	Tensión continua de operación fase tierra ($U_s * \sqrt{2} / \sqrt{3}$)
Nivel de protección ante impulso de maniobra del DPS (U_{ps})	38	Es la tensión que puede tener su origen en fallas, en operaciones de maniobra tales como pérdida de carga. Ver TABLA XI.
Nivel de protección ante impulso atmosférico del DPS (U_{pl})	95	Nivel de protección ante impulso atmosférico de los dispositivos de protección contra sobretensiones DPS. Ver TABLA XI.
A	900	Factor que describe el rendimiento ante rayos de las líneas conectadas a la subestación. Ver TABLA X
Tasa observada de fallas [Fallas/100 km -año]	6,00	Tasa de fallas en las líneas para diseño. Corresponde al primer kilómetro a la salida de la subestación (obtenida de datos históricos).
Longitud del tramo [m] (L_{sp})	106	Longitud media del vano de las redes asociadas al equipo (Para cada transformador). Ver TABLA XXVIII.
Tasa tolerable de falla (Fallas/100 km -año)	3,00	Para evaluar el comportamiento ante descargas eléctricas atmosféricas. Estos valores se definieron en la guía metodológica GT-04, en donde el nivel 3 presenta 15 fallas-año.
n	2,00	Número de líneas conectadas al equipo.
L aislamiento interno	3,00	$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ (ver Fig. 7 y Fig. 8)
L aislamiento externo	5,00	$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$ (ver Fig. 7 y Fig. 8)
Determinación de las sobretensiones representativas		
Sobretensión por falla fase - tierra (U_{rp})	10	$(U_m * \text{Factor de neutro}) / \sqrt{3}$
Sobretensión temporal representativa fase-tierra (U_{rp})	10	
Determinación de las tensiones de coordinación		
K_c	1	Factor de coordinación determinístico generalmente 1 en IEC 60071-2
Tensión temporal de coordinación eléctrica fase-tierra (U_{cw})	10	$k_c * U_{rp}$

La	500	longitud de la línea aérea que da lugar a una tasa de fallas igual a tasa tolerable [m]. (Tasa tolerable de falla/100) / (Tasa observada de falla/100000).
Tensión de frente rápido de coordinación eléctrica aislamiento interno (Ucw)	97	Ecuación 8.
Tensión de frente rápido de coordinación eléctrica aislamiento externo (Ucw)	99	Ecuación 9.
Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas		
m para sobretensiones temporales	1	Según la norma IEC 721-2-3.
m para sobretensiones de frente rápido	1	Según la norma IEC 721-2-3.
Ka para sobretensiones temporales	1,00	Ver ecuación 13. (H=0).
Ka para sobretensiones de frente rápido	1,00	Ver ecuación 13. (H=0).
Ks aislamiento interno	1,15	Sección 6.3.5 de la norma IEC 60071- 2: 2018.
Ks aislamiento externo	1,05	Sección 6.3.5 de la norma IEC 60071- 2: 2018.
Aislamiento interno (Sobretensiones temporales)	11	$Ks(\text{interno}) * Kc * U_{rp}$.
Aislamiento externo (Sobretensiones temporales)	10	$Ks(\text{externo}) * Kc * Ka * U_{rp}$.
Aislamiento interno (Sobretensiones frente rápido)	112	$U_{cw}(\text{interno}) * Ks(\text{interno})$
Aislamiento externo (Sobretensiones frente rápido)	104	$U_{cw}(\text{externo}) * Ks(\text{externo})$

Los datos anteriores corresponden a los transformadores alimentados a 13,2 kV. Para los transformadores alimentados a 7,6 kV (2 transformadores al final de la línea), se sigue el mismo procedimiento, y se obtiene el mismo nivel de aislamiento. En la Fig. 14 se presenta el diagrama unifilar de la red con la elección de los Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS) según los datos calculados en la TABLA XXVI, al igual que los fusibles y conductores previamente determinados para el proyecto.

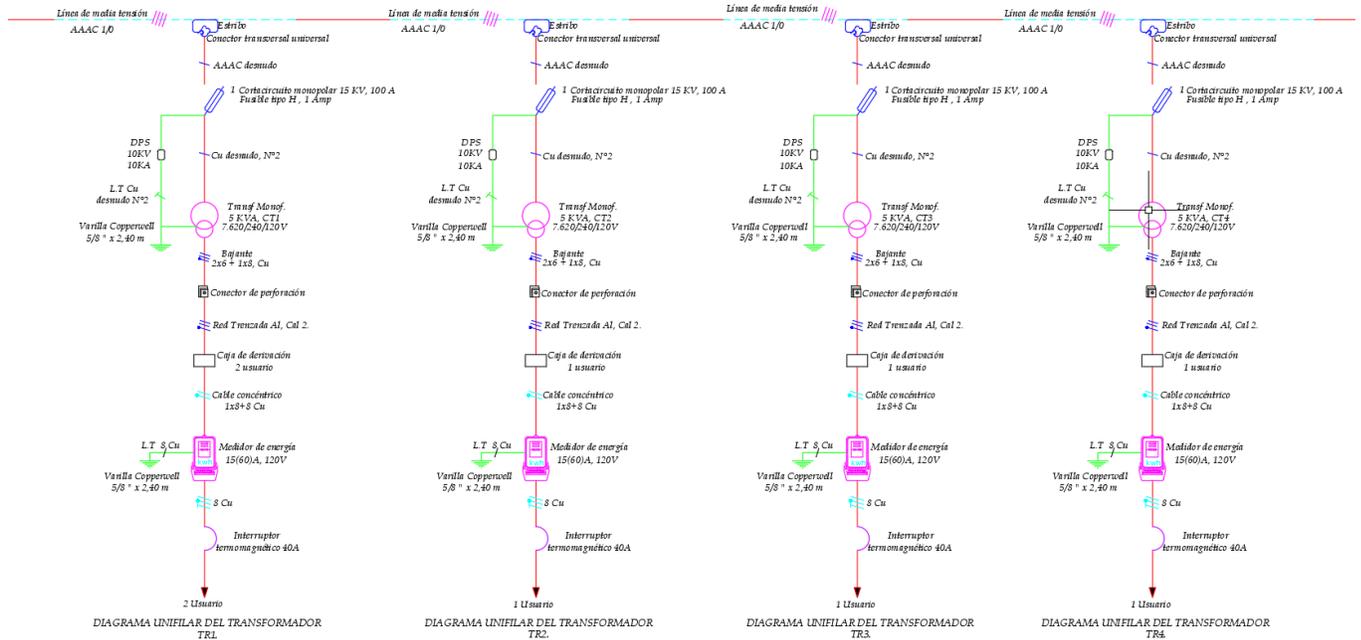


Fig. 14. Diagrama unifilar de zona norte de Acandí-Chocó, corregimiento “La posa”.

Con esta información, se inician los cálculos mecánicos de la red, siguiendo las directrices establecidas en la sección de " PROCEDIMIENTO, ESTUDIO, ANÁLISIS Y CRITERIOS DE APOYO AL PROYECTO ". Dado que en la zona "La Posa" los conductores primarios son AAAC 1/0, se utilizan los datos mecánicos correspondientes a este tipo de conductor, extraídos de la TABLA XVIII y TABLA XIX. La TABLA XXVII presenta un resumen de los datos más relevantes para realizar los cálculos.

TABLA XXVII
DATOS MECÁNICOS CONDUCTOR AAAC 1/0

Diámetro:	10,11 mm
Área del aluminio:	62,44 mm ²
Área del conductor:	62,44 mm ²

Relación de áreas aluminio/acero:	N/A
Esfuerzo de rotura:	1940 kg
Peso: (P)	514,20 kg/km
Módulo de Elasticidad: (E)	6300 kg/mm ²
Coefficiente dilatación lineal: (α al)	23 * $\frac{10^{-6}}{^{\circ}C}$
Peso por unidad de longitud por unidad de área: (W)	0,0027 kg/mt/mm ²

Con los datos mecánicos previos, se verifica el coeficiente de dilatación lineal del cable, según se muestra en la TABLA XIX, mediante la ecuación 17. El resultado del coeficiente de dilatación es el siguiente:

$$\alpha = 23 * \frac{10^{-6}}{^{\circ}C}$$

Ahora, se lleva a cabo el cálculo del vano ideal regulador, tomando en consideración las distancias de todos los vanos en la red. En la TABLA XXVIII se presentan las distancias de los vanos correspondientes a la red de la zona norte de Acandí-Chocó.

TABLA XXVIII
DISTANCIA DE VANOS M.T Y B.T LÍNEA INTERCONEXIÓN ZONA NORTE ACANDÍ-CHOCÓ

VANOS DE M.T	VANOS DE B.T
--------------	--------------

TRAMO	DISTANCIA	DISTANCIA ^ (3)	TRAMO	DISTANCIA	DISTANCIA ^ (3)
1-2	117	1.601.613 m ³	14-1	51,0 m	132.651 m ³
2-3	117	1.601.613 m ³	1-15	50,0 m	125.000 m ³
3-4	117	1.601.613 m ³	15-2	25,0 m	15.625 m ³
4-5	109	1.295.029 m ³	14-3	50,0 m	125.000 m ³
5-6	109	1.295.029 m ³	3-13	51,0 m	132.651 m ³
6-7	109	1.295.029 m ³	13-4	15,0 m	3.375 m ³
7-8	109	1.295.029 m ³	18-1	36,0 m	46.656 m ³
8-9	109	1.295.029 m ³	1-2	36,0 m	46.656 m ³
9-10	100	1.000.000 m ³	37-1	30,0 m	27.000 m ³
10-11	100	1.000.000 m ³	1-2	30,0 m	27.000 m ³
11-12	100	1.000.000 m ³	43-1	20,0 m	8.000 m ³

12-13	100	1.000.000 m³
13-14	101	1.030.301 m³
14-15	101	1.030.301 m³
15-16	113	1.442.897 m³
16-17	113	1.442.897 m³
17-18	113	1.442.897 m³
18-19	100	1.000.000 m³
19-20	116	1.560.896 m³
20-21	116	1.560.896 m³
21-22	116	1.560.896 m³
22-23	116	1.560.896 m³
23-24	116	1.560.896 m³

24-25	91	753.571 m ³
25-26	91	753.571 m ³
26-27	91	753.571 m ³
27-28	107	1.225.043 m ³
28-29	107	1.225.043 m ³
29-30	91	753.571 m ³
30-31	91	753.571 m ³
31-32	91	753.571 m ³
32-33	91	753.571 m ³
33-34	78	474.552 m ³
34-35	118	1.643.032 m ³
35-36	118	1.643.032 m ³

36-37	118	1.643.032 m³
<hr/>		
34-38	110	1.331.000 m³
<hr/>		
38-39	110	1.331.000 m³
<hr/>		
39-40	110	1.331.000 m³
<hr/>		
40-41	110	1.331.000 m³
<hr/>		
41-42	110	1.331.000 m³
<hr/>		
42-43	110	1.331.000 m³
<hr/>		
1-2	87	658.503 m³
<hr/>		
2-3	87	658.503 m³
<hr/>		
3-4	87	658.503 m³
<hr/>		
4-5	115	1.520.875 m³
<hr/>		
5-6	115	1.520.875 m³
<hr/>		

6-7	101	1.030.301 m³			
<hr/>					
7-8	101	1.030.301 m³			
<hr/>					
8-9	101	1.030.301 m³			
<hr/>					
9-10	81	531.441 m³			
<hr/>					
TOTAL	5335,0 m	60228091 m³	TOTAL	394,0 m	689614 m³

Con base en la información previa, aplicamos la ecuación 18 y obtenemos que la distancia del vano regulador de media tensión es:

$$ar = 106,3 \text{ m}$$

En cuanto a la distancia del vano regulador de baja tensión, se establece en:

$$ar = 41,8 \text{ m}$$

A continuación, se realiza el cálculo de la flecha sin viento mediante las ecuaciones 19 y 20, utilizando los siguientes parámetros para el proyecto:

$$a_{max} = 118 \text{ m}$$

$$h = 3772,9 \text{ m}$$

$$T = 1940 \text{ kg}$$

$$p = 0,51 \text{ kg/m}$$

Posteriormente, la flecha calculada es $f1 = 0,5 \text{ m}$ o $f2 = 0,5 \text{ m}$; al coincidir ambos valores, la flecha resultante es de $0,5 \text{ m}$.

Ahora, procedemos al cálculo de la tracción máxima en los cables de los conductores y los cables de tierra mediante la ecuación 21, obteniendo el siguiente resultado:

$$TC = 776 \text{ kg}$$

Luego, aplicando la ecuación 22 para determinar la tracción máxima permitida del cable de tierra, se obtiene lo siguiente:

$$tc = 12,4 \text{ kg/mm}^2$$

Para determinar la presión del viento y calcular la carga unitaria del conductor debido a la acción del viento, es necesario calcular la velocidad máxima del viento mediante la ecuación 25, obteniendo un valor de $V_{max} = 99 \text{ km/h}$, considerando que la velocidad del viento en la región del Chocó es de 60 km/h .

Con este dato, se aplica la ecuación 24 para determinar la presión del viento, resultando en:

$$PV = 41,2 \text{ kg/m}^2$$

Posteriormente, se calcula la carga unitaria del viento mediante la ecuación 23, dando como resultado:

$$pv = 0,42 \text{ kg/m}$$

Con estos valores, se procede al cálculo del peso unitario del conductor mediante la ecuación 26, obteniendo un peso unitario de:

$$pt = 0,66 \text{ kg/m}$$

Asimismo, se calcula el ángulo de oscilación del conductor aplicando la ecuación 27, resultando en:

$$\beta = 38,99^\circ$$

Por otro lado, para el cálculo de la separación entre los conductores, se usa la ecuación 28 y la TABLA XX, junto con los siguientes parámetros:

$$K1 = 0,55$$

$$f = 0,5 \text{ m}$$

$$L = 0,3 \text{ m}$$

$$VL = 13,2 \text{ kV}$$

Dando como resultado una separación de los conductores de:

$$Dc = 0,57 \text{ m}$$

La distancia que se usará en esta zona es de 0,95 m.

Para el cálculo de la separación entre los conductores y el terreno, se aplica la ecuación 29 y se verifica con la TABLA XXI, obteniendo el siguiente valor:

$$Dt = 5,6 \text{ m}$$

Al verificar las distancias "d" y "d1" y considerando el nivel de tensión de 13.2 kV, es imperativo asegurar una distancia mínima de 5,6 metros.

En cuanto al cálculo de la separación real entre los conductores y el terreno, es fundamental tener en cuenta la longitud de enterramiento del poste. Este debe ser empotrado a una profundidad equivalente a 60 cm más el 10% de la longitud del poste, garantizando que no presente riesgo de volcamiento. La sección transversal que indica esta distancia debe ser marcada por el fabricante con pintura permanente, conforme a lo establecido en el numeral 17.15 del RETIE y el numeral 4.6 de la Norma NTC-1329.

Las excavaciones destinadas para hincar la postería deben ser circulares, con un diámetro uniforme y, como mínimo, 30 cm mayor al diámetro de la base del poste. Además, su ubicación debe ser contigua al sardinel de los andenes para cumplir con las distancias de seguridad.

Una vez completados estos cálculos, se procede a determinar el tipo de poste que debería implementarse en una posición específica, evaluando las fuerzas que actúan sobre ellos, ya sea en retención, suspensión u otro tipo de poste según las condiciones. Posteriormente, se realiza el cálculo de la catenaria, seguido por el cálculo de los esfuerzos transversales. Estos últimos son las fuerzas adicionales generadas por el viento en el conductor, aisladores, crucetas y otros elementos. De esta manera, se obtienen todos los cálculos mecánicos esenciales del proyecto para verificar si se encuentran dentro de los rangos aceptables según las normativas, y en caso contrario, se realizan los ajustes necesarios.

En relación con el diseño del Sistema de Puesta a Tierra (SPT), se sigue el proceso detallado en la guía GM-04 de EPM, conforme a lo señalado en la sección de " PROCEDIMIENTO, ESTUDIO, ANÁLISIS Y CRITERIOS DE APOYO AL PROYECTO ". Este enfoque garantiza la implementación de prácticas y normativas específicas para asegurar la eficacia y seguridad del sistema de puesta a tierra.

Una vez completado el diseño del proyecto, se procede a la elaboración de las cantidades de obra. En la TABLA XXIX se presentan detalladamente las cantidades de obra correspondientes a la zona norte del proyecto.

TABLA XXIX

CANTIDADES DE OBRA DEL PROYECTO ZONA NORTE CORREGIMEINTO "LA POSA"

CANTIDADES DE OBRA			
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANTIDAD
LA POSA			

MEDIA TENSIÓN

APOYOS Y CIMENTACIONES MT			
1	Poste de Fibra de 12 metros/510kgF	UND	32,0
2	Poste de Fibra de 12 metros/750kgF	UND	10,0
3	Cimentación de Media Tensión	UND	10,0
ESTRUCTURAS MT 13,2 KV			
1	RA2-013	UND	10,0
2	RA2-011	UND	26,0
3	RA2-014	UND	2,0
ESTRUCTURAS MT 7,62 KV			
1	RA3-011	UND	7,0
2	RA3-013	UND	4,0
CONDUCTORES MT			
1	Cable 2x1/0 AAAC desnudo + super GX 1/4	ML	3.446,0
2	Cable 1x1/0 AAAC desnudo + super GX 1/4	ML	1.014,0
1	Templete doble de Media Tensión	UND	23,0
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA PARA 13,2 KV			
1	RA2-607	UND	1,0
ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA PARA 7,62 KV			
1	RA3-040	UND	1,0
2	RA3-018	UND	2,0
PUESTAS A TIERRA MT			
1	Puesta a tierra cable de guarda	UND	11,0
2	Puesta a tierra de Transformadores	UND	4,0
BAJA TENSIÓN			
APOYOS Y CIMENTACIONES BT			
1	Poste de Fibra de 8 metros/510kgF	UND	4,0
2	Poste de Fibra de 8 metros/750kgF	UND	5,0

3	Cimentación de Baja Tensión	UND	5,0
ESTRUCTURAS DE BT			
1	NC 321	UND	5,0
2	NC 322	UND	8,0
3	NC 326	UND	2,0
CONDUCTORES DE BT			
1	Cable Triplex 2x2+2	ML	394,0
RETENIDAS DE BT DE BT			
1	Templete de Baja Tensión	UND	12,0
PUESTA A TIERRA DE BT			
1	Puesta a tierra de Baja Tensión	UND	8,0
ACOMETIDAS DOMICILIARIAS			
1	Acometida monofásica bifilar	UND	4,0
2	Acometida monofásica trifilar	UND	1,0
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN			
1	Transformador monofásico de 5KVA con relación 7620/240/120 V	UND	2,0
2	Transformador monofásico de 5KVA con relación 13200/240/120 V	UND	2,0
ESTRUCTURAS PARA MONTAJE DE TRANSFORMADORES			
1	RA3-026	UND	4,0

Finalmente, teniendo las cantidades de obra, se procede a realizar el presupuesto del proyecto con los proveedores que se tengan. Este paso es crucial para determinar los costos asociados a la implementación del proyecto, considerando los insumos necesarios, la mano de obra requerida y cualquier otro gasto relacionado. La selección cuidadosa de proveedores contribuye significativamente a la viabilidad económica y eficiencia del proyecto. Se evalúan las ofertas disponibles, se comparan los precios y se considera la calidad de los materiales y servicios ofrecidos por cada proveedor.

VII. CONCLUSIONES

Con base en la información de carga y ubicación de usuarios, se diseña la red de distribución, estableciendo la ubicación de postes, transformadores y conductores.

Cuando el neutro está conectado directamente a tierra, es imperativo que el diseño de los aisladores se enfoque en la máxima tensión del sistema fase a tierra. La distancia de fuga emerge como un elemento esencial en la especificación de estos aisladores, desempeñando un papel crucial para garantizar un rendimiento óptimo del sistema de aislamiento.

La tensión máxima soportada por el aislador (V_r) se establece como $V_{ln} * 1,1$. Este valor crítico debe ser considerado en el diseño para garantizar la eficacia del aislamiento.

Es esencial llevar a cabo un análisis exhaustivo de las fuerzas que actúan sobre los postes en la red de distribución. Este análisis abarca tanto el peso propio de los conductores como la tensión adicional generada por las condiciones de viento en la región. El objetivo primordial de este proceso es garantizar la estabilidad y la seguridad de la infraestructura, asegurando que los postes estén dimensionados y ubicados de manera adecuada para resistir todas las fuerzas externas que puedan afectar la integridad del sistema.

Se eligen fusibles y dispositivos de protección contra sobretensiones adecuados para garantizar la seguridad y la selectividad del sistema.

Los resultados obtenidos, como la regulación, pérdidas y características mecánicas, cumplen con los estándares y normativas establecidas, garantizando un diseño eficiente y seguro del sistema de distribución.

REFERENCIAS

- [1] «Ministerio de Minas y Energía GM. Energía Eléctrica.». <https://www.minenergia.gov.co/retie> (accedido ago. 19, 2023).
- [2] «IPSE – Energía que nos Conecta». <https://ipse.gov.co/> (accedido ago. 13, 2023).
- [3] «EPM. Normas técnicas de energía». <https://bit.ly/47GMTJK>. (Accedido ago. 21, 2023).
- [4] ESSA, «GM-03 Guía Metodológica: coordinación de aislamiento para redes de distribución.».
- [5] EBSA, «Normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica (2014)». <https://bit.ly/3vEYRXI>. (Accedido ago. 30, 2023).
- [6] «Ministerio de Minas y Energías. (2003)». LEY 855. LEY 855 DE 2003. <https://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1669722>. (accedido ago.7, 2023).
- [7] «Departamento Nacional de Planeación. (2019)». Metodología General Ajustada-MGA. (accedido sep. 1, 2023)
- [8] Alcaldía de Acandí-Chocó, «Ampliación de la cobertura energética mediante la interconexión de la cabecera municipal con el área rural (Furutungo, Playona, Chugandí, Triganá, San Francisco, Pescadito, Chidima, Tibirre, Tamanaco y Titiza), en el municipio de Acandí, Chocó (2019)». (accedido sep. 1, 2023).
- [9] S. Ramírez, Redes de Distribución de energía, Manizales. Librería del ingeniero, 2004.
- [10] DANE «Proyecciones de población». <https://bit.ly/3TZjJCG>. (Accedido dic. 15, 2023).
- [11] ESSA, «GM-02 GUIA METODOLOGICA CALCULO DE PERDIDAS DE ENERGIA».
- [12] S. Ramírez, REDES DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA, Manizales. Librería del ingeniero, 1993.
- [13] CENS, «CNS-NT-03 CAPÍTULO 3 REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN CENS NORMA TÉCNICA - CNS-NT-03»
- [14] International Electrotechnical Commission., «Insulation co-ordination. IEC 60071-1»
- [15] IEEE «Guide for the Application of metal-oxide surge arrester for alternating-current systems IEEE C62.22-2009».
- [16] Insulation co-ordination. IEC 60071-2 International Electrotechnical Commission. 2018
- [17] Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles. IEC 60815-1. 2018.
- [18] IEEE «Guide for the application of insulation coordination. IEEE Std 1313.2-1999».
- [19] EPM «Norma Técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución. EPM-UCET-

NYL-NT-14.2019».

- [20] CENS Grupo EPM > Home. <https://bit.ly/3O9yYVE>. (Accedido ene. 3, 2024).
- [21] ESSA, «NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN».
- [22] ESSA, «GM-012 Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos».
- [23] ICEL «Normas para el diseño y construcción de sistemas de subtransmisión y distribución: volumen IV normas para construcción redes primarias y secundarias / Instituto Colombiano de Energía Eléctrica».
- [24] ESSA, «ANEXO A: Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del grupo EPM».
- [25] Ministerio de Minas y Energía (2008), «Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE».

ANEXOS

RESUMEN DEL CÁLCULO DE REDES SECUNDARIAS ZONA CENTRO DE ACANDÍ-CHOCÓ														
ITEM	TABLA N°	CIRCUITO N°	USUARIOS		N° DE LUMIN	KVA ADICION	CARGA TOTAL	TRANSFORMADOR				% REGUL	% PERDIDAS	CONDUCTOR
			CANT	ESTRATO				TIPO	VOLT PRIM	KVA	% CARG			
1	1	TR1	1	1	1	0	1,70	1Φ	7,6 KV	5	34,00%	0,03%	0,03%	TRIPLEX 2
2	2	TR2	4	1	17	0	5,00	1Φ	7,6 KV	10	50,00%	2,12%	1,43%	TRIPLEX 2

RESUMEN DEL CÁLCULO DE REDES SECUNDARIAS ZONA SUR DE ACANDÍ-CHOCÓ																
ITEM	TABLA N°	CIRCUITO N°	USUARIOS		N° DE LUMIN	KVA ADICION	CARGA TOTAL	TRANSFORMADOR				% REGUL	% PERDIDAS	LOCALIZACIÓN	CONDUCTOR	
			CANT	ESTRATO				TIPO	VOLT PRIM	KVA	% CARG					
1	1	TR1	2	1	6	0	2,58	1Φ	7,6 KV	5	51,60%	0,63%	0,75%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
2	2	TR2	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,30%	0,33%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
3	3	TR3	3	1	5	0	3,30	1Φ	7,6 KV	5	66,00%	0,63%	0,51%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
4	4	TR4	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,14%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
5	5	TR5	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,14%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
6	6	TR6	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,14%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
7	7	TR7	3	1	4	0	3,22	1Φ	7,6 KV	5	64,40%	0,14%	0,19%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
8	8	TR8	2	1	11	0	2,98	1Φ	7,6 KV	5	59,60%	2,00%	1,23%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
9	9	TR9	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,17%	0,19%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
10	10	TR10	1	1	5	0	2,00	1Φ	7,6 KV	5	40,00%	0,85%	0,74%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
11	11	TR11	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,11%	0,14%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
12	12	TR12	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,14%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
13	13	TR13	2	1	4	0	2,42	1Φ	7,6 KV	5	48,40%	0,30%	0,32%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
14	14	TR14	2	1	5	0	2,50	1Φ	7,6 KV	5	50,00%	0,95%	0,76%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
15	15	TR15	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,14%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
16	16	TR16	2	1	7	0	2,66	1Φ	7,6 KV	5	53,20%	0,84%	0,65%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
17	17	TR17	3	1	5	0	3,30	1Φ	7,6 KV	5	66,00%	0,40%	0,46%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
18	18	TR18	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,60%	0,54%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
19	19	TR19	3	1	9	0	3,62	1Φ	7,6 KV	5	72,40%	0,57%	0,77%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
20	20	TR20	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,15%	TR91	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
21	21	TR21	1	1	6	0	2,08	1Φ	7,6 KV	5	41,60%	1,05%	0,87%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
22	22	TR22	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,26%	0,27%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
23	23	TR23	2	1	3	5	7,34	1Φ	7,6 KV	10	73,40%	0,36%	0,11%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
24	24	TR24	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,18%	0,20%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
25	25	TR25	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,09%	0,12%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
26	26	TR26	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,28%	0,29%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
27	27	TR27	2	1	3	0	2,34	1Φ	7,6 KV	5	46,80%	0,45%	0,48%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
28	28	TR28	2	1	8	0	2,74	1Φ	7,6 KV	5	54,80%	1,91%	1,65%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
29	29	TR29	4	1	17	3	7,96	1Φ	7,6 KV	10	79,60%	2,77%	1,29%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
30	30	TR30	2	1	8	0	2,74	1Φ	7,6 KV	5	54,80%	0,92%	1,09%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
31	31	TR31	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,28%	0,29%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
32	32	TR32	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,13%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
33	33	TR33	3	1	6	0	3,38	1Φ	7,6 KV	5	67,60%	0,57%	0,53%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
34	34	TR34	2	1	2	0	2,26	1Φ	7,6 KV	5	45,20%	0,16%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
35	35	TR35	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,23%	0,25%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
36	36	TR36	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,21%	0,24%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
37	37	TR37	2	1	3	0	2,34	1Φ	7,6 KV	5	46,80%	0,19%	0,23%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
38	38	TR38	2	1	3	0	2,34	1Φ	7,6 KV	5	46,80%	0,09%	0,14%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
39	39	TR39	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,13%	0,15%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
40	40	TR40	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,43%	0,42%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
41	41	TR41	3	1	5	0	3,30	1Φ	7,6 KV	5	66,00%	0,37%	0,35%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
42	42	TR42	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,30%	0,30%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
43	43	TR43	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,48%	0,44%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
44	44	TR44	4	1	4	0	3,92	1Φ	7,6 KV	5	78,40%	0,34%	0,39%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
45	45	TR45	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,15%	0,17%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
46	46	TR46	2	1	11	0	2,98	1Φ	7,6 KV	5	59,60%	1,71%	1,09%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
47	47	TR47	2	1	6	0	2,58	1Φ	7,6 KV	5	51,60%	0,75%	0,58%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
48	48	TR48	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,12%	0,15%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
49	49	TR49	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,11%	0,14%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
50	50	TR50	2	1	18	0	3,54	1Φ	7,6 KV	5	70,80%	1,67%	1,50%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
51	51	TR51	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,26%	0,29%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
52	52	TR52	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,10%	0,12%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
53	53	TR53	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,61%	0,56%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
54	54	TR54	4	1	7	0	4,16	1Φ	7,6 KV	5	83,20%	0,64%	0,51%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
55	55	TR55	1	1	6	0	2,08	1Φ	7,6 KV	5	41,60%	0,99%	0,82%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
56	56	TR56	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,33%	0,34%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
57	57	TR57	2	1	6	0	2,58	1Φ	7,6 KV	5	51,60%	0,49%	0,60%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
58	58	TR58	1	1	5	0	2,00	1Φ	7,6 KV	5	40,00%	0,66%	0,58%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
59	59	TR59	2	1	4	0	2,42	1Φ	7,6 KV	5	48,40%	0,31%	0,37%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
60	60	TR60	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,14%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
61	61	TR61	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,36%	0,37%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
62	62	TR62	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,51%	0,48%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	
63	63	TR63	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,40%	0,39%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2	

61	61	TR61	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,36%	0,37%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
62	62	TR62	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,51%	0,48%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
63	63	TR63	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,40%	0,39%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
64	64	TR64	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,39%	0,39%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
65	65	TR65	2	1	2	0	2,26	1Φ	7,6 KV	5	45,20%	0,33%	0,36%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
66	66	TR66	26	1	16	0	15,28	3Φ	13,2 KV	30	50,93%	1,73%	1,43%	CHUGANDY	CUADRUPLIX 1/0
67	67	TR67	25	1	17	0	14,96	3Φ	13,2 KV	30	49,87%	1,14%	1,00%	CHUGANDY	CUADRUPLIX 1/0
68	68	TR68	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,17%	0,19%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
69	69	TR69	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,13%	0,16%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
70	70	TR70	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,21%	0,22%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
71	71	TR71	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,26%	0,28%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
72	72	TR72	1	1	3	0	1,84	1Φ	7,6 KV	5	36,80%	0,28%	0,29%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
73	73	TR73	1	1	5	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,09%	0,11%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
74	74	TR74	3	1	6	0	3,38	1Φ	7,6 KV	5	67,60%	0,72%	0,56%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
75	75	TR75	2	1	6	0	2,58	1Φ	7,6 KV	5	51,60%	1,10%	0,80%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
76	76	TR76	1	1	6	0	2,08	1Φ	7,6 KV	5	41,60%	0,96%	0,80%	VIA LA PLA YONA	TRIPLEX 2
77	77	TR77	1	1	1	60	61,68	3Φ	34,5 KV	75	82,24%	0,01%	0,00%	CHUGANDY	CUADRUPLIX 1/0
78	78	TR78	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,13%	0,15%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
79	79	TR79	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,53%	0,49%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
80	80	TR80	1	1	2	0	1,76	1Φ	7,6 KV	5	35,20%	0,17%	0,19%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
81	81	TR81	1	1	1	0	1,68	1Φ	7,6 KV	5	33,60%	0,03%	0,03%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
82	82	TR82	1	1	1	0	1,68	1Φ	7,6 KV	5	33,60%	0,03%	0,03%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
83	83	TR83	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,65%	0,59%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
84	84	TR84	4	1	7	0	4,16	1Φ	7,6 KV	5	83,20%	0,81%	0,94%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
85	85	TR85	4	1	11	0	4,48	1Φ	7,6 KV	5	89,60%	2,12%	1,49%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
86	86	TR86	4	1	17	0,3	5,26	1Φ	7,6 KV	10	52,60%	1,49%	1,67%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
87	87	TR87	3	1	7	0	3,46	1Φ	7,6 KV	5	69,20%	0,68%	0,55%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
88	88	TR88	2	1	5	0	2,50	1Φ	7,6 KV	5	50,00%	0,58%	0,58%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
89	89	TR89	1	1	4	0	1,92	1Φ	7,6 KV	5	38,40%	0,53%	0,49%	VIA SAN FRANCISCO	TRIPLEX 2
90	90	TR90	4	1	7	0	4,16	1Φ	7,6 KV	5	83,20%	1,29%	1,00%	VIA NAPU	TRIPLEX 2
91	91	TR91	1	1	1	0	1,68	1Φ	7,6 KV	5	33,60%	0,03%	0,03%	VIA NAPU	TRIPLEX 2
92	92	TR92	1	1	1	0	1,68	1Φ	7,6 KV	5	33,60%	0,03%	0,03%	VIA NAPU	TRIPLEX 2
93	93	TR93	2	1	5	0	2,50	1Φ	7,6 KV	5	50,00%	1,20%	0,86%	VIA NAPU	TRIPLEX 2

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN MEDIA TENSIÓN PARA LÍNEAS DE 34,5 Kv	
Tensión de servicio [kV] (Ur)	34,5
Régimen de conexión del neutro	2
Máxima tensión de operación [kV] (Um)	52
altura sobre el nivel del mar [msnm]	0
Tensión continua de operación fase tierra [kV]	30
Valor pico de la tensión continua de operación fase tierra [kVp]	42
Nivel de protección ante impulso de maniobra del DPS (Ups)	70
Nivel de protección ante impulso atmosférico del DPS (Upl)	170
A	900
Tasa observada de fallas [Fallas/100 km -año]	6,00
Longitud del tramo [m] (Lsp)	119
Tasa tolerable de falla (Fallas/100 km -año)	3,00
n	2,00
L aislamiento interno	3,00
L aislamiento externo	5,00
Determinación de las sobretensiones representativas	
<i>Sobretensiones temporales</i>	

Sobretensión por falla fase- tierra (Urp)	25
Sobretensión temporal representativa fase-tierra (Urp)	25
Determinación de las tensiones de coordinación	
Kc	1
Tensión temporal de coordinación eléctrica fase-tierra (Ucw)	25
<i>Sobretensiones de frente rápido</i>	
La	500
Tensión de frente rápido de coordinación eléctrica aislamiento interno (Ucw)	172
Tensión de frente rápido de coordinación eléctrica aislamiento externo (Ucw)	174
Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas	
m para sobretensiones temporales	1
m para sobretensiones de frente rápido	1
Ka para sobretensiones temporales	1,00
Ka para sobretensiones de frente rápido	1,00
Ks aislamiento interno	1,15
Ks aislamiento externo	1,05
<i>Sobretensiones temporales</i>	
Aislamiento interno	29
Aislamiento externo	26
<i>Sobretensiones de frente rápido</i>	
Aislamiento interno	198
Aislamiento externo	182

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN MEDIA TENSIÓN PARA LÍNEAS DE 7,62 Kv	
Tensión de servicio [kV] (Ur)	7,6
Régimen de conexión del neutro	2
Máxima tensión de operación [kV] (Um)	24
altura sobre el nivel del mar [msnm]	0
Tensión continua de operación fase tierra [kV]	14
Valor pico de la tensión continua de operación fase tierra [kVp]	20
Nivel de protección ante impulso de maniobra del DPS (Ups)	38
Nivel de protección ante impulso atmosférico del DPS (Upl)	95
A	900

Tasa observada de fallas [Fallas/100 km -año]	6,00
Longitud del tramo [m] (Lsp)	98
Tasa tolerable de falla (Fallas/100 km -año)	3,00
n	2,00
L aislamiento interno	3,00
L aislamiento externo	5,00
Determinación de las sobretensiones representativas	
<i>Sobretensiones temporales</i>	
Sobretensión por falla fase- tierra (Urp)	5
Sobretensión temporal representativa fase-tierra (Urp)	5
Determinación de las tensiones de coordinación	
Kc	1
Tensión temporal de coordinación eléctrica fase-tierra (Ucw)	5
<i>Sobretensiones de frente rápido</i>	
La	500
Tensión de frente rápido de coordinación eléctrica aislamiento interno (Ucw)	97
Tensión de frente rápido de coordinación eléctrica aislamiento externo (Ucw)	99
Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas	
m para sobretensiones temporales	1
m para sobretensiones de frente rápido	1
Ka para sobretensiones temporales	1,00
Ka para sobretensiones de frente rápido	1,00
Ks aislamiento interno	1,15
Ks aislamiento externo	1,05
<i>Sobretensiones temporales</i>	
Aislamiento interno	6
Aislamiento externo	6
<i>Sobretensiones de frente rápido</i>	
Aislamiento interno	112
Aislamiento externo	104