DESCARBONIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ MEDIANTE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO SOLAR CON ALMACENAMIENTO

Documentos del Proyecto:

DOCUMENTO 2: Memoria Descriptiva Redes eléctricas en media y Baja Tensión.

ING. MIGUEL ÁNGEL BARRETO SÁNCHEZ
BY250-76463
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – UNIANDES
MAGISTER EN REGULACIÓN ENERGÉTICA – U. EXTERNADO

Marzo del 2025

CONTENIDO

1. RESUMEN DEL PROYECTO 10
2. REQUISITOS DEL DISEÑO DETALLADO SEGÚN RETIE NUMERAL 10.1.1....11
3. OBJETO....13
3.1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO 13
4. NORMAS Y REFERENCIAS....13
5. JUSTIFICACION 14
6. ESTADO ACTUAL DE LAS REDES ELÉCTRICAS 14
6.1. Estado actual redes de media y baja tensión – Nuquí 14
6.2. Estado actual redes de media y baja tensión – Panguí....15
6.3. Estado actual redes de media y baja tensión – Tribugá....16
6.4. Estado actual redes de media y baja tensión – Jurubirá. 16
7. ALCANCE Y LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO....17
7.1. Localización del proyecto 17
7.2. DESCRIPCIÓN DE LA POBLACION BENEFICIARIA 18
8. DESCRIPCION DEL PROYECTO 19
8.1. MARCO LEGAL 19
8.2. PROBLEMA CENTRAL....19
8.3. DESCRIPCION DEL PROBLEMA....19
8.4. CAUSAS DEL PROBLEMA....19
8.5. EFECTOS DEL PROBLEMA 20
8.6. ALTERNATIVA DE SOLICIÓN PLANTEADA 20
8.7. ACTIVIDADES DE FORTALECIMIENTO 20
8.8. BENEFICIOS DEL PROYECTO 20
9. PLAN DE EJECUCIÓN DE OBRA 21
10. CUADRO DE CARGAS Y DISEÑO ACOMETIDA VIVIENDAS....23
10.1. Carga de diseño:....23
10.2. Calculo del medidor de energía: 24
10.3. Calculo del conductor de la acometida: 24

11. PARAMETROS DE DISEÑO 25
11.1. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES 26
11.2. ESTRUCTURAS A CONSTRUIR 30
11.3. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO ELECTRICO 33
11.4. ANALISIS DEL FACTOR DE POTENCIA 33
11.5. ANALISIS DE ARMONICOS 33
11.6. CALCULO DE NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL) 33
11.6.1. CALCULO DE DISTANCIA DE FUGA 34
11.7. MONTAJE DE ESPACIADORES 36
11.8. CONDUCTOR DE PROTECCIÓN 36
11.9. SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE SOBRETENSIÓN 37
11.10. ANALISIS DE COTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA 41
11.10.1. CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO. 41
12. ESTUDIO DE NIVEL DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS 42
13. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLO 46
13.1. ELABORACIÓN DE MATRIZ DE RIESGO O PANORAMA DE RIESGOS 46
13.1.1. QUEMADURAS – ARCO ELÉCTRICO 47
13.1.2. ELECTROCUCIÓN – ARCO ELÉCTRICO 47
13.1.3. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO DIRECTO 48
13.1.4. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO INDIRECTO 48
13.1.5. ELECTROCUCIÓN - CORTOCIRCUITO 49
13.1.6. ELECTROCUCIÓN - ELECTRICIDAD ESTATICA 49
13.1.7. ELECTROCUCIÓN - EQUIPO DEFECTUOSO 50
13.1.8. DESCARGAS - RAYOS 50
13.1.9. SOBRECARGA 51
13.1.10. TENSION DE CONTACTO 51
13.1.11. ELECTROCUCIÓN - TENSION DE PASO 52
14. ANALISIS DE NIVEL DE TENSION REQUERIDO 53
14.1. RED DE MEDIA TENSIÓN 53

15. CÁLCULO Y MEDICIÓN DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS 54
16. CALCULO DE TRANSFORMADORES 54
17. CALCULO DE PUESTA A TIERRA 59
17.1. MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO: 59
17.2. CALCULO DE LA RESISTIVIDAD APARENTE DEL TERRENO 61
17.3. CALCULO DE PUESTA A TIERRA 62
17.3.1. PARÁMETROS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 62
17.3.2. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR 62
17.3.3. TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MAXIMAS TOLERABLES 63
17.3.4. DISEÑOS BÁSICOS Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA 63
17.3.5. CORRIENTE MÁXIMA DE LA MALLA 64
17.3.6. POTENCIAL MÁXIMO DE LA MALLA 64
17.3.7. CALCULO DE LA TENSIÒN DE CONTACTO APLICADA A UN SER HUMANO EN CASO DE FALLA 64
17.3.8. CONFIGURACIÓN DE ELECTRODOS 65
17.4. CARACTERÍSTICAS DE LA PUESTA A TIERRA 67
18. CALCULO DE CONDUCTORES EN MEDIA TENSIÓN 68
18.1. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE 68
18.2. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 69
18.3. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES 70
18.4. ASPECTOS ECONÓMICOS 71
18.5. VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES (Numeral 10.1.1., literal k) 72
19. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÒN. 72
19.1. CALCULO DE VANOS 74
19.2. MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS Y CURVAS DE UTILIZACIÓN. 76
19.3. TEMPLETES VIENTOS O RETENIDAS. 79
20. CÁLCULO Y COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE 79
20.1. PROTECCIONES EN CIRCUITO RAMAL Y ARRANQUE 82

20.2. PROTECCIONES DEL TRANFORMADOR DE 75 KVA....82
21. CALCULO PERDIDAS DE ENERGIA TENIENDO EN CUENTA EFECTOS ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA....83
21.1. PÉRDIDAS DEL SISTEMA.....83
21.2. PÉRDIDAS DEL SISTEMA EN MEDIA TENSIÓN....83
21.3. CALCULO DE REGULACIÓN EN MEDIA TENSIÓN....85
22. DISEÑO DE RED EN BAJA TENSIÓN TRENZADA....88
22.1. Configuraciones de las Redes de B.T.....88
22.2. Configuración con Aislador tipo Carrete....88
22.3. Configuración con Grapas y Pinzas....89
22.4. Configuración Especial....89
22.5. PUESTA A TIERRA EN BAJA TENSIÓN....90
22.6. Conductor a tierra....90
22.7. Electrodo de Puesta a Tierra....90
22.8. Estructuras para red trenzada....90
22.9. CALCULO DE CONDUCTORES EN BAJA TENSIÓN....93
22.9.1. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE....93
22.9.2. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO....94
22.10. VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES (Numeral 10.1.1., literal k)....95
22.11. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES....95
22.11.1. Conductores de acometida....95
22.11.2. Cajas de derivación de acometidas....95
22.12. REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN....96
23. CLASIFICACION DE AREAS....104
24. ELABORACION DE DIAGRAMAS UNIFILARES....104
25. ELABORACION DE PLANOS Y ESQUEMAS ELECTRICOS PARA CONSTRUCCION....104
26. DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD....104
26.1. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN CONSTRUCCIONES....106

26.2. DISTANCIAS MÍNIMAS PARA TRABAJOS EN O CERCA DE PARTES ENERGIZADAS 108

26.3. DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y USOS PERMITIDOS EN BAJA TENSIÓN 111

26.3.1. Redes compactas 111

27. CONCLUSIONES 115

ANEXO 1 – NTC 4552 ANEXO A, DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA 116

ANEXO 2. PLANOS 118

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ubicación y coordenadas del proyecto. 10
Tabla 2. Resumen inventario redes MT y BT - Nuquí, Chocó. 14
Tabla 3. Resumen inventario redes MT y BT - Panguí, Chocó. 15
Tabla 4. Resumen inventario redes MT y BT - Tribugá, Chocó 16
Tabla 5. Resumen inventario redes MT y BT - Jurubirá, Chocó. 16
Tabla 6. Coordenadas Geográficas en grados decimales 17
Tabla 7. Longitud de red compacta 13.2 Kv y Baja Tensión trenzada a construir. 20
Tabla 8. Equipo y herramienta para obra. 21
Tabla 9. Cuadro de cargas 23
Tabla 10. Demanda máxima 24
Tabla 11. Parámetros de diseño. 25
Tabla 12. Niveles mínimos de aislamiento. 34
Tabla 13. Grados de Contaminación de acuerdo a Norma IEC 71-2 Insulation Coordination Application Guide. 35
Tabla 14. Indicador de gravedad. 42
Tabla 15. NTC 4552 – Tabla 3-Subindicador relacionado con el uso de la estructura y tabla 4-Subindicador relacionado con el tipo de estructura. 43
Tabla 16. NTC 4552 – Tabla 5-Subindicador relacionado con la altura y área de la estructura. 43
Tabla 17. NTC 4552 – Tabla 2-Indicador de gravedad. 44
Tabla 18. NTC 4552 – Tabla 1-Indicador de parámetros del rayo 44
Tabla 19. NTC 4552 – Tabla 6-Matriz de niveles de riesgo. 45
Tabla 20. NTC 4552 – Tabla 7-Acciones recomendadas según el nivel de riesgo. 45
Tabla 21. Resumen del proyecto. 53
Tabla 22. red de media tensión a modernizar por red compacta. 53
Tabla 23. Selección de transformador 1. 55
Tabla 24. selección de transformador de acuerdo con cantidad de usuarios estrato 2. Transformador 1 55
Tabla 25. Selección de transformador 2. 56
Tabla 26. selección de transformador de acuerdo con cantidad de usuarios estrato 2. Transformador 2 57
Tabla 27. Selección de transformador 3. 57
Tabla 28. selección de transformador de acuerdo con cantidad de usuarios estrato 2. Transformador 3 58
Tabla 29. Valores de referencia para sistema de puesta a tierra 59
Tabla 30. Estudio de resistividad del suelo. 61
Tabla 31. Resumen de resistividad promedio. 62

Tabla 32. Características puesta a tierra en conductor mensajero de red compacta. 67
Tabla 33. Longitud de red compacta 13.2 Kv a construir. 68
Tabla 34. Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima (Fuente norma OR EBSA) 73
Tabla 35. Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima. (Fuente norma OR EBSA) 73
Tabla 36. Parámetros para la hipótesis de condición diaria (Fuente norma OR EBSA).73
Tabla 37. Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente (Fuente norma OR EBSA) 74
Tabla 38. Valores constante K (Fuente norma grupo EPM) 75
Tabla 39. Factores de seguridad (Fuente norma OR EBSA) 77
Tabla 40. Tabla para curva por sobrecarga 80
Tabla 41. Tabla para curva Capacidad térmica 80
Tabla 42. Tabla para curva Corriente de conexión 81
Tabla 43. Selección de fusibles tipo H extra rápido 81
Tabla 44. Cálculo de % de pérdidas de potencia en Media Tensión. 84
Tabla 45. Cálculo de regulación en Media tensión. 86
Tabla 46. Longitud de red trenzada 220 V a construir. 94
Tabla 47. Cálculo de regulación en baja tensión, tramos de transformador 1. 97
Tabla 48. Cálculo de regulación en baja tensión, tramos de transformador 2. 99
Tabla 49. Cálculo de regulación en baja tensión, tramos de transformador 3. 101
Tabla 50. RETIE – TABLA 13.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. 107
Tabla 51. RETIE – TABLA 13.3 Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones. 108
Tabla 52. RETIE – TABLA 13.6 Nivel mínimo de protección térmica según NFP 70E. 109
Tabla 53. RETIE – TABLA 13.7 RETIE. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna. 110
Tabla 54. Distancias de seguridad para red compacta. 112
Tabla 55. Distancias de seguridad red compacta a red convencional. 113

INDICE DE IMÁGENES

Ilustración 1. Imagen ubicación de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubirá - fuente Google Earth.....18
Ilustración 2. Aislador orgánico de perno rígido de 15 a 35 kV 27
Ilustración 3. Anillo Elastomerico Para Amarre 27
Ilustración 4. Separador para red compacta.....28
Ilustración 5. Brazo Metálico Tipo L 28
Ilustración 6. Brazo Metálico Tipo C.....29
Ilustración 7. Circuito tangencial 13.2 kV en suspensión disposición en bandera – LA 461 Norma ENEL 30
Ilustración 8. LA466 Red compacta para ángulos de 61° a 90° con doble aislador 31
Ilustración 9. LA478 Red compacta. Retención doble triangular.....32
Ilustración 10. Rangos de amplitud y duración de los tipos de sobretensiones.....38
Ilustración 11. Análisis de cortocircuito trifásico. 41
Ilustración 12. Esquema para mediciones de resistividad de terreno según método Wenner.....60
Ilustración 13. Instalación de puesta a tierra mínima norma LA-401 Codensa.....66
Ilustración 14. Vano viento o eolovano (Fuente norma OR EBSA) 76
Ilustración 15. Configuración baja tensión con aislador tipo Carrete.....88
Ilustración 16. Configuración baja tensión con grapas 89
Ilustración 17. Configuración especial.....89
Ilustración 18. Estructura de paso - red trenzada.....91
Ilustración 19. Estructura terminal - red trenzada.....91
Ilustración 20. Estructura de derivación - red trenzada 92
Ilustración 21. Estructura doble - red trenzada.....92
Ilustración 22. estructura de ángulo - red trenzada. 93
Ilustración 23. Diagrama topológico baja tensión - Transformador 1. 98
Ilustración 24. Diagrama topológico baja tensión - Transformador 2. 100
Ilustración 25. Diagrama topológico baja tensión - Transformador 3. 103
Ilustración 26. RETIE – figura 13.1 Distancias de seguridad en zonas con construcciones. 107
Ilustración 27. RETIE – figura 13.4 Límites de aproximación.....111

1. RESUMEN DEL PROYECTO

NOMBRE DEL PROYECTO: DESCARBONIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ MEDIANTE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO SOLAR CON ALMACENAMIENTO

TIPO PROYECTO: DISTRIBUCIÓN, TRANSFORMACIÓN Y USO FINAL

UBICACIÓN:

Tabla 1. Ubicación y coordenadas del proyecto.

Centro Poblado	Latitud	Longitud	Altura
Nuquí	N 5º42’34.03”	W 77°15’4914”	20 m
Panguí	N 5°39’54.97”	W 77°18’13.88”	10 m
Jurubidá	N 5°50’37.79”	W 77°16’35.64”	12 m
Tribugá	N 5°45’58.74”	W 77°15’0.96”	10 m

NIVEL DE TENSIÓN DE CONEXIÓN: TENSIÓN PRIMARIA: 13.2 KV

TENSIÓN SECUNDARIA (MEDIDA CONSUMO): 220/120 V

LONGITUD RED MT: 26.2 Km 3X1/0 AAC

TOPOLOGIA DE RED MT: TRIFÁSICA TETRAFILAR

TIPO DE RED MT: AEREA COMPACTA

CARGA PROYECTADA: 1200 KVA

LONGITUD RED BT: 1.80 Km Trenzada 3#2/0 + 1#1/0

TOPOLOGIA DE RED BT: TRIFÁSICA TETRAFILAR

TIPO DE RED BT: AEREA TRENZADA

2. REQUISITOS DEL DISEÑO DETALLADO SEGÚN RETIE NUMERAL 10.1.1

ÍTEM	A – N/A	CUMPLE	NO CUMPLE
a. Análisis de cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos		•	
b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico		•	
c. Análisis de corto circuito y falla a tierra		•	
d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos		•	
e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos		•	
f. Análisis de nivel de tensión requerido		•	
g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la tabla 14.1 del RETIE	•		
h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de armónicos y factor de potencia en la carga.		•	
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra		•	
j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía		•	
k. Verificación de los conductores teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de corto circuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capitulo 9 o equivalente		•	
l. Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos		•	
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.		•	
n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc).		•	
o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia		•	
p. Cálculos de regulación		•	

q. Clasificación de áreas		•	
r. Elaboración de diagramas unifilares		•	
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción		•	
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares		•	
u. Establecer las distancias de seguridad requeridas		•	
v. Justificación técnica de la desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación	•		
w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas		•	

3. OBJETO

Elaborar el estudio técnico de la distribución, transformación y uso final a partir de la construcción de Redes de distribución de energía eléctrica tipo rural con el fin de energizar a los beneficiarios del proyecto DESCARBONIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ MEDIANTE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO SOLAR CON ALMACENAMIENTO.

3.1. OBJETIVOS DEL ESTUDIO

- Cumplir con los requisitos y requerimientos necesarios para llevar a cabo su desarrollo su ejecución en tiempo, costo, gestión y calidad a cargo del OR.
- Cumplir con la legislación vigente preservando el medio ambiente.
- Definir ampliamente la necesidad y el planteamiento de la solución de las redes de media y baja tensión para el proyecto.
- Contribuir al desarrollo y crecimiento de la región con proyectos que beneficiaran la calidad de vida de sus habitantes y el mejoramiento de la economía local.

4. NORMAS Y REFERENCIAS

- Resolución 90708 del 30 Agosto de 2013 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.
- Norma NTC 2050
- Normas IPSE.
- Normas CODENSA
- Resolución CREG 070 de 1998, Código Eléctrico
- NCh Elec.4/2003: Instalaciones de consumo en baja tensión; S.E.C, 2003.
- NCh 2625.Of2001: Optimización económica en el dimensionamiento de cables de potencia; INN Chile, 2001.

5. JUSTIFICACION

Se realizó revisión de la necesidad de energía eléctrica para los centros poblados de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubidá, a los cuales se les deberá interconectar desde el parque solar en redes de media tensión de 13,2 kv, luego realizar transformación de tensión y su posterior uso final.

Se realizaron diferentes visitas a los centros poblados con el fin de verificar existencia de redes, la posible afectación ambiental, el impacto que traería la ejecución de un proyecto de interconexión eléctrica, donde se observó viabilidad del proyecto donde se beneficiaría al usuario rural y donde el organismo regulador se encargara de la operación y mantenimiento del sistema interconectado.

6. ESTADO ACTUAL DE LAS REDES ELÉCTRICAS

Se realizó un inventario inicial de las redes eléctricas de media y baja tensión para los 4 centros poblados que son parte del proyecto, encontrando lo siguiente:

6.1. Estado actual redes de media y baja tensión – Nuquí

En el municipio de Nuquí se cuenta con redes eléctricas de media y baja tensión, para la red de media tensión, se cuenta con red aérea abierta de 13.2 kv y apoyos cada 100 metros en promedio en postes:

Tabla 2. Resumen inventario redes MT y BT - Nuquí, Chocó.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
Red De Media Tensión		
Poste concreto 12 metros - 750 kgf	UND	50
Poste fibra de vidrio 12 metros - 510 kgf	UND	24
Red media tensión a 13.2 kv abierta 3 hilos	km	4.38
Transformadores de distribución		
Transformador 15 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	1
Transformador 30 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	10
Transformador 37.5 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	1

Transformador 45 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	9
Transformador 75 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	2
Red de Baja Tensión		
Poste de concreto de 8 metros 510 kgf	UND	143
Poste de fibra de vidrio de 8 metros 510 kgf	UND	51
Red De baja tensión aérea trenzada trifásica	km	7.34

6.2. Estado actual redes de media y baja tensión – Panguí

Tabla 3. Resumen inventario redes MT y BT - Panguí, Chocó.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
Red De Media Tensión		
Poste concreto 12 metros - 750 kgf	UND	138
Red media tensión a 13.2 kv abierta 3 hilos	km	6.69
Transformadores de distribución		
Transformador 45 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	3
Red de Baja Tensión		
Poste de concreto de 8 metros 510 kgf	UND	28
Red De baja tensión aérea trenzada trifásica	km	0.81

6.3. Estado actual redes de media y baja tensión – Tribugá

Tabla 4. Resumen inventario redes MT y BT - Tribugá, Chocó.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
Red De Media Tensión		
Poste concreto 12 metros - 750 kgf	UND	46
Red media tensión a 13.2 kv abierta 3 hilos	km	5.39
Transformadores de distribución		
Transformador 5 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	3
Transformador 30 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	2
Red de Baja Tensión		
Poste de concreto de 8 metros 510 kgf	UND	30
Red De baja tensión aérea trenzada trifásica	km	1.04

6.4. Estado actual redes de media y baja tensión – Jurubirá.

En el centro poblado de Jurubirá cuenta con redes de media y baja tensión, sin embargo, no se encuentra interconectado con la red de media tensión de Nuquí, este centro poblado cuenta con la siguiente infraestructura eléctrica:

Tabla 5. Resumen inventario redes MT y BT - Jurubirá, Chocó.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD
Red De Media Tensión		
Poste concreto 12 metros - 750 kgf	UND	48
Red media tensión a 13.2 kv abierta 3 hilos	km	0.41
Transformadores de distribución		
Transformador 5 kVA 13.2/0.22-0.11 kv	UND	4
Red de Baja Tensión		
Poste de concreto de 8 metros 510 kgf	UND	30
Red De baja tensión aérea abierta trifásica	km	1.48

7. ALCANCE Y LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El Corregimiento de Jurubirá es el corregimiento más al norte del Municipio de Nuquí, limita al norte con el resguardo indígena Alto Baudó, el Parque Nacional Natural de Utría y el Municipio de Bahía Solano, al sur con el corregimiento de Tribugá, al oriente con la comunidad Indígena de Jurubirá y el río Chorí y al occidente con el Océano Pacífico. Fue elevado a corregimiento mediante resolución No. 00327 de mayo 11 de 1965. Su población mayoritariamente negra, alcanza los 525 habitantes que se albergan en 170 casas

Etnoaldeas de la comunidad Indígena de Jagua, en el rio Chori, Comunidad Indígena de Villa Nueva Jurubirá, manglares del río Chorí y Jurubidá, posición geográfica del municipio de Nuquí limita así: Al norte con el municipio de Bahía Solano, Al sur con el Municipio del Bajo Baudó, Al Oriente con el Alto Baudó, Al occidente con el Océano Pacifico.

7.1. Localización del proyecto

El proyecto se encuentra localizado en el municipio de NUQUÍ e incluye el suministro de energía para los centros poblados de Nuquí, Jurubirá, Panguí y Tribugá.

Dista de Quibdó aproximadamente unos 126 Kms, se llega por vía aérea desde Quibdó y Medellín y por vía fluvial, las cuatro localidades se encuentran en las siguientes coordenadas:

Tabla 6. Coordenadas Geográficas en grados decimales

Centro Poblado	Latitud	Longitud	Altura
Nuquí	N 5º42’34.03”	W 77°15’4914”	20 m
Panguí	N 5°39’54.97”	W 77°18’13.88”	10 m
Jurubidá	N 5°50’37.79”	W 77°16’35.64”	12 m
Tribugá	N 5°45’58.74”	W 77°15’0.96”	10 m



Ilustración 1. Imagen ubicación de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubirá - fuente Google Earth.

7.2. DESCRIPCIÓN DE LA POBLACION BENEFICIARIA

Los habitantes que se beneficiarían del proyecto se encuentran en los centros poblados de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubirá, la principal actividad comercial principal es el turismo y la pesca en mediana escala, las vías de acceso son aéreas y fluviales, Al territorio de Nuquí llegan permanentemente distintos grupos de turistas, atraídos por los llamativos paisajes de un lugar que es la frontera entre la selva y el mar Pacífico colombiano. Al llegar, son atendidos por lugareños dedicados desde hace algunos años al negocio del turismo, y en este caso si su destino final son las playas de Guachalito.

La posición geográfica y su abundancia hídrica hacen de Nuquí un lugar biodiverso, por lo cual es actualmente un foco importante de fomento al turismo “ecológico”. Por otro lado, al tener una población en su mayoría afrodescendientes, seguidos por un alto porcentaje alto de comunidades indígenas, se presenta una gran diversidad cultural en el municipio.
El surgimiento del turismo como industria en la región y por lo tanto a partir de la implementación de proyectos y programas gubernamentales relacionados con el desarrollo turístico de la misma, han generado una serie de transformaciones no sólo de infraestructuras sino sociales donde la energía eléctrica se convierte en un factor prioritario en el desarrollo de la región.

8. DESCRIPCION DEL PROYECTO

8.1. MARCO LEGAL

El proyecto comprende la modernización de redes eléctricas de media tensión existentes que energizan a los centros poblados de Nuquí, Panguí y Tribugá y la construcción de redes de media tensión para interconexión del centro poblado de Jurubirá.

8.2. PROBLEMA CENTRAL

Los centros poblados de Nuquí, Panguí y Tribugá presentan unas redes de media tensión aérea abierta, las cuales deben ser modernizadas una vez se aumente la carga suministrada por el parque hibrido solar – diésel debido a que se entregará una carga mas elevada, adicionalmente, en centro poblado de Jurubirá no cuenta con interconexión a esta red de energía proveniente del parque solar a construir, por lo tanto, se hace necesario la construcción de red de media tensión nueva para este centro poblado.

8.3. DESCRIPCION DEL PROBLEMA

Las redes actuales de media tensión de Nuquí, Panguí y Tribugá no cuentan con suficiente capacidad para el aumento de carga que se realizará con la implementación del parque híbrido solar – diésel y para el centro poblado de Jurubirá no existe interconexión en media tensión.

8.4. CAUSAS DEL PROBLEMA

La incidencia de este problema tiene como fundamento principal la ocurrencia de las siguientes situaciones:

- Inexistencia de redes eléctricas de media y baja tensión en la zona de influencia del proyecto.
- Falta de iniciativa por parte de la comunidad y las instituciones publicas
- Posible exclusión del predio en proyectos anteriores por falta de alcance de las redes

8.5. EFECTOS DEL PROBLEMA

Por la incidencia de estas situaciones los beneficiarios pueden verse vulnerables a:

- Baja calidad de vida de los residentes de las viviendas
- Bajo o lento desarrollo económico

8.6. ALTERNATIVA DE SOLICIÓN PLANTEADA

Modernizar las redes existentes en media tensión a 13.2 kV en red compacta para los centros poblados de Nuquí, Panguí y Tribugá y construir red compacta de media tensión en 13.2 kV para el centro poblado de Jurubirá.

.

8.7. ACTIVIDADES DE FORTALECIMIENTO

Se deberá modernizar a red compacta en 13.2 kV tal y como se describe a continuación:

Tabla 7. Longitud de red compacta 13.2 Kv y Baja Tensión trenzada a construir.

Centro Poblado	Longitud red compacta 13.2 kV (km)	Longitud red trenzada en baja tensión caseríos (km)
Desde Parque solar hasta Nuquí	6.5	
Desde Nuquí hasta Panguí	6.7	
Desde Parque solar hasta Tribugá	1.3	
Desde Parque solar hasta Jurubirá	11.7	1.80
TOTAL	**26.2**	**1.80**

8.8. BENEFICIOS DEL PROYECTO

Con la modernización y construcción de redes de media tensión compacta, se garantizará un mejor servicio de energía eléctrica para los 4 centros poblados de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubirá, mejorando la seguridad y tranquilidad a los habitantes de estos centros poblados.

9. PLAN DE EJECUCIÓN DE OBRA

Para lograr el objeto de modernización y construcción de redes de media tensión compacta para los 4 centros poblados de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubirá se deben realizar las siguientes actividades:

1. Levantamiento topográfico: Esta actividad se realizara con el fin de dibujar la línea en el plano y así mismo saber la distancia y la cantidad de material a utilizar.

2. Replanteo de las redes a instalar: Se realizara con el fin de verificar trayectorias o una posible modificación a la red que se ira a instalar para evitar desperdicios de material.
3. Ejecución del proyecto: El proyecto se comenzara a ejecutar de la siguiente manera:
   - 3.1. Ahoyada de huecos para postes de media tensión de 12 y 16 metros.
   - 3.2. Hincada de postes: Para esta obra se necesitan postes de concreto de 12mx510 Kg-f. Para traslado e hincada se utilizara grúa de 8 Ton, la cual transportara e hincara los postes en cada uno de los huecos.
   - 3.3. Aplomada de postes: Se comenzara rellenando el hueco para afirmar y nivelar el poste con el fin de que todos queden completamente perpendiculares a la superficie.
   - 3.4. Vestida de estructuras: Se instalaran los elementos necesarios para cada estructura según el plano, para esto se necesitara 1 cuadrilla conformada por 4 linieros y 4 ayudantes.
   - 3.5. Tender el cable: Se inicia a tender, levantar y asegurar el cable por la red trazada en el plano.

4. Equipo en obra

Tabla 8. Equipo y herramienta para obra.

VEHICULOS	
DETALLE	**CANTIDAD**
CAMIONETA 4X4	2
MOTOCICLETA	2
GRUA DE 8 TON	1

HERRAMIENTA	
DETALLE	**CANTIDAD**
PALADRAGA	2
ARNES	2
PERTIGAS	2
MALACATES (4 Ton)	2
ANTENALLAS	3
APAREJOS	2
JUEGOS DE MANILAS	VARIOS
HERRAMIENTA MENOR	VARIOS

10. CUADRO DE CARGAS Y DISEÑO ACOMETIDA VIVIENDAS

Cuadro de cargas

De acuerdo con la experiencia y basados en las necesidades de los pobladores de la zona rural, y en concordancia con lo establecido por el RETIE se establece el siguiente cuadro de cargas con conexión monofásica, el cual se adopta:

Tabla 9. Cuadro de cargas

PROYECTO	USUARIO RESIDENCIAL NUQUÍ, PANGUÍ, TRIBUGÁ Y JURUBIRÁ, DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ														
DENOMINACION:	TGD GENERAL					LOCALIZACION:	NUQUÍ, CHOCÓ						FECHA:	MARZO DE 2025	

CIRCUITO	LAMPARAS		SUBTOTAL	TOMAS		SUBTOTAL	ESPECIALES		SUBTOTAL	TOTAL W	TOTAL KVA	FASE R	PROTECCION A	CORRIENTE MINIMA DEL CONDUCTOR (A)	CALIBRE CONDUCTOR AWG	OBSERVACIONES
	C	W		C	W		C	W								
1	8	36	288			-			-	288	0,3600	3,27	1x20	4	12	ILUMINACION 1: ILUMINACION GENERAL
2			-	7	180	1.260			-	1.260	1,5750	14,32	1x20	18	12	TOMAS 1 VIVENDA
3			-	7	180	1.260			-	1.260	1,5750	14,32	1x20	18	12	TOMAS 2 VIVIENDA
4							1	800	800	800	1,0000	9,09	1x20	11	12	ESTUFA
5							1	1.200	1.200	1.200	1,5000	13,64	1x20	17	12	NEVERA
6			-			-	1	1.000	1.000	1.000	1,2500	11,36	1x20	14	12	EQUIPOS O HERRAMIENTAS
TOTAL CARGA INSTALADA			288			2.520			3.000	5.808		66,00				

CALCULO DE DEMANDA			
TIPO DE TABLERO	8 CTOS MONOFASICO, 3 HILOS		
ILUMINACION (VATIOS)	288	100%	288
TOMACORRIENTES (VATIOS)	2.520	44%	1.112
RESERVA TOMAS ESPECIALES	3.000	10%	300

TOTAL DEMANDA (VATIOS)	1.700
TOTAL DEMANDA (KVA)	**2,13**
CORRIENTE (AMPERIOS)	21,5

CALCULO DE PROTECCIÓN Y ALIMENTADOR			
PROTECCION (AMPERIOS)	2X80A	AJUSTE	
CIRCUITO ALIMENTADOR	1 No 8 + 1 No 8 CU THHN		
LONGITUD APROX. EN m		REGULACION	
DUCTO DEL ALIMENTADOR	CONDUIT PVC DIAM 3/4		

10.1. Carga de diseño:

$$CD = CF + 0.3 \times (CI - CF)$$

CARGA DE DISEÑO	
CARGA INSTALADA CI (kW)	1.7
CARGA FIJA CF (KW)	0.28
CARGA DE DISEÑO CD (kW)	**1.7**
CARGA DE DISEÑO CD (kVA)	**2.13**

La demanda futura es la potencia con la cual se diseñan los sistemas de distribución, en redes rurales se hace para 15 años la selección de conductores y para 8 años la selección de transformadores.

$$D_{max}(F) = D_{max}(A) \times (1 + I_r)^n$$

Donde:

$D_{max}(F)$: Demanda máxima futura
$D_{max}(A)$: Demanda máxima actual
I_r : Incremento anual de la rata

Tabla 10. Demanda máxima

DEMANDA MAX. DE DISEÑO PARA "n" AÑOS	
AÑOS **(n)**	15
DEMANDA max **(Dmax)(kVA)**	2.13
incremento anual de la rata **Ir**	0.01
demanda max **($Dmax_n$)(kVA)**	**2.47**

10.2. Calculo del medidor de energía:

$$ID = \frac{P}{V}$$

CALCULO DE MEDIDOR DE ENERGIA	
CORRIENTE DE DISEÑO n **ID_n** (A)	**11.22**

Referidos a este valor de corriente, se debe instalar un contador Bifilar 50 A - 240/ 120V.

10.3. Calculo del conductor de la acometida:

$$ID = \frac{P}{V}$$

El conductor de la acometida está determinado por el límite térmico y la regulación; llevando la corriente de diseño a un 125% daría,

CALCULO DEL CONDUCTOR DE LA ACOMETIDA	
CORRIENTE DE DISEÑO n **ID_n** (A) al 125%	**14.03**

se selecciona: **Cable concéntrico 1 X 8 +8 AWG para instalación de acometidas.**

11. PARAMETROS DE DISEÑO

En relación con este diseño se han tenido en cuenta que debe cumplir con la normatividad vigente, respecto al tipo de estructura y cada elemento a utilizar debe ser homologado, cumplir con las condiciones técnicas requeridas y tener certificación de calidad vigente expedida por el CIDET u otro organismo acreditado en Colombia para expedir este tipo de documentos. Los códigos de las estructuras son tipo IPSE o norma CODENSA. Para construcción de las puestas a tierra se debe aplicar el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, expedido mediante la resolución 18 0398 de 2004 y modificado por la Resolución 90708 del 30 Agosto de 2013 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, el Código Eléctrico Nacional, norma NTC 2050 y la Resolución CREG 025-1995 por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional y las demás que la modifiquen.

De acuerdo con las recomendaciones dadas por las Empresas de Energía y el Instituto de planificación y Promoción de Soluciones Energéticas IPSE y teniendo en cuenta el crecimiento poblacional presentado en otras localidades similares a la de éste proyecto, se acordó fijar los siguientes parámetros que serán el punto de partida para la realización de un diseño óptimo.

Tabla 11. Parámetros de diseño.

ITEM	PARAMETRO	VALOR
1	**FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA**	0,9
2	**REGULACIÓN SECUNDARIA EN OPERACIÓN NORMAL**	5%
3	**PÉRDIDAS DE POTENCIA SECUNDARIAS**	7%
4	**DISTRIBUCIÓN SECUNDARIA TRIFÁSICA**	120/208
5	**DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA PROYECTADA (KVA)**	1,25
6	**FACTORES DE DIVERSIDAD**	CURVA C
7	**TIPO DE CONDUCTORES**	CUADRUPLEX
8	**PERÍODO DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA PARA REDES (AÑOS)**	15
9	**PERÍODO DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA (AÑOS)**	8

10	**LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN**	Tipo radial (estructuras red trenzada Normalizada tipo ipse)
11	**ACOMETIDAS DE BAJA TENSIÓN**	Antifraude nivel I norma IPSE NCA 354
12	**TASAS DE CRECIMIENTO SECTOR RESIDENCIAL (REGULACION PRIMARIA) "Ir"**	2,20%
13	**FACTOR DE DEMANDA**	0,60

11.1. DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES

Montaje de fijación al poste



La instalación de las redes compactas se plantea como una alternativa de elevada seguridad en la operación y confiabilidad del suministro energético para los sistemas de distribución y se compone de un grupo de conductores aislados por una capa gruesa, un cable portante o conductor de neutro que sostiene a los conductores de fase por medio de unos espaciadores. A continuación, se mostrarán los elementos que componen dicha instalación:

AISLADORES

Estos elementos están compuestos por polietileno de alta densidad con muy buena resistencia al impacto, a las condiciones de intemperie y al efecto tracking, tienen como función sostener mecánicamente conductores, manteniéndolos aislados de la tierra y de

otros conductores, soportando la carga mecánica que estos conductores ejercen sobre la torre.

Aisladores orgánicos de perno rígido

Usualmente utilizados en regiones de alta polución o concentración salina. Se utilizan para cables desnudos y protegidos con un diámetro hasta los 32 mm y son de escasa radio interferencia. Se usan en niveles de tensión de 15 a 35 kV. En la ilustración 2 se muestra dicho componente.



Ilustración 2. Aislador orgánico de perno rígido de 15 a 35 kV

Anillo elastomerico de amarre

Está hecho de goma de silicona, con excelentes características mecánicas como se muestra en la ilustración 3. Resistente a los efectos de tracking e intemperie, tamaño único para cables de 12 a 32 mm y se aplica en la parte superior o lateral del aislador.



Ilustración 3. Anillo Elastomerico Para Amarre

Espaciadores

Accesorio compuesto por polietileno de alta densidad HDPE o PEAD tipo III, clase B o C, resistente al tracking y con muy buenas características mecánicas. Tiene como función principal sostener y separar los cables conductores que van a lo largo del vano y mantener el nivel de aislamiento de éste, se pueden encontrar diferentes tipos de acuerdo con la necesidad: Espaciador poligonal (tipo rombo): utilizados en redes trifásicas de media tensión que van sujetados por un cable de guarda, esencialmente utilizados en zonas urbanas y donde se encuentra gran presencia de arbustos. Tienen una gran resistencia a la intemperie y a efectos del campo eléctrico generado. Sus compartimientos, también llamados cunas, tienen capacidad de alojar cables protegidos de diámetro entre 9 a 32 mm. Son aplicados para líneas que tengan más de un circuito por poste.

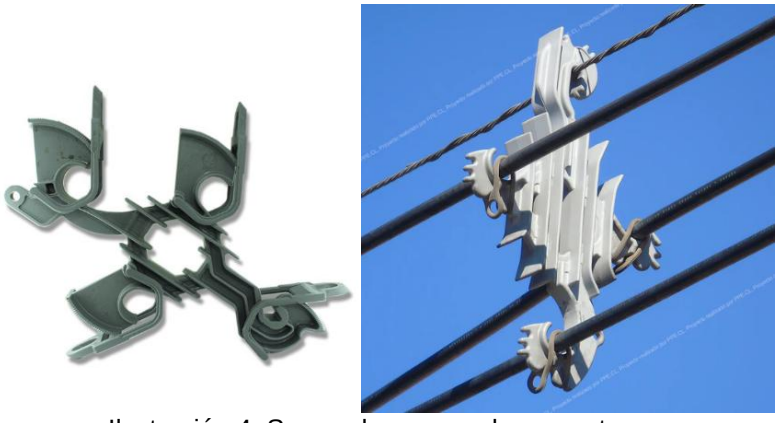


Ilustración 4. Separador para red compacta.

Brazo Metálico Tipo L

Se emplea en instalaciones con tensiones de 15 hasta 25 kV, compuesto de acero galvanizado con alta resistencia a la corrosión, va sujeto al poste y tiene como función principal soportar al cable de acero portante y a los espaciadores cuando se emplea en estructuras con el brazo anti balanceo.



Ilustración 5. Brazo Metálico Tipo L

BRAZO METÁLICO TIPO C

Se instala en los postes donde se requieran puntos de derivación de línea, puntos de conexión de equipos y en el final de línea. Se emplean para fijar los aisladores que soportan a los conductores. En la Ilustración 6 se aprecia dicho componente.



Ilustración 6. Brazo Metálico Tipo C

CABLE CONDUCTOR DE FASE

Para redes compactas se utilizan conductores protegidos ya que tienen buenas características y óptimo nivel de seguridad en redes aéreas de distribución primaria, en zonas arborizadas y donde se presentan constantes peligros ambientales. Están compuestos por aluminio-acero (ACSR) o aleación de aluminio (AAAC), con una pantalla semiconductora sobre el conductor impidiendo que se filtre agua dentro del mismo, evitando su destrucción. También tiene una cubierta de polietileno reticulado (XLPE) termoestable con tratamiento anti-tracking y anti rayos UV y una cubierta externa de polietileno de alta densidad (HDPE) que garantizan una temperatura de servicio continuo de la cuerda de 90 grados.

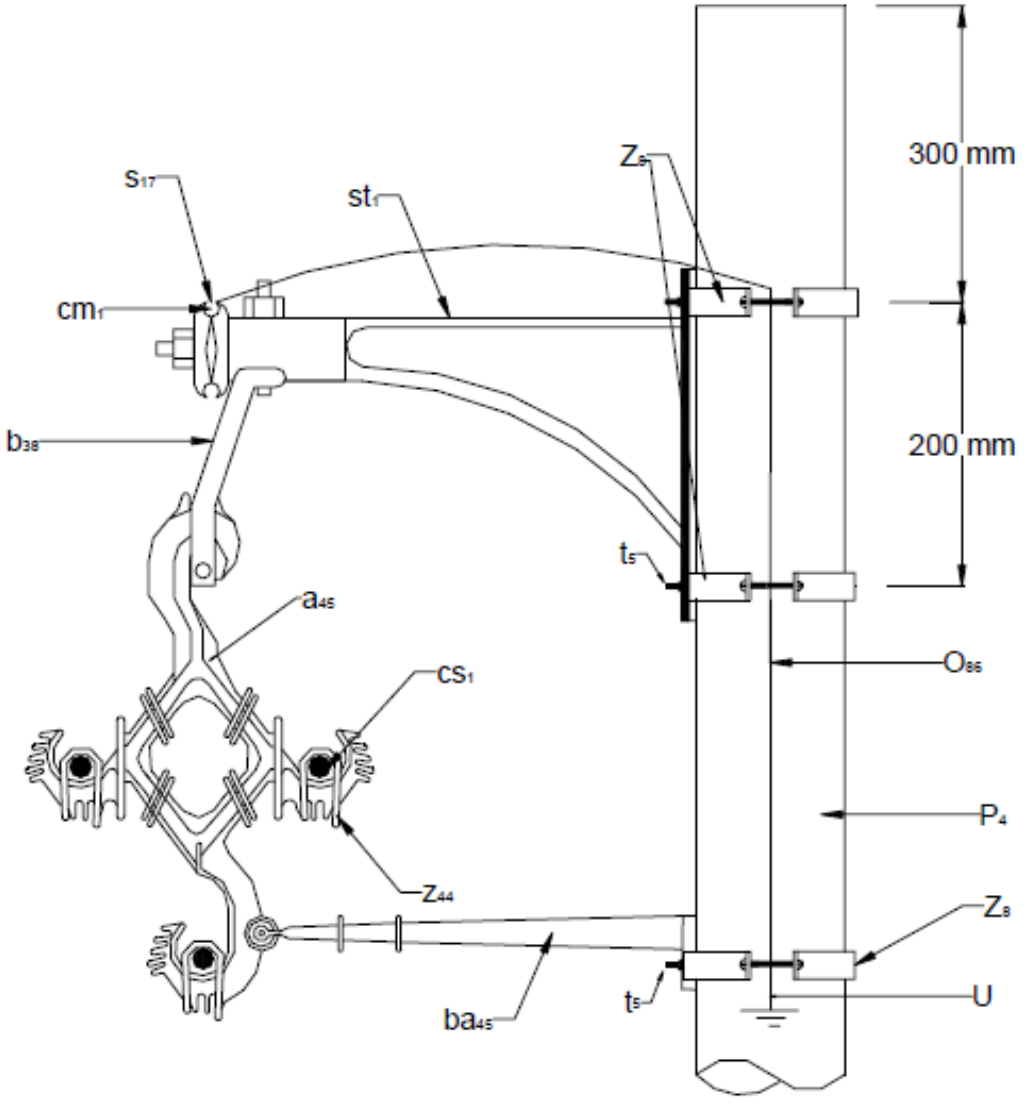
CABLE GUARDA O DE NEUTRO

El cable de guarda es de acero galvanizado y actúa como soporte mecánico del conjunto de las tres fases aisladas dispuestas sobre el espaciador, debe resistir a las condiciones de intemperie y contar con la capacidad de soportar las corrientes de corto circuito que se presenten.

11.2. ESTRUCTURAS A CONSTRUIR

En las redes compactas con cable ecológico o semi aislado se emplean las siguientes estructuras: o Circuito trifásico 13.2 kV en suspensión disposición en bandera las cuales serán construidas en el proyecto:

Circuito tangencial 13.2 kV en suspensión disposición en bandera – LA 461



Nota: Dimensiones en milímetros

Ilustración 7. Circuito tangencial 13.2 kV en suspensión disposición en bandera – LA 461 Norma ENEL

LA466 Red compacta para ángulos de 61° a 90° con doble aislador

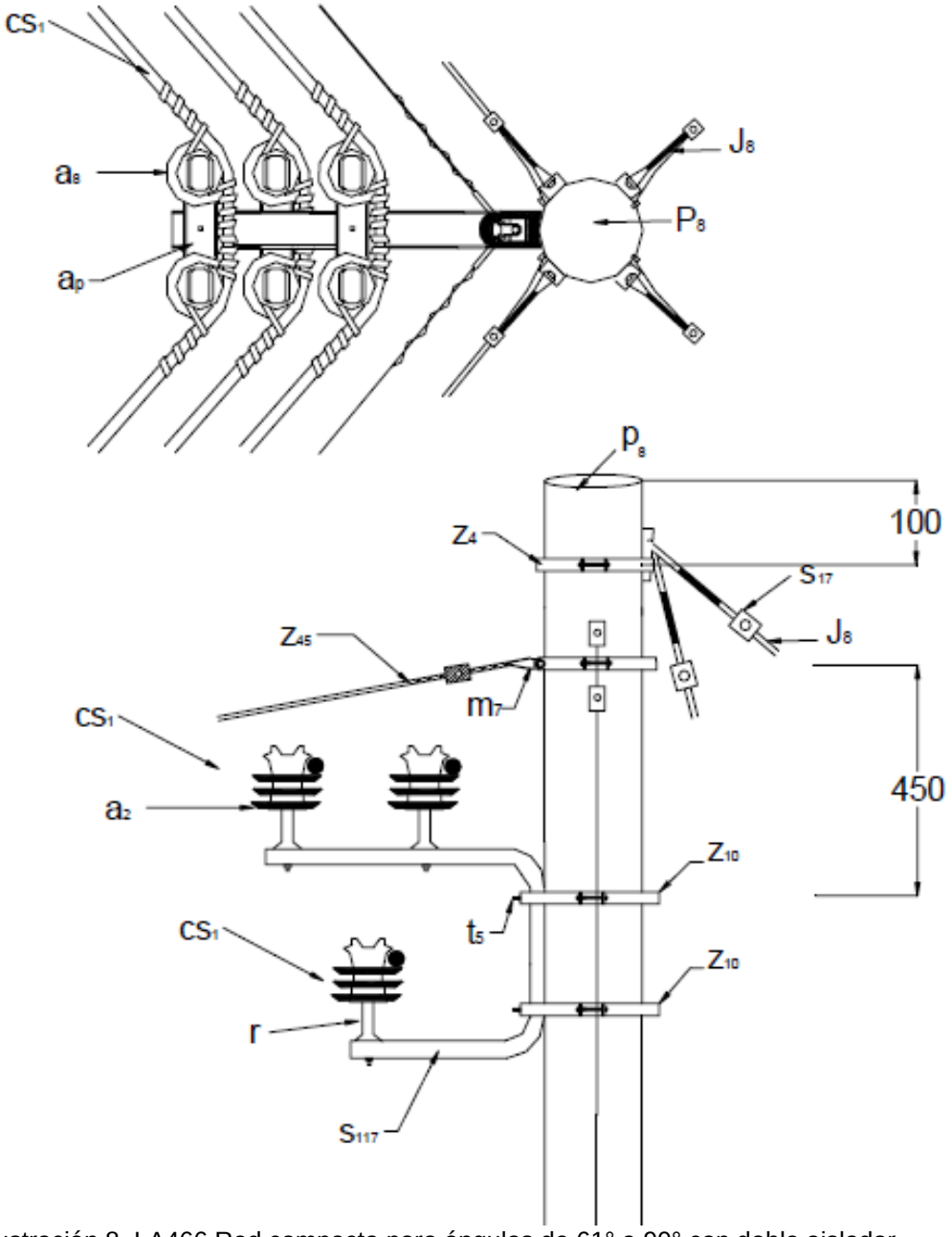


Ilustración 8. LA466 Red compacta para ángulos de 61° a 90° con doble aislador

LA478 Red compacta. Retención doble triangular

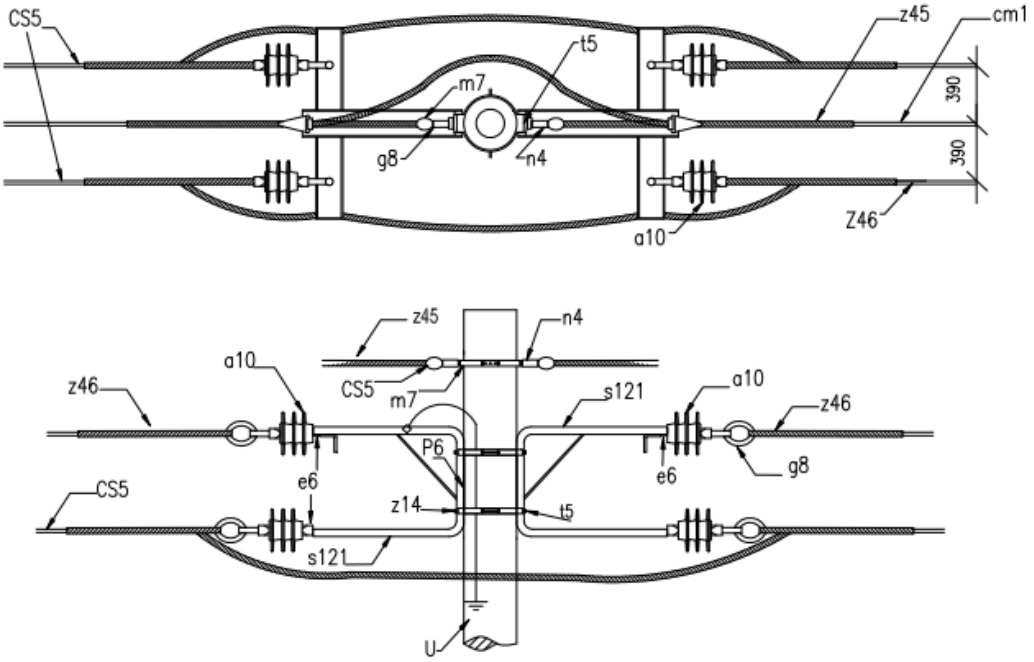


Ilustración 9. LA478 Red compacta. Retención doble triangular

11.3. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO ELECTRICO

La coordinación de aislamiento es establecida siguiendo lo estipulado por la norma IEC 60071 – 1. El nivel de aislamiento de los elementos de red seleccionados es tal que brinde una adecuada protección frente a esfuerzos representados principalmente en sobretensiones y perdida de aislamiento por contaminación.

11.4. ANALISIS DEL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia del diseño teniendo en cuenta los requerimientos de las edificaciones regula a 0.9 dado que no se tienen elementos que tengan carga reactiva notoria.

11.5. ANALISIS DE ARMONICOS

Siguiendo lo indicado en el Std IEEE 519 de 1992, las principales fuentes de armónicos para una instalación eléctrica son:

- Convertidores.
- Hornos de arco.
- Compensador de VAR estático.
- Inversores monofásicos.
- Inversores trifásicos.
- Controles de fase electrónicos.
- Ciclos convertidores.
- Variadores de modulación con ancho de pulso.

Para el presente proyecto, no cuentan con este tipo de cargas, por lo tanto, los efectos provocados por armónicos son despreciables.

11.6. CALCULO DE NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL)

Para determinar el BIL requerido para los elementos a seleccionar se tiene en cuenta los niveles de aislamiento mínimo correspondientes a la tensión más elevada de la red según la siguiente tabla:

Tabla 12. Niveles mínimos de aislamiento.

Tensión más elevada kV eficaces	Tensión de ensayo al choque kV cresta	Tensión de ensayo a frecuencia industrial kV eficaces
7.2	60	22
12	75	28
17.5	95	38
36	170	70

El BIL es la tensión en kV de ensayo al choque de cresta soportada bajo lluvia a 60Hz durante un minuto y con onda de impulso de 1.2/50 microsegundos (impulso tipo rayo) a la que hace referencia la tabla 11.

Para el presente diseño una tensión de 13,2KV por tal razón seleccionamos un BIL de 95KV.

11.6.1. CALCULO DE DISTANCIA DE FUGA

El criterio más conservador para seleccionar el aislamiento es el nivel de contaminación de la zona teniendo en cuenta que por lo general si los elementos seleccionados cumplen con el criterio de la distancia mínima de fuga cumplirá con el nivel básico de aislamiento BIL requerido.

Para la selección del aislamiento se establece el nivel de contaminación para la zona donde se va a realizar el proyecto, teniendo en cuenta los valores recomendados en la Tabla 12 de la norma IEC 71-2.

Tabla 13. Grados de Contaminación de acuerdo a Norma IEC 71-2 Insulation Coordination Application Guide.

Grado de Contaminación	Tipos de ambiente	Mínima distancia de fuga (kf) mm/kV
I-Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia. Áreas agrícolas. Áreas montañosas. Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo.	16
II-Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción. Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa.	20
III-Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución. Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25
IV-Muy Fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos. Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes. Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	31

Se define el nivel de contaminación de acuerdo a la tabla 12 en nivel de contaminación insignificante 16mm/KV

Se calcula la distancia de fuga total para la selección de los aisladores según la recomendación de la IEC 60815-2 de 2008 donde se plantea para este cálculo la siguiente expresión:

$$D = V_{max} * K_{dfe} * K_d * K_a$$

Dónde:

D: Distancia de fuga requerida, en mm
V_{max}=Tensión máxima del servicio del sistema, Kv rms
K_{dfe}=Distancia de fuga específica, según tabla 1 IEC 71 - 2
K_a=Factor de corrección por altura (para alturas mayores a 1000 msnm)
K_d=Factor de corrección por diámetro de los aisladores

Kd= 1 (Según IEC 60815 es igual a 1 para aisladores con diámetros ≤ 300mm). Por lo general todos los aisladores utilizados en redes de distribución tienen diámetros menores a 300mm.)

$$D = 13.2\ Kv * \frac{16mm}{Kv} * 1 = 211.2mm$$

11.7. MONTAJE DE ESPACIADORES

Una vez calculada la distancia de fuga total requerida, se calcula la distancia de instalación de los espaciadores para red compacta a 13.2 kv, los mismos deben ser instalados según se detalla a continuación:

En estructuras de alineación sin brazo antibalanceo, la separación entre el primer espaciador y a la estructura será de 1 m; en las estructuras de alineación con brazo antibalanceo, esta separación será de 7 m. Para estructuras de alineación con ángulo de desvío de hasta 15°, estructuras de desvío y estructuras de retención, la separación entre el primer espaciador y la estructura será de 10 m.

Una vez determinada la posición de los espaciadores contiguos a las columnas se instalará un espaciador cada 8 m como máximo en el espacio restante del vano.

11.8. CONDUCTOR DE PROTECCIÓN

En zonas y casos que se consignen expresamente en las especificaciones particulares, las líneas de 33 kv podrán requerirse con uno o mas conductores de protección, conectadas a tierra en todos los apoyos.

11.9. SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE SOBRETENSIÓN

Los DPS's son utilizados para proteger el aislamiento de las líneas de distribución previniendo flameos e interrupciones del circuito.

Para seleccionar un DPS's se tiene en cuenta:

- Tensión nominal de operación entre fases: 13.2 KV
- Tensión máxima de operación entre fases: 14.5 KV
- Tensión base: 13.2KV x √2/√3: 15 KV
- Tensión de flameo corregido para 15 KV: 95 KV
- Pararrayos o DPS de óxido de zinc (ZnO)
- Sistema sólidamente aterrizado
- Altura sobre el nivel de mar planta H: 20 m
- Tensión máxima de residual para impulso atmosférico 8/20us: 49.41 KV

Las sobretensiones son eventos transitorios mayores a las máximas tensiones de operación del sistema. De acuerdo al tipo de sobretensión estos puede ser limitados por distintos medios de protección. La amplitud de las sobretensiones se puede limitar mediante DPS u otros medios de protección. Existen tres tipos de sobretensiones: las temporales, las de maniobra y las atmosféricas. Las temporales y las de maniobra son consideradas de origen interno del sistema como resultado de un fenómeno transitorio, mientras que las atmosféricas son de origen externo.

Tensión Soportada Al Impulso Tipo Atmosférico (Bil O Liwl)

Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se especifica solamente en seco, ya que la soportabilidad de los equipos a estos impulsos, de manera muy general, se afecta poco por la lluvia.

Tensión Soportada Al Impulso Tipo Maniobra (Bsl O Siwl)

Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos de maniobra tiende a reducir bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.

En la siguiente figura se puede visualizar los rangos de amplitud y duración de los tipos de sobretensiones

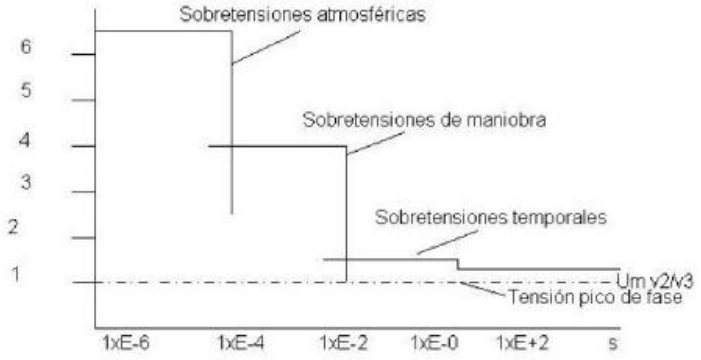


Ilustración 10. Rangos de amplitud y duración de los tipos de sobretensiones.

Cálculo De Las Sobretensiones Temporales

Se caracterizan por presentarse a una frecuencia muy cercana a la industrial y por no ser amortiguadas. Se asocian principalmente con pérdidas de carga, fallas a tierra y resonancias de diferentes tipos. En un sistema bien diseñado, las amplitudes de las sobretensiones temporales no deben exceder de 1.5 p.u. y su duración debe ser menor de 1 segundo.

Sobretensión temporal: 1.5 x V operación: 1.5 x 13.2 KV = 19.8 KV

Sobretensión temporal: 19.8 KV

Cálculo De Las Sobretensiones De Maniobra

Las sobretensiones de maniobra están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas de un sistema: sus altas amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., dependiendo mucho de los valores reales del diseño del sistema y de los medios para limitarlos.

Para el nivel de tensión de 13.2 KV, se pueden presentar sobretensiones de maniobra entre 26.4 KV y 52.8 KV.

Cálculo De Las Sobretensiones De Descargas Atmosféricas

Las sobretensiones de amplitudes grandes pueden golpear a una subestación o centro de transformación como resultado de descargas atmosféricas directas sobre una línea o como flameos inversos en una torre o poste. La subestación o el centro de transformación debe estar protegida contra descargas directas mediante un apantallamiento eficiente. Para tensiones de 13.2 KV su valor está entre 4 y 6 p.u., en nuestro caso el valor de las sobretensiones atmosféricas puede estar entre 52.8 KV y 79.2 KV.

En conclusión, el BIL normalizado debe ser mínimo de 80 KV.

Cálculo De Tensión Nominal Mínima Normalizada Del Dps

La tensión nominal de los DPS de óxido de zinc (ZnO), R, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

Tensión continúa de operación (COV):
Para DPS conectados fase-tierra:

$$COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

COV=15KV/√3

COV=8.67 KV

Sobretensión temporal (TOV):

$$TOV = K_e * COV$$

Donde Ke = 1.4, factor de puesta a tierra, que para sistemas sólidamente puestos a tierra.

TOV=1.4*8.67 KV

TOV= 12.13 KV

Tensión nominal del pararrayo (R):

Se elige seleccionando el mayor valor entre Ro y Re.

$$R_0 = \frac{COV}{K_0}$$

Donde Ko = 0.8, factor de diseño del DPS especificado por el fabricante, normal/. Es 0.80.

Ro= 8.67KV/0.8

Ro = 10.83 KV

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

Donde Kt, factor de la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales, el cual depende del tiempo de duración del despeje de la falla de la sobretensión.

Kt = 1.15, para 1 seg, cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra
Re = 12.13KV/1.15

Re = 10.54 KV

Entonces escogemos Re = 10.54 KV por ser menor se puede prever un factor de seguridad mayor extra del 10% para sistemas con tensiones inferiores a 100 KV.

R = 1.10 * Ro

R = 1.10 * 10.54KV

R = 11.5 KV

Conclusión:

El voltaje nominal mínimo normalizado del pararrayos (Vn) será de 12 KV y la corriente mínima de choque o descarga que soportará por el nivel ceráunico será de 10 KA.

El DPS será para 13.2 KV, 12KV/10KA.

11.10. ANALISIS DE COTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA

11.10.1. CALCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

Es importante conocer los límites permisivos de la corriente de cortocircuito para los equipos y la red, por esto se realiza el siguiente análisis.

Para calcular la corriente de cortocircuito de la red de media tensión, se analizara una falla trifásica, la cual se considera que es que genera una mayor corriente de cortocircuito. Según el cuadernillo técnico N° 158 de Schneider Electric, el cálculo de una corriente de cortocircuito, se realiza de la siguiente manera:

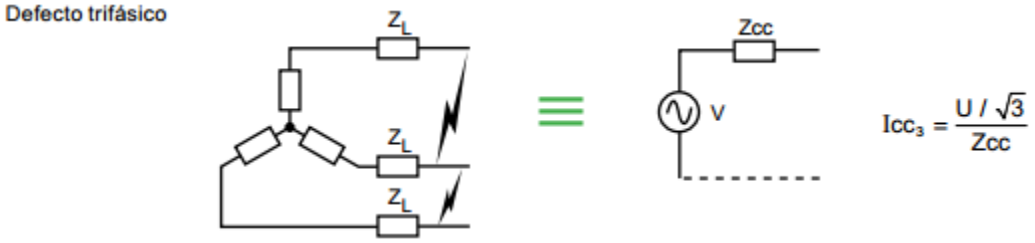


Ilustración 11. Análisis de cortocircuito trifásico.

Donde U es la tensión nominal del sistema y Zcc es la impedancia de cortocircuito de la red, la cual se compone de la suma de las resistencias y las reactancias de todos los tramos de red hasta el punto de análisis.

Para el presente diseño, se calcula una corriente de cortocircuito en el punto de instalación de la subestación en poste.

El nivel de tensión es de 13.2 KV y la impedancia de cortocircuito se calcula con las características del conductor y la siguiente ecuación.

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

- Resistencia a 25°C y 60 HZ, 0.854 Ω/Km

- Reactancia a 60 Hz, 0.6835 Ω/Km

12. ESTUDIO DE NIVEL DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Sistema de protección contra rayos:

La Norma Técnica Colombiana NTC 4552 – Protección Contra Rayos – establece de la siguiente forma el Indicador de Gravedad:

$$I_G = I_{USO} + I_T + I_{AA}$$

Para obtener el indicador de gravedad se suman los subindicadores relacionados con el uso, tipo y geometría de la estructura.

Tabla 14. Indicador de gravedad.

I_{USO}	Subindicador relacionado con el uso de la estructura	TABLA 3	0
I_T	Subindicador relacionado con el tipo de estructura	TABLA 4	40
I_{AA}	Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura	TABLA 5	5
INDICADOR DE GRAVEDAD I_G			**45**

De acuerdo con la Tabla 3 de la NTC 4552. Subindicador relacionado con el uso de la estructura, para el caso de electrificación rural se escoge la clasificación D que corresponde a estructuras no habitadas cuyo el valor del indicador es 0.

De acuerdo con la Tabla 4 de la NTC 4552. Subindicador relacionado con el tipo de estructura, para el caso de postería de fibra se escoge la clasificación tipo NO METALICA, cuyo valor del indicador es 40.

Tabla 15. NTC 4552 – Tabla 3-Subindicador relacionado con el uso de la estructura y tabla 4-Subindicador relacionado con el tipo de estructura.

Tabla 3. Subindicador relacionado con el uso de la estructura

Clasificación de estructuras	Ejemplos de estructura	Indicador
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos	20
D	Estructuras no habitadas	0

Tabla 4. Subindicador relacionado con el tipo de estructura

Tipo de estructura	Indicador
No metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

De acuerdo con la Tabla 5 de la NTC 4552. Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura, para el caso de Subestaciones tipo poste, se escoge la clasificación de área menor a 900 m^2 y altura menor a 25 m, cuyo valor del indicador es 5.

Tabla 16. NTC 4552 – Tabla 5-Subindicador relacionado con la altura y área de la estructura.

Tabla 5. Subindicador relacionado con la altura y el área de la estructura

Altura y área de la estructura	Indicador
Área menor a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	5
Altura mayor o igual a 25 m	20
Área mayor o igual a 900 m^2	
Altura menor a 25 m	10
Altura mayor o igual a 25 m	20

Como el valor hallado de la suma de los indicadores de estructura es de 45 y se encuentra entre 36 y 50, de la Tabla 2 de la NTC 4552. Indicador de Gravedad, entonces corresponde al tipo Bajo.

Tabla 17. NTC 4552 – Tabla 2-Indicador de gravedad.

Tabla 2. Indicador de Gravedad

Resultado de la suma de subindicadores de estructura	Indicador de Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Media
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Si se asume como referencia al departamento del CHOCÓ para todos los municipios del departamento en la tabla de **ANEXO 1 – NTC 4552 ANEXO A, DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA** (Descargas/km^2 – año) el valor esta entre el rango de 8-15, que llevado a la tabla 1. Indicador de exposición al rayo, junto a la corriente pico absoluta promedio (kA), que para nuestro caso es menor a 20, se obtiene que el Indicador de Exposición a rayos sea medio.

Tabla 18. NTC 4552 – Tabla 1-Indicador de parámetros del rayo.

Tabla 1. Indicador de parámetros del rayo

Densidad de descargas a tierra [Descargas/km^2 - año]	Corriente pico absoluta promedio [kA]		
	$40 \leq I_{abs}$	$20 \leq I_{abs} < 40$	$I_{abs} < 20$
$30 \leq DDT$			
$15 \leq DDT < 30$			
$5 \leq DDT < 15$			
$DDT < 5$			

Severos Altos

Medios Bajos

Para concluir sobre el nivel de riesgo se ponderan los indicadores de exposición al rayo y de gravedad con la Tabla 6. Matriz de niveles de riesgo, entonces si se tiene que el Indicador de Gravedad es **bajo** y el Indicador de Exposición a Rayo es **medio**, se establece que el nivel de riesgo es bajo.

Tabla 19. NTC 4552 – Tabla 6-Matriz de niveles de riesgo.

Tabla 6. Matriz de niveles de riesgo

GRAVEDAD / PARÁMETROS	Severa	Alta	Media	Baja	Leve
Severo					
Alto					
Medio					
Bajo					

Nivel de Riesgo de la estructura

ALTO

MEDIO

BAJO

En virtud de lo anterior, la Tabla 7 “acciones recomendadas según el nivel de riesgo”, indica que para el nivel bajo, las acciones recomendadas a realizar son las de SPI – Sistemas de Protección Interno – que son los dispositivos para reducir las sobretensiones transitorias que se pueden presentar al interior de una instalación. Así mismo, los SPT – Sistemas de Puesta a Tierra – que son los elementos conductores, sin interrupciones ni fusibles, que se unen con el suelo o terreno.

Tabla 20. NTC 4552 – Tabla 7-Acciones recomendadas según el nivel de riesgo.

Tabla 7. Acciones recomendadas según el nivel de riesgo

Nivel de riesgo	Acciones recomendadas
NIVEL DE RIESGO BAJO	SPI para acometidas aéreas
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
NIVEL DE RIESGO MEDIO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
NIVEL DE RIESGO ALTO	SPI
	Cableados y PT según NTC 2050 – IEEE 1100
	SPE
	Plan de prevención y contingencia

Para el caso de control de sobretensiones transitorias, con la técnica de equipotencializaciòn, que se logra por medio de un conductor que une las partes metálicas de la subestación en poste, la carcasa del transformador y los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias DPS, instalados en el extremo superior de la subestación los cuales evacuan las corrientes asociadas a sobretensiones transitorias.

De acuerdo con el análisis anterior se determina que el cable mensajero 3/8" para la red aérea compacta, de acuerdo con la norma LA – 466 de ENEL – CODENSA, deberá aterrizarse cada 100 metros de red aproximadamente.

13. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLO

De acuerdo con el Articulo 9 "ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO" del RETIE, Actualización Agosto de 2013, el propósito de la evaluación del nivel de riesgo es establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada, y determinar si este sistema debe ser integral. La evaluación del nivel de riesgo es el elemento más importante en el procedimiento para diseñar un sistema de protección contra rayos, y especialmente en el procedimiento de selección del nivel de protección. Por ello el método de evaluación debe ser efectivo y relativamente simple.

Para evaluar el nivel de riesgo se tienen en cuenta cuatro índices clasificados y ponderados dentro de dos características: los parámetros de los rayos y los índices que están relacionados con la estructura.

13.1. ELABORACIÓN DE MATRIZ DE RIESGO O PANORAMA DE RIESGOS

Dando cumplimiento al Artículo 9 literal 9.2.1. Del RETIE actualización agosto de 2013 se diligencia la matriz de análisis de riesgo en campo, siguiendo el siguiente procedimiento:

- Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- Definir si el riesgo es potencial o real.
- Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa.
- Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 9.4 del RETIE.

13.1.1. QUEMADURAS – ARCO ELÉCTRICO

RIESGO A EVALUAR	QUEMADURAS				POR	ARCO ELECTRICO		(AL) o (EN)	SUBESTACION	
	EVENTO O EFECTO					FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
	Ej: Quemaduras					Ej: Arco electrico			Ej: Templetes, Apoyos, Bajantes	
	POTENCIAL ☐			REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.2. ELECTROCUCIÓN – ARCO ELÉCTRICO

RIESGO A EVAL+A19:K29UAR	ELECTROCUCIÓN				POR	ARCO ELECTRICO		(AL) o (EN)	RED	
	EVENTO O EFECTO					FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
	Ej: Quemaduras					Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
	POTENCIAL X			REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.3. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO DIRECTO

RIESGO A EVALUAR		ELECTROCUCIÓN			POR	CONTACTO DIRECTO		(AL) o (EN)	RED	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.4. ELECTROCUCIÓN - CONTACTO INDIRECTO

RIESGO A EVALUAR		ELECTROCUCIÓN			POR	CONTACTO INDIRECTO		(AL) o (EN)	RED	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.5. ELECTROCUCIÓN - CORTOCIRCUITO

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN			POR	CORTOCIRCUITO	(AL) o (EN)	RED		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
	Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
	POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA	NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.6. ELECTROCUCIÓN - ELECTRICIDAD ESTATICA

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN			POR	ELECTRICIDAD ESTATICA	(AL) o (EN)	RED		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
	Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
	POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
					E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA	NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.7. ELECTROCUCIÓN - EQUIPO DEFECTUOSO

RIESGO A EVALUAR		ELECTROCUCIÓN			POR	EQUIPO DEFECTUOSO		(AL) o (EN)	RED	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
		POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.8. DESCARGAS - RAYOS

RIESGO A EVALUAR		DESCARGAS			POR	RAYOS		(AL) o (EN)	RED	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
		POTENCIAL X		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.9. SOBRECARGA

RIESGO A EVALUAR		DAÑOS			POR	SOBRECARGA	(AL) o (EN)	RED		
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.10. TENSION DE CONTACTO

RIESGO A EVALUAR		DAÑOS			POR	TENSION DE CONTACTO	(AL) o (EN)	SUBESTACION		
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE		
		Ej: Quemaduras				Ej: Arco electrico		Ej: Celda de 13,8 kV		
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

13.1.11. ELECTROCUCIÓN - TENSION DE PASO

RIESGO A EVALUAR	ELECTROCUCIÓN				POR	TENSION DE PASO		(AL) o (EN)	SUBESTACION	
	EVENTO O EFECTO					FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE	
	Ej: Quemaduras					Ej: Arco electrico			Ej: Celda de 13,8 kV	
		POTENCIAL ☐		REAL X		FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
CONSECUENCIAS	EN PERSONAS	ECONOMICAS	AMBIENTALES	EN LA IMAGEN DE LA EMPRESA		NO HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN EL SECTOR	HA OCURRIDO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL AÑO EN LA EMPRESA	SUCEDE VARIAS VECES AL MES EN LA EMPRESA
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Temporal (>1 día)	Interrupción temporal	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves, no Interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJA	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

14. ANALISIS DE NIVEL DE TENSION REQUERIDO

La carga a conectar es te tipo rural y corresponde a cargas de tomacorrientes comunes, salidas de iluminación y algunos motores.

Por razón se requiere nivel de tensión monofásico de 120V y trifásico de 220 V los cuales estarán en una fase dos hilos y se deben instalar en los colores fase (amarillo) neutro (blanco) y tierra para red monofásica y tres fases 4 hilos en colores amarillo, azul, rojo y blanco para red trifásica.

Tabla 21. Resumen del proyecto.

TIPO DE SERVICIO	RURAL
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES	N/A
RED DE MEDIA TENSIÓN	26.2 Km 3X1/0 AAC
RED DE BAJA TENSIÓN	1.80 Km Trenzada 3#2/0 + 1#1/0
Medidor	Se instalará un medidor Monofásico Bifilar o trifásico tetra filar de 240 V 20(80)A con sistema de medida AMI
Acometida general	1X8+1X8 AWG THW CU MONOFÁSICO 3X8+1X8 AWG THW CU TRIFÁSICO

14.1. RED DE MEDIA TENSIÓN

Se proyecta modernizar 26.2 kilómetros de red abierta 3X2 ACSR por red compacta en cable AAC 50 mm2 o 1/0 AWG, con una tensión de 13,2 kV tal y como se indica a continuación

Tabla 22. red de media tensión a modernizar por red compacta.

Centro Poblado	**Longitud red compacta 13.2 kV (km) a modernizar**
Desde Parque solar hasta Nuquí	6.5
Desde Nuquí hasta Panguí	6.7
Desde Parque solar hasta Tribugá	1.3
Desde Parque solar hasta Jurubirá	11.7
TOTAL	**26.2**

15. CÁLCULO Y MEDICIÓN DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

De acuerdo con el articulo No 14 literal 14.4 “CÁLCULO Y MEDICION DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS” RETIE actualización 2013: *los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas.*

Para este proyecto por ser de redes rurales de 13.2, kV, no aplica el cálculo ni la medición de dicho parámetro.

16. CALCULO DE TRANSFORMADORES

Teniendo en cuenta que únicamente se realizara modernización de redes de media tensión aérea abierta por red compacta, no se cambiarán ni instalarán nuevos transformadores de distribución de 13.2/0.22-0.11 kV (transformadores reductores de tensión) en las localidades de Nuquí, Panguí y Tribugá.

Cabe aclarar que se instalara un nuevo transformador de distribución elevador de tensión que sale desde el parque solar de Nuquí, pero sus cálculos y selección se incluyen en la memoria de cálculo del diseño del sistema híbrido solar – diésel.

Para el centro poblado de Jurubidá se realizará la instalación de transformadores de distribución nuevos, los cuales se proceden a seleccionar a continuación:

Los transformadores del proyecto, únicamente a instalar en el centro poblado de Jurubidá son:

Transformador 1:

Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$CD_n = \frac{CD.N_{usuarios}.(1+I_r)^n}{F.D.*\sqrt{3}} + carga\ de\ luminarias + perdidas$$

Tabla 23. Selección de transformador 1.

SELECCION TRANSFORMADOR	
Carga de diseño **CD**	0,8656
Número de usuarios Nusuarios	110
Factor de diversidad	2,00
Carga a 8 años	56,66
Cargas especiales	0
Numero de luminarias	15
Carga de alumbrado	1,17
Total Carga (kVA) **CDn**	57,83
Selección del transformador	**75,00**

Verificación: Se seleccionará el transformador numero 1 para el centro poblado de Jurubidá con viviendas entre estratos 1 y 2, ANEXO 1. TABLAS DE DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES para estrato 2 según la norma ENEL CODENSA para una cantidad de máximo 129 usuarios y teniendo en cuenta la carga de servicios comunes o de alumbrado publico de 0.2 kVA:

Tabla 24. selección de transformador de acuerdo con cantidad de usuarios estrato 2. Transformador 1

E S T R A T O 2															
Carga Servicios Comunes por TRANSFORMADORES [KVA]	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2	1.3	1.4
	Número de Clientes del Proyecto														
15	41	33	27	23	20	18	16	14	13	12	11	10	9	9	8
30	82	64	52	44	38	34	30	27	25	23	21	19	18	17	16
45	122	99	82	70	61	54	48	43	40	36	34	31	29	27	26
75	200	158	129	109	94	83	74	67	61	56	52	48	45	42	39
112.5	295	240	201	173	151	133	118	107	97	90	83	77	72	67	63
150	390	318	267	230	201	178	160	145	132	122	113	105	98	92	87
225	563	439	359	303	262	231	206	186	170	156	144	134	125	117	111
300	650	507	415	350	303	266	238	215	196	180	166	155	145	136	128
400	1003	824	697	601	528	470	422	383	351	323	299	278	260	244	230
500	1247	1025	867	749	658	586	523	472	431	396	366	340	318	298	281
630	1557	1282	1086	940	826	735	662	601	551	507	471	438	410	385	363
750	1894	1525	1292	1118	982	875	788	716	655	604	560	522	488	459	432

Se verifica que la potencia seleccionada cumple con la capacidad y número de usuarios.

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR 1 - 75 KVA
Potencia nominal: 75 KVA
Fases: 3
Tensión en el primario: 13200 V
Tensión en el secundario: 240-120 V en plena carga 220-127± 2 * 2.5 % V en vacío

Grupo de conexión: Dy5
Frecuencia: 60 Hz

Transformador 2:

Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$CD_n = \frac{CD.N_{usuarios}.(1+I_r)^n}{F.D.*\sqrt{3}} + carga\ de\ luminarias + perdidas$$

Tabla 25. Selección de transformador 2.

SELECCION TRANSFORMADOR 2	
Carga de diseño **CD**	0,8656
Número de usuarios Nusuarios	100
Factor de diversidad	2,00
Carga a 8 años	51,51
Cargas especiales	0
Numero de luminarias	15
Carga de alumbrado	1,17
Total Carga (kVA) **CDn**	52,68
Selección del transformador	**75,00**

Verificación: Se seleccionará el transformador numero 2 para el centro poblado de Jurubidá con viviendas entre estratos 1 y 2, ANEXO 1. TABLAS DE DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES para estrato 2 según la norma ENEL CODENSA para una cantidad de máximo 129 usuarios y teniendo en cuenta la carga de servicios comunes o de alumbrado publico de 0.2 kVA:

Tabla 26. selección de transformador de acuerdo con cantidad de usuarios estrato 2. Transformador 2

E S T R A T O 2															
Carga Servicios Comunes por TRANSFORMADORES [KVA]	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2	1.3	1.4
	Número de Clientes del Proyecto														
15	41	33	27	23	20	18	16	14	13	12	11	10	9	9	8
30	82	64	52	44	38	34	30	27	25	23	21	19	18	17	16
45	122	99	82	70	61	54	48	43	40	36	34	31	29	27	26
75	200	158	129	109	94	83	74	67	61	56	52	48	45	42	39
112,5	295	240	201	173	151	133	118	107	97	90	83	77	72	67	63
150	390	318	267	230	201	178	160	145	132	122	113	105	98	92	87
225	563	439	359	303	262	231	206	186	170	156	144	134	125	117	111
300	650	507	415	350	303	266	238	215	196	180	166	155	145	136	128
400	1003	824	697	601	528	470	422	383	351	323	299	278	260	244	230
500	1247	1025	867	749	658	586	523	472	431	396	366	340	318	298	281
630	1557	1282	1086	940	826	735	662	601	551	507	471	438	410	385	363
750	1894	1525	1292	1118	982	875	788	716	655	604	560	522	488	459	432

Se verifica que la potencia seleccionada cumple con la capacidad y número de usuarios.

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR 2 - 75 KVA
Potencia nominal: 75 KVA
Fases: 3
Tensión en el primario: 13200 V
Tensión en el secundario: 240-120 V en plena carga 220-127± 2 * 2.5 % V en vacío
Grupo de conexión: Dy5
Frecuencia: 60 Hz

Transformador 3:

Para el cálculo se utiliza la siguiente ecuación:

$$CD_n = \frac{CD.N_{usuarios}.(1+I_r)^n}{F.D.*\sqrt{3}} + carga\ de\ luminarias + perdidas$$

Tabla 27. Selección de transformador 3.

SELECCION TRANSFORMADOR 3	
Carga de diseño **CD**	0,8656
Número de usuarios Nusuarios	100
Factor de diversidad	2,00
Carga a 8 años	51,51
Cargas especiales	0

Numero de luminarias	15
Carga de alumbrado	1,17
Total Carga (kVA) **CDn**	52,68
Selección del transformador	**75,00**

Verificación: Se seleccionará el transformador numero 3 para el centro poblado de Jurubidá con viviendas entre estratos 1 y 2, ANEXO 1. TABLAS DE DIMENSIONAMIENTO DE TRANSFORMADORES para estrato 2 según la norma ENEL CODENSA para una cantidad de máximo 129 usuarios y teniendo en cuenta la carga de servicios comunes o de alumbrado publico de 0.2 kVA:

Tabla 28. selección de transformador de acuerdo con cantidad de usuarios estrato 2. Transformador 3

E S T R A T O 2															
Carga Servicios Comunes por TRANSFORMADORES [KVA]	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2	1.3	1.4
	Número de Clientes del Proyecto														
15	41	33	27	23	20	18	16	14	13	12	11	10	9	9	8
30	82	64	52	44	38	34	30	27	25	23	21	19	18	17	16
45	122	99	82	70	61	54	48	43	40	36	34	31	29	27	26
75	200	158	129	109	94	83	74	67	61	56	52	48	45	42	39
112.5	295	240	201	173	151	133	118	107	97	90	83	77	72	67	63
150	390	318	267	230	201	178	160	145	132	122	113	105	98	92	87
225	563	439	359	303	262	231	206	186	170	156	144	134	125	117	111
300	650	507	415	350	303	266	238	215	196	180	166	155	145	136	128
400	1003	824	697	601	528	470	422	383	351	323	299	278	260	244	230
500	1247	1025	867	749	658	586	523	472	431	396	366	340	318	298	281
630	1557	1282	1086	940	826	735	662	601	551	507	471	438	410	385	363
750	1894	1525	1292	1118	982	875	788	716	655	604	560	522	488	459	432

Se verifica que la potencia seleccionada cumple con la capacidad y número de usuarios.

CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR 3 - 75 KVA
Potencia nominal: 75 KVA
Fases: 3
Tensión en el primario: 13200 V
Tensión en el secundario: 240-120 V en plena carga 220-127± 2 * 2.5 % V en vacío
Grupo de conexión: Dy5
Frecuencia: 60 Hz

17. CALCULO DE PUESTA A TIERRA

Según lo establecido en el RETIE en su artículo 15 “Toda instalación eléctrica que le aplique el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla”. A continuación se presentan los valores de referencia para la resistencia de puesta a tierra según tabla 15.4 del RETIE.

Tabla 29. Valores de referencia para sistema de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

17.1. MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO:

Se realizan las mediciones de resistividad aparente del suelo de la red con el procedimiento del método de Wenner recomendado en el RETIE numeral 15.5.1. el cuál es el más aplicado en instalaciones eléctricas.
En el método Wenner los electrodos se disponen en línea recta espaciados uniformemente y la resistividad aparente del suelo a una profundidad dada es la resistividad medida para un espaciamiento entre electrodos igual a dicha profundidad, a continuación se muestra el esquema planteado para realizar las mediciones según el método Wenner:

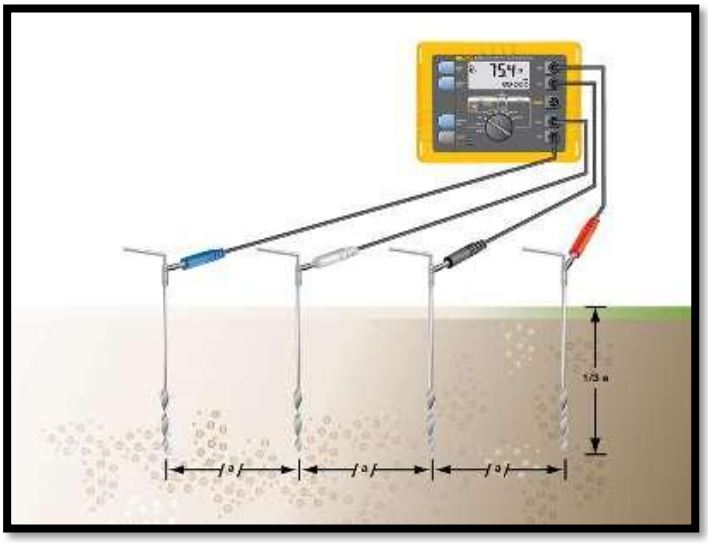


Ilustración 12. Esquema para mediciones de resistividad de terreno según método Wenner.

La ecuación para el cálculo según el método Wenner está dada por:

$$\rho = \frac{4\pi aR}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

Donde:
$\rho = es\ la\ resistividad\ aparente\ del\ suelo\ en\ ohmios\ por\ metro$
$a = es\ la\ distancia\ entre\ electrodos\ adyacentes\ en\ metros$
$b = es\ la\ profundidad\ de\ enterramiento\ de\ los\ electrodos\ en\ metros$
$R = es\ la\ resistencia\ eléctrica\ medida\ en\ ohmios, dada\ por\ V/I$

Cuando ***b*** es muy pequeño comparado con ***a***, se simplifica la ecuación y se obtiene la siguiente expresión:

$$\rho = 2\pi aR$$

Como se mencionó en el principio del estudio, es responsabilidad de diseñador y constructor, dar cumplimiento a lo contemplado en el **CAPITULO 2. REQUISITOS TECNICOS ESCENCIALES, Numeral 10.2.1 Responsabilidad de los diseñadores, Numeral 10.2.2. Responsabilidad de los constructores y Numeral 10.3 Productos utilizados en las instalaciones eléctricas** del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas de la Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013.

Por esta razón, el constructor deberá garantizar las medidas de puesta a tierra de acuerdo con la tabla 15.4 del RETIE para lo cual deberá presentar para la inspección con fines de

certificación de la obra, el registro de las medidas de puesta a tierra en las subestaciones aéreas y estructuras finales en baja tensión medias el los electrodos que podrán ser instalados en material acero inoxidable o cobre.

17.2. CALCULO DE LA RESISTIVIDAD APARENTE DEL TERRENO

Tabla 30. Estudio de resistividad del suelo.

REGISTRO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO					
PROYECTO	DESCARBONIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ MEDIANTE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO SOLAR CON ALMACENAMIENTO				
METODOLOGIA DE LA MEDICIÓN	WENNER				
MEDICION 1					
DISTANCIA (m)	**NÚMERO DE LECTURAS**	**PROMEDIO**	**P=2x□xDxR**	**APROBADA**	
				SI	**NO**
3	3	26,3	26,3	X	
6	3	28,1	28,1	X	
9	3	27,3	27,3	X	
MEDICION 2					
DISTANCIA (m)	**NÚMERO DE LECTURAS**	**PROMEDIO**	**P=2x□xDxR**	**APROBADA**	
				SI	**NO**
3	3	27,8	27,8	X	
6	3	26,5	26,5	X	
9	3	29,1	29,1	X	
MEDICION 3					
DISTANCIA (m)	**NÚMERO DE LECTURAS**	**PROMEDIO**	**P=2x□xDxR**	**APROBADA**	
				SI	**NO**
3	3	27,5	27,5	X	
6	3	26,6	26,6	X	
9	3	26,9	26,9	X	
MEDICION 4					
DISTANCIA (m)	**NÚMERO DE LECTURAS**	**PROMEDIO**	**P=2x□xDxR**	**APROBADA**	
				SI	**NO**
3	3	26,7	26,7	X	
6	3	27,5	27,5	X	
9	3	27,1	27,1	X	
MEDICION 5					
DISTANCIA (m)	**NÚMERO DE LECTURAS**	**PROMEDIO**	**P=2x□xDxR**	**APROBADA**	
				SI	**NO**
3	3	28,9	28,9	X	
6	3	27,5	27,5	X	
9	3	25,9	25,9	X	

(Se puede considerar que el suelo es homogéneo ya que la diferencia entre los dos valores extremos de resistividad aparente es menor a 30% [IEEE Std 80 2000]. La evidencia de las resistividades medidas se pueden observar en el Anexo (1) del presente documento.

Tabla 31. Resumen de resistividad promedio.

RESUMEN DE RESISTIVIDADES	
PROMEDIOS DE RUTAS Y DISTANCIAS	
DISTANCIAS DE ELECTRODOS	
Metros	Ωxm
3	27,44
6	27,24
9	27,26
MODELAMIENTO 1	27,31333333

17.3. CALCULO DE PUESTA A TIERRA

17.3.1. PARÁMETROS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

$\rho = 147.5\ Resistividad\ aparente\ del\ terreno\ Ohm/m$
$\rho_s = 3000\ \ Resistividad\ superficial\ del\ terreno\ Ohm/m$
$h_s = 0.25\ \ Espesor\ de\ capa\ superficial\ (m)$
$I_o = 12.42\ \ Corriente\ de\ falla\ monofásica\ a\ tierra\ en\ el\ primario\ (A)\ al\ 60\%\ Calculada$
$t_c = 0.15\ \ Tiempo\ de\ despeje\ de\ falla\ (s)$

17.3.2. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado con la siguiente ecuación, la cual fue adoptada de la norma **ANSI/IEEE 80**. (Tomado del RETIE numeral 15.3.2)

$$A_{mm^2} = \frac{I * K_F * \sqrt{t_c}}{1{,}9737}$$

Donde:
$A_{mm^2} = 3.892\ mm^2\ es\ la\ sección\ del\ conductor\ en\ mm^2$
Conductor de cobre desnudo $4\ AWG$
Diámetro conductor: $5.88\ mm$
Sección del conductor: $25\ mm^2$
$I = 0.15\ kA\ es\ la\ corriente\ de\ falla\ a\ tierra, suministrada\ por\ el\ OR\ (rms\ en\ KA)$

$en\ la\ respuesta\ de\ la\ factibilidad\ para\ la\ conexion$
$K_F = 7.06\ Es\ la\ constante\ de\ la\ tabla\ 15.3\ del\ RETIE, para\ diferentes\ materiales\ y\ valores\ de\ T_m, donde\ T_m\ es\ la\ temperatura\ de\ fusión\ o\ el\ límite\ de\ temperatura\ del\ conductor\ temperatura\ ambiente\ de\ 40°C.$
$t_c = Es\ el\ tiempo\ de\ despeje\ de\ la\ falla\ a\ tierra.\ si\ no\ se\ cuenta\ con\ este\ valor\ se\ puede\ estimar\ en\ 150\ ms\ según\ recomendación\ del\ RETIE.$

17.3.3. TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MAXIMAS TOLERABLES

$$C_S = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0.09}$$

C_S =0.85 Factor de decremento de capa superficial

Tensión de paso para personas entre 50 y 70 kg
Es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona.

$$E_{paso50kg} = (1000 + 6C_S * \rho_s) * \frac{0.016}{\sqrt{t_s}} = 4899\ V$$

$$E_{paso70kg} = (1000 + 6C_S * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} = 6630\ V$$

Tensión de Contacto para personas con peso entre 50 y 70kg
Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona.

$$E_{contacto50kg} = (1000 + 1.5C_S * \rho_s) * \frac{0.016}{\sqrt{t_s}} = 1449\ V$$

$$E_{contacto70kg} = (1000 + 1.5C_S * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} = 1962\ V$$

17.3.4. DISEÑOS BÁSICOS Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Los diseños están conformados por varillas de cobre copperweld de 2.4mx5/8", conductores de cobre trenzado desnudo #4 AWG a una profundidad hs = 0.25m.
Un electrodo:
L=2.4 m
a=0.016 m

$$r = \frac{1}{2\pi L}\left(Ln\frac{4L}{a} - 1\right) = 0.35$$

Entonces: $R = r * \rho = 0.35 * 27.31 = \mathbf{9.55\Omega}$

17.3.5. CORRIENTE MÁXIMA DE LA MALLA

Corresponde a la corriente máxima de malla, que puede propagarse en caso de falla.

$$D_f = 1.064$$
$$S_f = 1$$
$$I_G = D_f x I_g = D_f x S_f x I_f = 95\ A$$

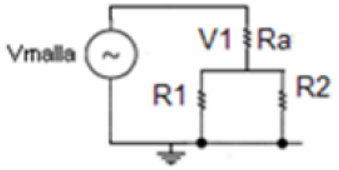
17.3.6. POTENCIAL MÁXIMO DE LA MALLA

Si el valor de la máxima elevación del potencial de tierra del diseño preliminar está por debajo de la tensión de toque tolerable por el cuerpo humano, no es necesario realizar análisis adicionales y se procede a poner a tierra los equipos.
Para un electrodo:

$$GPR = I_g * R_g = 907.25\ V$$

17.3.7. CALCULO DE LA TENSIÒN DE CONTACTO APLICADA A UN SER HUMANO EN CASO DE FALLA

Para este cálculo se toma como punto de contacto del ser humano cualquier parte del SPT o malla, la cual tendrá un voltaje de malla en el momento de una falla, en cualquier punto; teniendo en cuenta que la persona estará fuera de la malla y sobre una superficie con una resistividad superficial específica, y tomando el caso más crítico que sería con las piernas separadas.



V1= Máxima tensión de contacto resultante
R1= Resistencia del suelo en el punto de apoyo 1=3ρ_s
R2= Resistencia del suelo en el punto de apoyo 2=3ρ_s
Ra= Resistencia del cuerpo del individuo=1000Ω
Rb= Resistencia superficial del piso debajo del individuo
Vmalla= Voltaje de la malla

$$R_b = \left(\frac{R1*R2}{R1+R2}\right) = 4500\ \Omega$$

$$V_1 = V_{malla}\left(\frac{R_a}{R_a + R_b}\right) 907.25\ V \left(\frac{1000\Omega}{1000\Omega + 3547\Omega}\right) = 198.2\ V$$

Tensión de contacto resultante con Un electrodo:
Como V1 < Tensión de contacto Tabla 15.1 RETIE
198.2 V < 300 V

CUMPLE

17.3.8. CONFIGURACIÓN DE ELECTRODOS

Mediante la configuración del sistema de puesta a tierra se busca identificar la mejor disposición para la instalación de los elementos que conforman el sistema de puesta a tierra con el fin de diseñar el arreglo que mejor se adapte a las necesidades de la red para garantizar hasta donde los conceptos de la ingeniería lo permitan la seguridad de las personas y equipos de la instalación.

La configuración del sistema de puesta a tierra con electrodos consiste en el arreglo e instalación de una cantidad de electrodos conectados entre sí con el fin de mejorar la puesta a tierra si es necesario. Para determinar la cantidad de electrodos a instalar se tomaron los siguientes criterios según norma del LA-400 CODENSA que asocia el número de electrodos a instalar según el valor de la resistividad del suelo que se tiene en el lugar de la instalación. Cuando la resistividad del terreno sea menor de 200Ohmio*m solo se necesita enterrar una varilla como electrodo de tierra para cumplir con los requisitos de resistencia a tierra, de cobre o cobre recubierto de acero tal y como se indica a continuación:

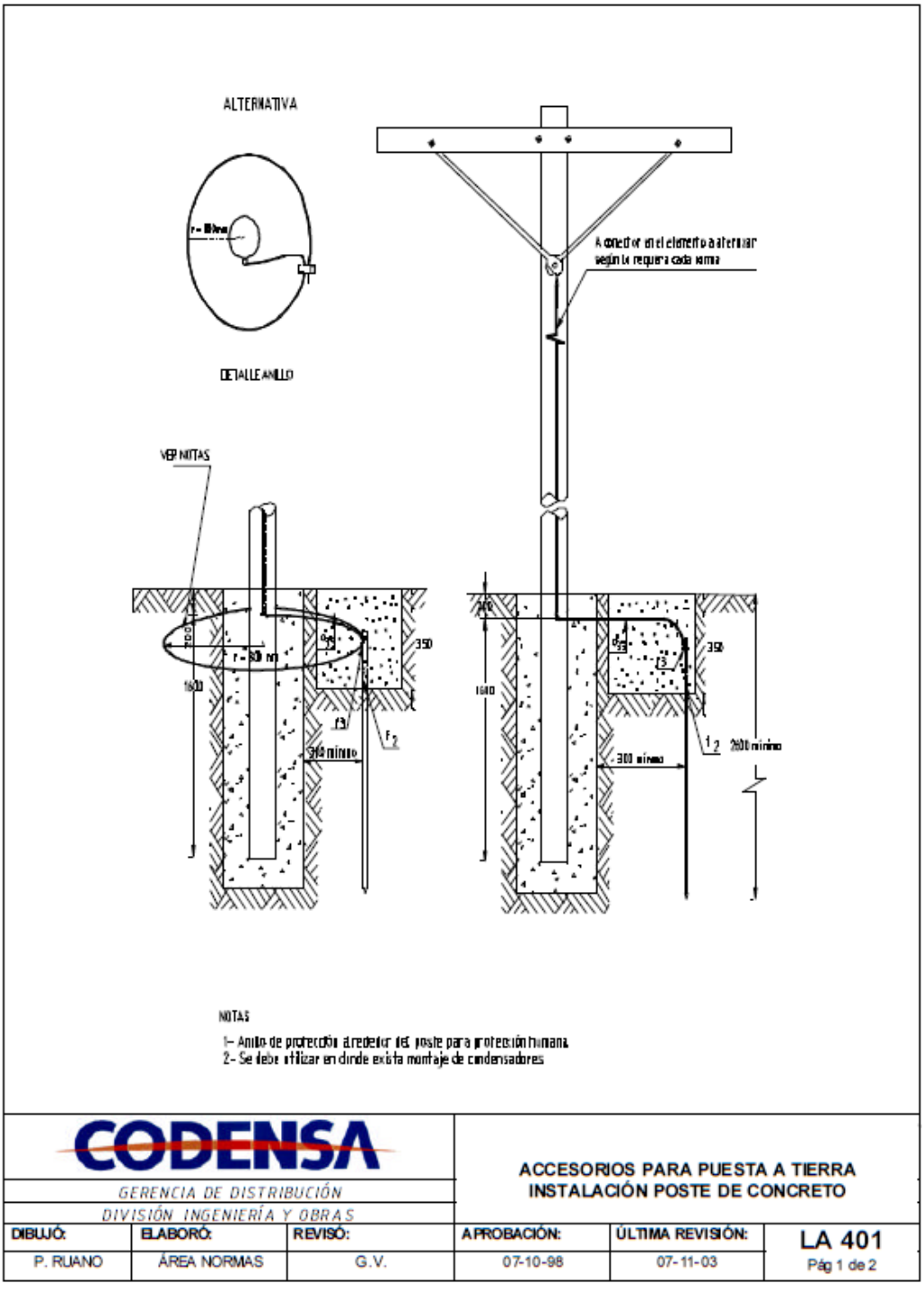


Ilustración 13. Instalación de puesta a tierra mínima norma LA-401 Codensa

17.4. CARACTERÍSTICAS DE LA PUESTA A TIERRA

Una vez analizada la información contemplada en la norma Codensa, para cada estructura intermedia (apoyo intercalado) de red compacta se deberá instalar una puesta a tierra con las siguientes características:

Tabla 32. Características puesta a tierra en conductor mensajero de red compacta.

ELEMENTO	UNIDAD	CANTIDAD
Conductor principal longitud de 14 m. ancho 22.22 mm y espesor de 1.2 mm	m	14
Acople de un extremo del fleje principal con cable No 4 de 25 cm de largo Cu estañado calibre 4 AWG para conectar al mensajero de red Compacta	Und	1
Abrazaderas de 3/8“X 1,5 m, seis (6) tramos. Se instalará una a partir de 50 cm del piso y cada 1,5 m a partir de esta en los otros tramos.	Und	6
VARILLA DE COBRE O DE ACERO RECUBIERTO DE COBRE para puesta a tierra, de 15mm x 2.40 m	Und	1
Conector fleje a varilla.	Und	1

18. CALCULO DE CONDUCTORES EN MEDIA TENSIÓN

El presente cálculo se enfoca exclusivamente en la selección de los conductores para la red de media tensión a 13.2 kV, dado que no se contempla la construcción de redes en otros niveles de tensión. El dimensionamiento de los conductores se realizará considerando la capacidad de transporte de corriente, las pérdidas técnicas admisibles y los criterios normativos aplicables para cada tipo de configuración de la red.

18.1. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE

La corriente nominal (In) de los circuitos se obtiene utilizando la potencia (S) y el voltaje de línea (13200 V) según la siguiente ecuación:

$$I_N = \frac{S_{3\emptyset}}{\sqrt{3} x V_L}$$

$$I_N = \frac{1400000}{\sqrt{3} x 13200} = 61.30\ A$$

De acuerdo en lo establecido en la norma EPM, se sugiere calcular la capacidad de cable con un margen de seguridad del 25% teniendo así:

$$I_{COND} = 1.25 x I_N = 1.25 x 61.30\ A = 76.63\ A$$

A partir de las corrientes que debe soportar el conductor en cada tramo se definen los calibres mínimos por capacidad de corriente:

Tabla 33. Longitud de red compacta 13.2 Kv a construir.

Tramo analizado	Longitud red compacta 13.2 kV (km)	Corriente de diseño (A)	Tipo de cable a instalar	Corriente soportada según ficha técnica (A)	Cumplimiento
Desde Parque solar hasta Nuquí	6.5	76.63	Cable de aluminio semiaislado 1/0 AWG (53.48mm2)	200	CUMPLE
Desde Nuquí hasta Panguí	6.7	76.63	Cable de aluminio	200	CUMPLE

			semiaislado 1/0 AWG (53.48mm2)		
Desde Parque solar hasta Tribugá	1.3	76.63	Cable de aluminio semiaislado 1/0 AWG (53.48mm2)	200	CUMPLE
Desde Parque solar hasta Jurubirá	11.7	76.63	Cable de aluminio semiaislado 1/0 AWG (53.48mm2)	200	CUMPLE
TOTAL	**26.2**				

18.2. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección A, viene dada por:

$$I_{CC} = A * k \sqrt{\frac{1}{t}}$$

Donde:
I_{CC}=es la máxima corriente admisible para el conductor en A.
A, es el área del conductor en mm².
K, constante del material (93 para el aluminio).
t, es el tiempo de duración del cortocircuito en seg (0,3 seg).

En donde para el caso más crítico (Conductor Desnudo), se tiene:

$$I_{CC} = 53.55\ mm^2 * 93 \sqrt{\frac{1}{0.3}} = 9\ kA$$

18.3. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES

Para combinar los costos de compra e instalación con los costos de pérdidas de energía que surgen durante la vida económica de un cable, es necesario expresarlos en valores económicos comparables, que son los valores que se refieren al mismo punto en el tiempo.

Es conveniente usar la fecha de compra de la instalación en este punto y referirlo como "presente". Los costos "futuros" de las pérdidas de energía son entonces convertidos a su equivalente "valor presente". Esto es realizado por el proceso de amortización, y la tasa de amortización está ligada al costo en dinero.

En las prescripciones de la referida Norma, la inflación fue omitida considerando que afectará tanto al costo del dinero como al costo de la energía. Si estos puntos fueran considerados para el mismo período de tiempo y el efecto de la inflación fuera aproximadamente la misma para ambos, la elección de una sección económica puede ser llevada a cabo satisfactoriamente sin introducir la complicación adicional de la inflación.

Para calcular el valor presente del costo de las pérdidas es necesario elegir valores apropiados al futuro desarrollo de la carga, aumentos anuales del precio de kWh y una tasa de descuento anual por la vida económica del cable que podría ser de 25 años o más, las fórmulas propuestas en la Norma son directas, pero en su aplicación debe ser dada la debida consideración a la hipótesis de que los parámetros financieros asumidos permanecerán inalterados durante la vida económica del cable.

En la Norma, hay dos abordajes para el cálculo de la sección económica, basados en los mismos conceptos financieros. La primera, donde una serie de secciones de conductores está siendo considerada, es calcular una gama de corrientes económicas para cada una de las secciones del conductor previsto para las condiciones de instalación específica y entonces seleccionar aquella sección cuyo rango contiene el valor requerido para la carga. Este abordaje es apropiado donde varias instalaciones semejantes están siendo consideradas.
El segundo abordaje, que puede ser más satisfactorio cuando una única instalación está involucrada, es calcular el área de la sección transversal óptima para la carga exigida y entonces seleccionar la sección nominal del conductor más próxima.

18.4. ASPECTOS ECONÓMICOS

Para combinar los costos iniciales de compra e instalación con los costos de pérdida de energía que surgen durante la vida económica de un conductor eléctrico, es necesario expresarlos en valores económicos comparables, que son los valores que se refieren al mismo punto en el tiempo.

Es sabido que, cuanto menor la sección nominal de un conductor eléctrico, menor es su costo inicial de adquisición e instalación y mayor su costo operativo durante su vida útil.

La energía perdida en la Resistencia eléctrica en una línea (suponiendo el neutro totalmente descargado) respondería a la siguiente expresión:

$$EP = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot t \cdot L \cdot 1/1000$$

Siendo

R: Resistencia de la línea en Ω/km
I: intensidad que recorre La línea en A
t: tiempo en h
L: longitud de la línea en km

Probamos a continuación con varias secciones a partir de la mínima obligatoria por criterios técnicos (2 AWG o 35 mm²)

Si tomamos R a 20 ºC, máxima temperatura del conductor, se calcula la energía perdida en kWh para los calibres 2, 1/0, 2/0 y 4/0:

calibre AWG	Resistencia de la línea 75°C (Ω/km)	Intensidad de la línea (A)	tiempo (h)	longitud de linea (km)	Energía Perdida (kWh)	valor del kWh en marzo de 2025 en Nuquí ($/kWh)	energía perdida según calibre ($)
2	0,852	60	24	26,2	5.785,97	1134,87	6.566.319,33
1/0	0,535	60	24	26,2	3.633,21	1134,87	4.123.216,95
2/0	0,425	60	24	26,2	2.886,19	1134,87	3.275.452,72
4/0	0,267	60	24	26,2	1.813,21	1134,87	2.057.755,00

18.5. VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES (Numeral 10.1.1., literal k)

Tanto para los conductores de la red a construir, se tomará como base de diseño un factor del 20%. Con esto se asegurará la protección de los conductores por parte de los interruptores.

Para el tiempo de disparo de los conductores se hará el análisis en el literal K del RETIE con la curvas de disparo de los interruptores.

El cálculo de CC de la red y la capacidad de cada conductor se explica en el análisis de corto circuito y falla a tierra.

19. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÒN.

El objeto de los cálculos mecánicos es controlar la tensión mecánica de los conductores para los distintos regímenes de carga bajo diferentes condiciones climáticas con el fin de: evitar fatigas y daños que pongan en riesgo la seguridad / continuidad del servicio, evitar la aparición de fenómenos vibratorios y aprovechar la capacidad mecánica de los mismos, logrando un balance adecuado entre longitud de vanos y dimensionamiento de postes.

Básicamente, este cálculo dependerá de los siguientes factores (extraído de la norma de EBSA):

- Las características meteorológicas y geográficas del sitio en la que se instalen las líneas.
- La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en los distintos casos de carga.
- La flecha que tomarán los mismos en los diferentes vanos y para los distintos casos de carga.
- Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para estas condiciones a la hora de establecer los límites de tensionado, el presente proyecto tipo se guiará de las recomendaciones establecidas por el CIGRÉ en el campo de las vibraciones eólicas.
- Las características mecánicas de postes y crucetas utilizados en el presente proyecto tipo.
- Los criterios constructivos adoptados para las áreas rural

La hipótesis de velocidad de viento máxima es determinante en el cálculo de esfuerzos y tensiones en los conductores y cables de guarda. Para determinar los parámetros de la velocidad del viento se utiliza la siguiente tabla extraída de la norma de construcción del OR EBSA, en la cual se establecen valores de referencia según la altura sobre el nivel del mar donde esté ubicada la red a diseñar.

Tabla 34. Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima (Fuente norma OR EBSA)

Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima.

PARÁMETROS	0 ≤ hsnm < 1000	1000 ≤ hsnm < 2000	2000 ≤ hsnm
Velocidad máxima de viento (km/h)	100,00	80,00	60,0
Temperatura coincidente (°C)	21,00	15,00	9,00

La hipótesis de temperatura mínima es determinante en el cálculo de esfuerzos y tensiones en los conductores y cables de guarda.

Para las hipótesis de velocidad máxima de viento y temperatura mínima, los conductores no deben estar sometidos a una tensión mecánica mayor al 40% de su tensión de rotura.

Tabla 35. Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima. (Fuente norma OR EBSA)

Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.

PARÁMETROS	0 ≤ hsnm < 1000	1000 ≤ hsnm < 2000	2000 ≤ hsnm
Velocidad de viento (km/h)	60,00	48,00	36,00
Temperatura mínima (°C)	19,00	13,00	4,00

La hipótesis de condición diaria permite comprobar el cumplimiento de los factores de riesgo de diseño para los conductores. En condición diaria los conductores no deben estar sometidos a una tensión mecánica mayor al 20% de su tensión mecánica de rotura.

Tabla 36. Parámetros para la hipótesis de condición diaria (Fuente norma OR EBSA)

Parámetros para la hipótesis de condición diaria.

PARÁMETROS	0 ≤ hsnm < 1000	1000 ≤ hsnm < 2000	2000 ≤ hsnm
Velocidad promedio de viento (km/h)	15,00	11,00	7,00
Temperatura promedio (°C)	25,00	19,00	14,00

La hipótesis de temperatura máxima ambiente es determinante para calcular la magnitud de la máxima flecha y por consiguiente la altura de la estructura, además, se deben considerar los efectos de radiación solar y efecto Joule debido a que afectan la temperatura del conductor, y el efecto Creep asociado con la elongación por tensión mecánica; puesto que los tres producen un incremento de la flecha.

Para anticipar el efecto por fluencia de los conductores, es aconsejable someter al conductor a una tensión mecánica de igual magnitud que la tensión mecánica soportada en condición diaria, durante un intervalo de tiempo, y posteriormente, a una sobretensión mecánica de igual magnitud a la soportada en condición extrema, con el fin de reducir dicho efecto en la vida útil de la línea.

Para la hipótesis de temperatura máxima, se debe considerar una temperatura mínima del conductor de 60°C.

Tabla 37. Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente (Fuente norma OR EBSA)

Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente.

PARÁMETRO	0 ≤ hsnm < 1000	1000 ≤ hsnm < 2000	2000 ≤ hsnm
Temperatura máxima ambiente (°C)	33,00	26,00	24,00

19.1. CALCULO DE VANOS.

El cálculo de vanos permite obtener directa o indirectamente las tensiones mecánicas y flechas de conductores y cables de guarda, las alturas necesarias de las estructuras, los esfuerzos transversales y verticales, y la elección de la hipótesis dominante en el estudio mecánico de conductores.

Vano regulador: El vano regulador es un vano calculado, en el que se puede asemejar el comportamiento del conductor en un único vano comprendido entre dos estructuras en retención, anclaje o amarre. La longitud del vano regulador, si los apoyos se encuentran al mismo nivel se calcula mediante la siguiente ecuación,

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n} a_i^3}{\sum_{i=1}^{n} a_i}}$$

Donde:

a_r =Longitud del vano regulador, en metros.

a_i =Longitud del vano medido en la dirección longitudinal, en metros.

$$a_r = \sqrt{\frac{1152^3}{1152}} = 1.15\ km$$

Vano máximo por oscilación: la flecha es función del vano y de los parámetros de cada hipótesis de diseño. Por consiguiente, es posible determinar la máxima flecha que permite conservar la distancia mínima entre conductores, mediante la siguiente ecuación y posteriormente calcular el vano máximo por oscilación:

$$D = K * \sqrt{f + \lambda} + \frac{U}{150}$$

Dónde:
D =Separación en (m) entre conductores en la misma estructura
f =Flecha máxima en (m)
λ =Longitud en (m) de la cadena de aisladores en estructuras de suspensión, pin, doble pin o de paso. En estructuras de retención λ es cero.
U =Tensión nominal en kV de la línea
K =Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento

Tabla 38. Valores constante K (Fuente norma grupo EPM)

Angulo de oscilación	Valores de K	
	Líneas de nivel de extra alta tensión	Líneas de nivel de alta y media tensión
Superior a 65 °	0.7	0.65
Comprendido entre 40 ° y 65 °	0.65	0.60
Inferior a 40 °	0.60	0.55

Vano máximo permitido por la altura de la estructura: Al igual que la condición anterior, el vano máximo permitido por la altura de la estructura queda restringido al vano mediante el cual se obtenga una flecha que satisfaga la siguiente ecuación:

$$f_{max} = L_m - h_{min}$$

Dónde:
f_{max} =es la flecha maxima en (m) en terreno a nivel
L_m =es la altura de montaje en (m) del conductor más bajo en la estructura
h_{min} =es la altura mínima en (m) del conductor al terreno

$$f_{max} = 9.8m - 5.6m = 4.2m$$

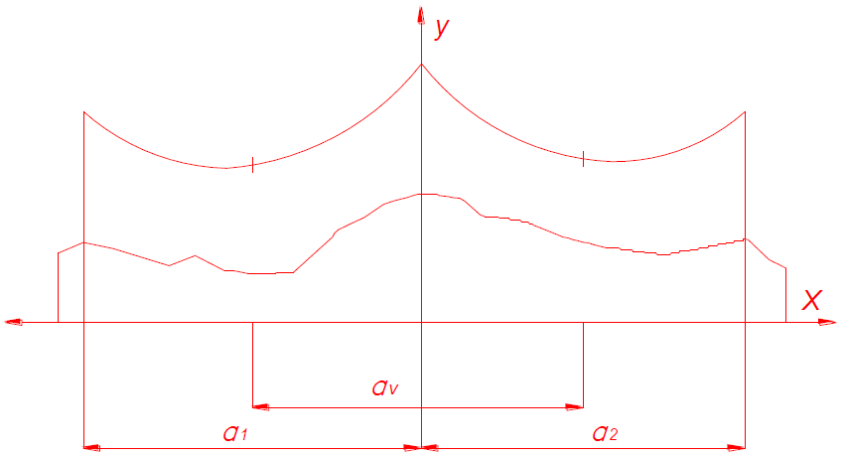
$$D = 0.65 * \sqrt{4.2m + 0} + \frac{13.2kV}{150} = 1.42m$$

Vano viento: Conocido también como eolovano, permite calcular el esfuerzo transversal que se transmite a las estructuras debido al efecto del viento sobre los conductores. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Dónde:
a_v =es la longitud en (m) del vano viento medido en dirección longitudinal
a_1 = es la longitud en (m) del vano anterior del apoyo en dirección longitudinal
a_2 = es la longitud en (m) del vano posterior del apoyo en dirección longitudinal

Ilustración 14. Vano viento o eolovano (Fuente norma OR EBSA)



$$a_v = \frac{68.5 + 72}{2} = 70.25m$$

19.2. MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS Y CURVAS DE UTILIZACIÓN.

Factores de seguridad: Con el fin de mantener las condiciones de diseño a pesar de las variaciones de los suelos o debido a fenómenos atmosféricos se consideran los factores de seguridad.
Los factores de seguridad aplican para condiciones normales de operación. Para condiciones anormales el factor de seguridad será de 1,25 para los diferentes tipos de

carga. Los factores de seguridad para estructuras en concreto y metálicas así como los de cargas transversales de viento se incluyen en la siguiente tabla, según las NSR-98 y NTC 1329.

Tabla 39. Factores de seguridad (Fuente norma OR EBSA)

Factores de seguridad.

DESCRIPCIÓN	FACTOR DE SEGURIDAD
Estructura en concreto	2,5
Estructura metálica	1,5
Cargas verticales	1,1
Cargas transversales de viento	2,0
Cargas longitudinales	1,2
Cargas de ángulo	1,5
Cables para templetes	2,0
Aisladores y herrajes	3,0

Momento resistente de la estructura: El momento resistente es aquella tensión mecánica de trabajo que soporta la estructura a una altura a partir de la superficie del terreno hasta 20cm de la punta de la misma sin presentar ninguna deformación. El momento resistente se determina mediante el uso de la siguiente ecuación:

$$M_{re} = \frac{T_{rp}}{f_{se}} * \left(L_{et} - L_{ep} - 0.2\right)$$

Dónde:
M_{re} =es el momento resistente de la estructura, en Kg*m
T_{rp} = es la tensión mecánica de rotura de la estructura, en Kg
L_{et} = es la longitud total de la estructura, en (m)
L_{ep} = es la longitud de empotramiento de la estructura, en (m)
f_{se} = es el factor de seguridad. 2,5 para estructuras en ferroconcreto y 1,5 para estructuras metálicas

$$M_{re} = \frac{510kg}{2{,}5} * (12m - 1{,}8m - 0.2) = 2040kg * m$$

Longitud de empotramiento: La longitud de empotramiento de la estructura se calcula mediante el uso de la siguiente ecuación.

$$L_{ep} = 0{,}1 * L_{et} + 0{,}6$$

Dónde:
L_{et} = es la longitud total de la estructura, en (m)
L_{ep} = es la longitud de empotramiento, en (m)

Momento por presión del viento sobre la estructura: El momento debido a la presión del viento está aplicado en un punto considerado como el centroide de la superficie efectiva sobre la cual incide el viento, se puede calcular mediante la siguiente ecuación la cual aplica para cualquier tipo de estructura.

$$M_{va} = f_{sva} * F_{va} * h$$

Siendo:

$$h = \frac{(L_{et} - L_{ep})}{3} * \frac{\phi_1 + 2 * \phi_2}{\phi_1 + \phi_2}$$

Dónde:
M_{va} = es el momento debido a la presión del viento sobre la estructura, en kg*m
f_{sva} = es el factor de seguridad para cargas transversales de viento
F_{va} = es la fuerza del viento sobre laestructura, en kg
h = es la altura del centroide y punto de aplicación de la carga devientosobre en nivel del terreno, en m
ϕ_1 = es el diámetro equivalente o diámetro real de la estructura a nivel del terreno en m
ϕ_2 = es el diámetro equivalente o diámetro real en la cima de la estructura, en m

$$h = \frac{(12m - 1{,}8m)}{3} * \frac{0{,}32 + 2 * 0{,}14}{0{,}32 + 0{,}14} = 2{,}4m$$

$$M_{va} = 2{,}5 * 4{,}095 * 2{,}4 = 24{,}57kg * m$$

Momento por esfuerzos de cambio de dirección de la línea: Es el momento ejercido a la altura de amarre de los conductores en las estructuras de cambio de dirección de la línea, provocado por la resultante de las tensiones mecánicas y las presiones del viento en los conductores. Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$M_{cd} = f_{scd} * F_{cd} * h_{mon}$$

Dónde:
M_{cd} = es el momento debido al cambio de dirección, ejercido por los conductores y aisladores, en kg*m
f_{scd} = es el factor de seguridad para cargas en angulo
F_{cd} = es la fuerza resultante por cambio de dirección, en kg
h_{mon} = es la altura de montaje de los conductores, en m

$$M_{cd} = 1{,}5 * 135{,}87 * 9{,}8 = 1997{,}289kg * m$$

Curvas de utilización: Las curvas de utilización deben estar referenciadas en todo proyecto y son un medio aproximado para determinar la funcionalidad de la estructura

sometida a fuerzas longitudinales y transversales, permite obtener la gráfica del ángulo de deflexión de la línea en función del vano viento. Esta grafica se puede obtener mediante la aplicación de la siguiente ecuación:

$$M_{re} \geq M_{va} + M_{cd}$$

Donde:
M_{re}=Es el momento resistente de la estructura, en kg*m
M_{va}=Es el momento debido a la presión del viento sobre la estructura, en kg*m
M_{cd}=Es el momento debido al cambio de dirección, ejercido por los conductores y aisladores en kg*m

$$2040 \geq 1997{,}28 + 24{,}57 = 2021{,}85$$

Con los cálculos anteriores se concluye que se pueden utilizar postes de 12m x510kgf para todo el trazado de red proyectado tanto en estructuras de suspensión como en estructuras de paso menores a ángulos de 30º.

19.3. TEMPLETES VIENTOS O RETENIDAS.

Los templetes se instalarán, por regla general, en todas las estructuras de retención, en los ángulos en los que se sobrepasen los esfuerzos admisibles en el poste, en apoyos para luces mayores de las del diseño en alineamientos rectos y en todos aquellos apoyos en donde el cálculo mecánico lo justifique.

Los templetes quedarán alineados con el eje de la red o sobre la bisectriz del ángulo suplementario del de deflexión de la línea, cuando éste último no sobrepase los 30°.

Se recomienda para los templetes utilizar cables de acero galvanizado calibre 3/8”.

20. CÁLCULO Y COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE

De acuerdo con la SECCIÓN 240. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE LA NTC 2050 240-3. NTC 2050 Protección de los conductores, la coordinación adecuada de los fusibles se hace necesaria cuando se usan fusibles en serie. El número máximo de fusibles de seccionamiento de línea que se permite emplear en serie varía según las distintas compañías, de uno a seis. Cuando los fusibles están adecuadamente coordinados, un defecto en cualquier parte de un circuito radial provocará la fusión del fusible más cercano al defecto en el lado de la subestación, aislando de esta forma la

sección defectuosa. Ninguno de los fusibles más próximos a la subestación deberá fundirse o empezar a fundirse si los fusibles se han escogido correctamente.

De acuerdo a lo anterior se hace una selección de fusibles para cada uno de los arranques proyectados y los seccionamientos para ramales.
Se hace el inventario de la carga conectada al ramal y se calcula la corriente nominal, con esta corriente se calcula la curva por sobre carga, capacidad térmica y corriente de conexión.

Tabla 40. Tabla para curva por sobrecarga

CURVA DE SOBRECARGA			CURVA DE SOBRECARGA	
TIEMPO (SEGUNDOS)	VECES DE LA CORRIENTE NOMINAL		Tiempo (segundos)	Corriente (amperios)
3600	2,02		3600	7,656
7200	1,74		7200	6,595
14400	1,5		14400	5,685
28800	1,33		28800	5,041
86400	1,16		86400	4,396

Tabla 41. Tabla para curva Capacidad térmica

CURVA CAPACIDAD TERMICA			CAP. TERMICA	
TIEMPO (SEGUNDOS)	VECES DE LA CORRIENTE NOMINAL		Tiempo (segundos)	Corriente (amperios)
0,1	111,8		0,1	423,72
2	25		2	94,75
10	11,3		10	42,83
30	6,3		30	23,88
60	4,75		60	18,00
300	3		300	11,37
1800	2		1800	7,58

Tabla 42. Tabla para curva Corriente de conexión

CURVA CORRIENTE DE CONEXIÓN	
TIEMPO (SEGUNDOS)	VECES DE LA CORRIENTE NOMINAL
0,01	25
0,1	12
1	6
10	3

CORRIENTE DE CONEXIÓN	
Tiempo (segundos)	Corriente (amperios)
0,01	94,750
0,1	45,480
1	22,740
10	11,370

De la norma CODENSA ET501 toma la siguiente tabla que nos permite hacer una selección correcta de los fusiles a utilizar.

Tabla 43. Selección de fusibles tipo H extra rápido

Corriente nominal permanente (A)	Corriente nominal 300 Segundos		Corriente nominal 10 Segundos		Corriente nominal 0,1 segundos		Relación de Velocidad
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
1	2	2,4	Nota 1	3	Nota 1	22	Nota 1
2	3,4	4	Nota 1	4,8	Nota 1	35	Nota 1
3	4	4,8	Nota 1	5,8	Nota 1	46	Nota 1
4	5,6	6,8	Nota 1	8	Nota 1	50	Nota 1
5	7	8,4	Nota 1	9,6	Nota 1	74	Nota 1
6	8.4	10	9	11	48	74	5,7
7	9,8	11,7	11	13,8	56	74	5,7
8	11,2	13,5	12	14,5	61	74	5,4
10	14	17	16	20	78	94	5,5
12	17	20,5	19	23	91	110	5,3
15	21	25	24	29	113	136	5,3
20	28	34	32	39	142	171	5
25	35	42	40	48	168	201	4,8
30	42	50	48	58	210	252	5
40	56	67	65	78	288	346	5,1
50	70	84	80	97	329	395	4,7
65	91	110	108	130	497	598	5,4
80	112	135	130	156	719	862	6,4
100	140	168	160	190	779	935	5,5

20.1. PROTECCIONES EN CIRCUITO RAMAL Y ARRANQUE

Para la selección de protecciones contra sobrecorriente, se realizó el análisis del circuito teniendo en cuenta la carga máxima de diseño:

ARRANQUE:

$$I_P = \frac{S_N}{V_{LP}} = \frac{135}{13{,}2 * 0.9} = 11.36\ A$$

Se selecciona un fusible de 15 A tipo H por fase

20.2. PROTECCIONES DEL TRANFORMADOR DE 75 KVA

Protección primaria

$$I_P = \frac{S_N}{V_{LP}} = \frac{75}{13{,}2} = 5.68A$$

Se selecciona un fusible de 5A tipo H por fase

Protección en el secundario

Corriente de protección

$$I_S = \frac{S_N}{\sqrt{3} * V_{LS} * \left(1 - \frac{\mu_Z}{100}\right)} = \frac{75000}{1.73 * 240 * \left(1 - \frac{3}{100}\right)} = 186.22A$$

Ahora se procede a obtener la protección del secundario

$$Ips = 1.25 * I_S = 1.25 * 186.22 = 232.8\ [A]$$

Corriente de cortocircuito máxima

$$I_K = \frac{I_S * 100}{\mu_Z\%} = \frac{186.22 * 100}{3} = 6.207{,}33\ A$$

La protección no debe superar el valor de I_S y tener un poder de corte de I_K, por lo tanto se selecciona un interruptor magnético de 3*250 A, con un poder de corte de 10 KA (se determina este poder de corte por ser el valor nominal de este tipo de elementos).

21. CALCULO PERDIDAS DE ENERGIA TENIENDO EN CUENTA EFECTOS ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA

21.1. PÉRDIDAS DEL SISTEMA.

Las pérdidas del sistema son otro factor importante a tener en cuenta en el diseño de las redes, ya que al mediano y largo plazo pueden implicar unos altos costos para la empresa de energía.

- Regulación máxima permisible en M.T.: 3%
- Perdidas máximas de potencia en M.T: 2,5%
- Regulación máxima permisible en B.T.: 5%
- Perdidas máximas de potencia en B.T.: 2,5%

21.2. PÉRDIDAS DEL SISTEMA EN MEDIA TENSIÓN

El porcentaje de pérdidas de potencia para las redes de media y baja tensión se determina con la siguiente expresión:

$$\%\Delta P = \frac{100 * P * L * R}{V^2 * Cos^2 \emptyset}$$

Donde:
$\%\Delta P$=Porcentaje de pérdidas
P: Potencia de la carga [kW]
R: Resistencia del conductor [Ohm/km] (R = Rf Trifásico, R = Rf + Rn Monofásico)
L: Longitud de la red [km]
CosØ: Factor de potencia
V: Voltaje de línea - línea [V]

Tipo de Conductor: AAAC No. 1/0 AWG
L1 = 13.21 km
P1 = 1037.5 kVA x 0.9 = 933.75 kW
L2 = 1.30 Km
P2 = 290 KVA x 0.9 = 261 KW
L3 = 11.39 Km
P3 = 290 KVA x 0.9 = 261 KW
CosØ = 0.9
V = 13200 V
R = 0.638 Ohm/km

Tabla 44. Cálculo de % de pérdidas de potencia en Media Tensión.

PÉRDIDAS EN MEDIA TENSIÓN

DESCARBONIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ MEDIANTE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO SOLAR CON ALMACENAMIENTO

DEPARTAMENTO	CHOCÓ					FORMATO N° 1	
MUNICIPIO	NUQUÍ					FECHA 04-04-2025	
TIPO DECONDUCTOR	**AAAC SEMIAISLADO**					HOJA___1___DE___1__	
TRAMO	**LONGITUD**	**TRANSFORMADOR ALIMENTADO**	**CALIBRE DE CONDUCTOR**			**PERDIDAS DE POTENCIA (%)**	
TRAMO	**(m)**	**CARGA (KVA)**	**CORRIENTE NOMINAL (A)**	**RESISTENCIA (Ω/Km)**	**RESISTENCIA COND (Ω)**	**PARCIAL**	**TOTAL**
ARRANQUE - MV-226	13215,9	1038	45,37885639	0,638	8,4317442	0,08191612	0,08191612
ARRANQUE - MV-249	1329,7	290	12,68421046	0,638	0,8483486	0,00023179	0,00023179
ARRANQUE - MV-401	11423,1	290	12,68421046	0,638	7,2879378	0,01710621	0,01710621

21.3. CALCULO DE REGULACIÓN EN MEDIA TENSIÓN

La regulación de tensión se calcula aplicando la metodología del momento eléctrico:

$$R\% = M_e * K$$

Siendo:

$$M_e = kVA * l$$

$$K = \frac{r * Cos\theta + X_l * Sen\theta}{V_L^2}$$

Dónde:
$R\%$=es el porcentaje de regulación de tensión
M_e=Es el momento eléctrico
kVA=Es la carga proyectada en kVA
l=Es la longitud de la red, en m
K=Es una constante de regulación que depende del conductor seleccionado
r=Es la resistencia del conductor, en ohm/km
X_l=Es la reactancia inductiva del conductor, en ohm/km
θ=Ángulo del factor de potencia de la carga
V_L=Es la tensión línea – línea del sistema, en V

Tabla 45. Cálculo de regulación en Media tensión.

REGULACIÓN EN MEDIA TENSIÓN

DESCARBONIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DEL CHOCÓ MEDIANTE SISTEMA DE GENERACIÓN HÍBRIDO SOLAR CON ALMACENAMIENTO

DEPARTAMENTO	CHOCÓ									FORMATO N°	1
MUNICIPIO	NUQUÍ									FECHA 04-04-2025	
TIPO DECONDUCTOR	**AAAC SEMIAISLADO**									HOJA___1___DE___1__	
TRAMO	**LONGITUD**	**TRANSFORMADOR ALIMENTADO**		**MOMENTO**	**CALIBRE DE CONDUCTOR**					**REGULACION %**	
	(m)	**N°**	**KVA**	**KVA-m**	**MATERIAL**	**AWG/Kcmil**	**TIPO**	**TIPO DE SERVICIO**	**K REGULACIÓN %/KVA-m**	**PARCIAL**	**TOTAL**
ARRANQUE - MV-01	25	NODO	1328	33187,5	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,013	0,013
MV-01 - MV-36	2157,6	1	1038	2238510	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,902	0,915
MV-36 - MV-46	612,8	2	1033	632716	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,255	1,170
MV-46 - MV-69	1383,2	3	1028	1421238	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,572	1,742
MV-69 - MV-80	650	4	998	648375	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,261	2,004
MV-80 - MV-89	597,4	5	968	577984,5	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,233	2,236
MV-89 - MV-91	111	6	773	85747,5	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,035	2,271
MV-91 - MV-94	178,4	7	570	101688	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,041	2,312
MV-94 - MV-96	149,8	8	540	80892	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,033	2,344

MV-96 - MV-100	199,2	9	285	56772	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,023	2,367
MV-100 - MV-103	150,2	10	255	38301	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,015	2,383
MV-103 - MV-126	1750	11	105	183750	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,074	2,457
MV-126 - MV-144	891,6	12	100	89160	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,036	2,493
MV-144 - MV-218	3950,4	13	95	375288	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,151	2,644
MV-218 - MV-225	367	14	90	33030	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,013	2,657
MV-225 - MV-226	42,3	15	45	1903,5	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,001	2,658
ARRANQUE - MV-01	25	NODO	1328	33187,5	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,013	0,013
MV-01 - MV-227	60	NODO	290	17400	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,007	0,020
MV-227 - MV-233	352	1	65	22880	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,009	0,030
MV-233 - MV-248	824,2	2	60	49452	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,020	0,050
MV-248 - MV-249	68,5	3	30	2055	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,001	0,050
ARRANQUE - MV-01	25	NODO	1328	33187,5	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,013	0,013
MV-01 - MV-227	60	NODO	290	17400	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,007	0,020
MV-227 - MV-399	11140,8	1	225	2506680	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	1,010	1,030
MV-399 - MV-400	96,1	2	150	14415	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,006	1,036
MV-400 - MV-401	101,2	3	75	7590	Al	1/0	AAAC	TRIFILAR	4,03E-07	0,003	1,039

22. DISEÑO DE RED EN BAJA TENSIÓN TRENZADA

En este capítulo se realizará el diseño de líneas eléctricas de baja tensión en red trenzada para el centro poblado de Jurubidá únicamente, ya que este cuenta con red en baja tensión existente en malas condiciones y postes de madera los cuales requieren ser modernizados con conductores trenzados y concéntricos de aluminio o cobre. Los conductores trenzados se construirán con los conductores de fase de aluminio (AAC), mientras que el neutro será de aleación de aluminio (AAAC), frecuencia nominal de 60 HZ y tensiones nominales de 120, 208 y 240 V.

22.1. Configuraciones de las Redes de B.T.

Las distintas configuraciones posibles para redes trenzadas de B.T. son las siguientes:

22.2. Configuración con Aislador tipo Carrete

Es la configuración prioritaria. Los conductores se instalarán directamente sobre el poste El neutro fiador se sujetará al poste mediante el uso de una percha o soporte horquilla de un puesto con un aislador tipo carrete. El soporte horquilla será instalado sobre el poste utilizando fleje de acero inoxidable y hebilla en armados de suspensión.

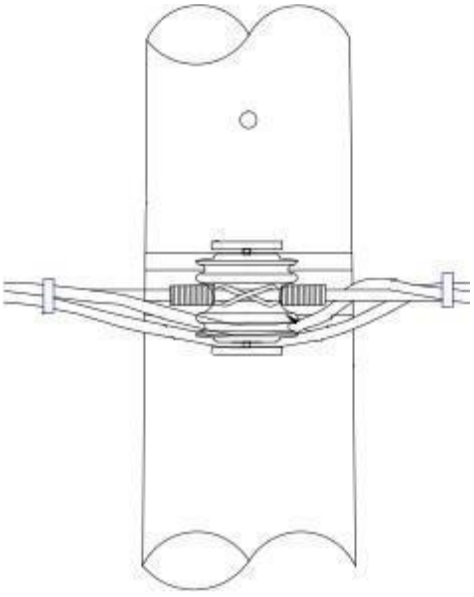


Ilustración 15. Configuración baja tensión con aislador tipo Carrete.

22.3. Configuración con Grapas y Pinzas

Igualmente, los conductores se instalarán directamente sobre el poste. Para sujetar el conductor al poste se utilizarán pinzas de amarre o grapas de suspensión de acuerdo con la función del apoyo. Se utiliza el neutro fiador para sujetar el haz de conductores.
Se utilizarán abrazaderas o bridas de sujeción antes y después de cada grapa o pinza con el objetivo de asegurar la unión del haz de conductores triplex o cuádruplex.

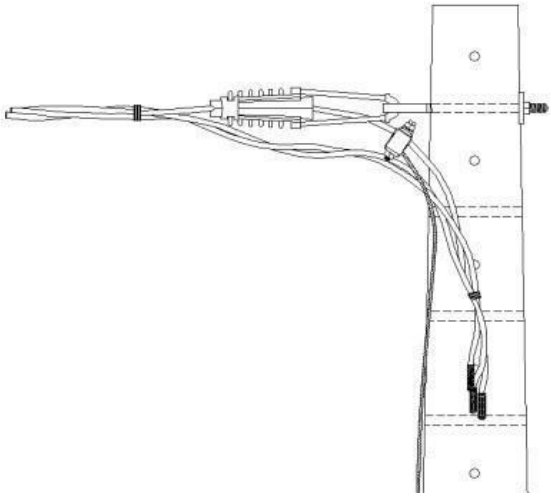


Ilustración 16. Configuración baja tensión con grapas

22.4. Configuración Especial

Los conductores de la red de Baja Tensión se instalan en el extremo de la cruceta de MT en configuración bandera. Para soportar el conductor se utilizará un herraje en forma de U que permita aumentar la distancia vertical de separación entre la red MT y BT.

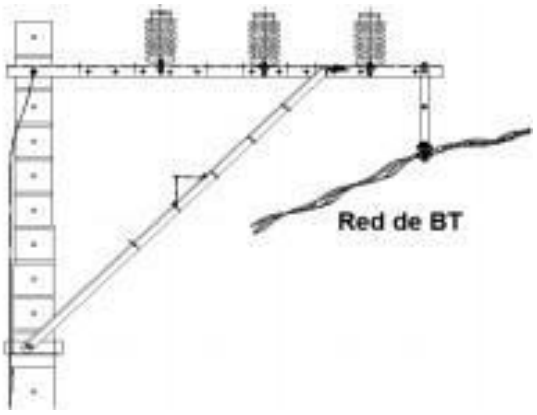


Ilustración 17. Configuración especial.

22.5. PUESTA A TIERRA EN BAJA TENSIÓN

Se colocará a tierra el conductor neutro de la red de baja tensión en los postes que soporten el transformador, fines de línea de la red trenzada y todas las crucetas metálicas en configuración especial.
Se garantizará un mínimo de una puesta a tierra del conductor neutro cada 200 metros de longitud de la línea, de modo tal que la resistencia total del sistema con todas las puestas a tierra conectadas sea menor o igual a 10 Ohmios. En cada dispersor la resistencia será menor o igual a 25 Ohmios.
La puesta a tierra debe instalarse a una distancia mínima de 1 m del borde del poste o de la cimentación si está hormigonado. La profundidad mínima será de 0,5 m del nivel del suelo.
Para el caso del bajante de acero austenítico, que desciende por fuera del poste, se protegerá en la zona inferior la cual es accesible a contacto accidental, el bajante incluirá un recubrimiento en PVC, XLPE o similar con aislamiento mínimo de 600 V. El bajante se sujetará al poste con flejes de acero colocados aproximadamente a 0,6 m entre sí los primeros 2,4 m a partir de la línea de empotramiento del poste y a partir de los 3m de altura sobre el suelo los flejes se colocarán cada 1 m hasta la cima del poste. En el caso de Copper Clad el bajante se instalará por dentro del poste.

22.6. Conductor a tierra

Es el conductor que conecta el equipo al electrodo de puesta a tierra. Los tipos de conductores empleados son: Acero Austenítico, Cable Copper-clad Steel 3/8” y en caso excepcional cable de cobre de acuerdo con la especificación técnica de conductores desnudos de cobre de Air-e.

22.7. Electrodo de Puesta a Tierra

Se utilizarán dos tipos: electrodo de difusión vertical de acero con recubrimiento de cobre y varilla de acero inoxidable Austenítico 304. Para el primero, el conductor a tierra debe ser de copper-clad Steel y para el segundo, fleje de acero inoxidable Austenítico 304.

22.8. Estructuras para red trenzada

A continuación, se indican las estructuras de baja tensión trenzada que se utilizaran para el centro poblado de Jurubidá según la norma ENEL Codensa:

Estructura de paso LA-320

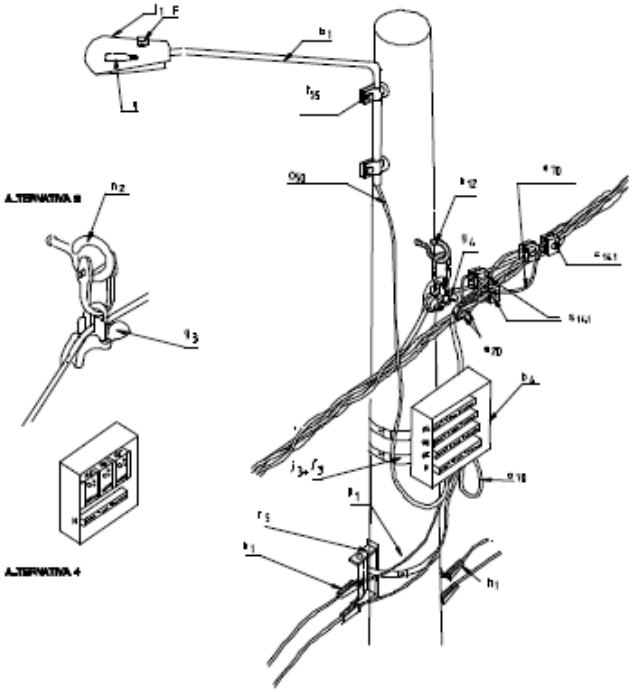


Ilustración 18. Estructura de paso - red trenzada.

Estructura terminal

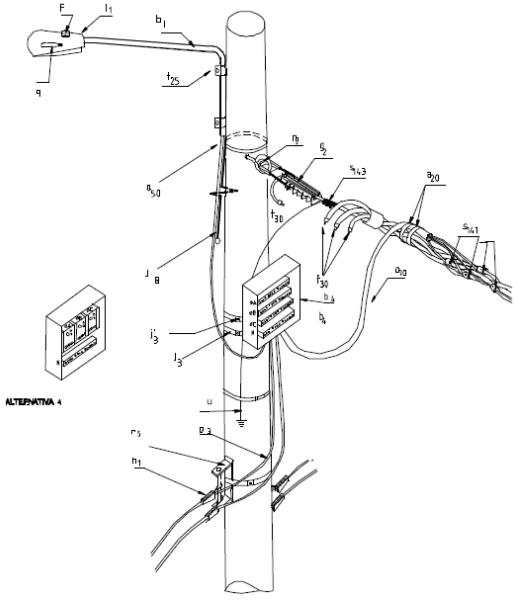


Ilustración 19. Estructura terminal - red trenzada.

Estructura de derivación

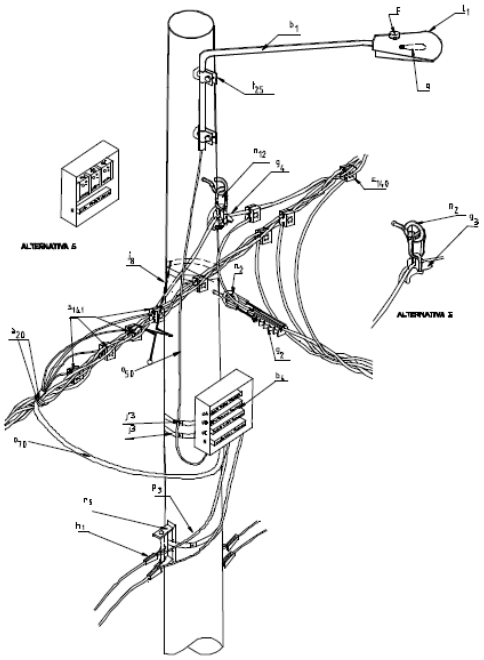


Ilustración 20. Estructura de derivación - red trenzada

Estructura doble

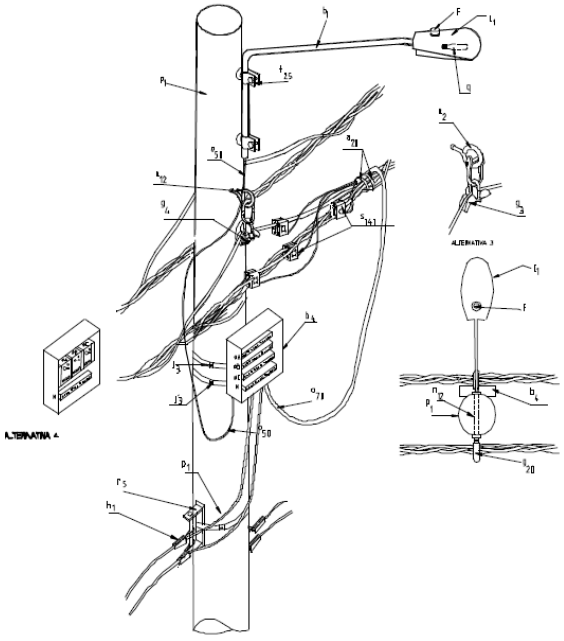


Ilustración 21. Estructura doble - red trenzada

Estructura de ángulo

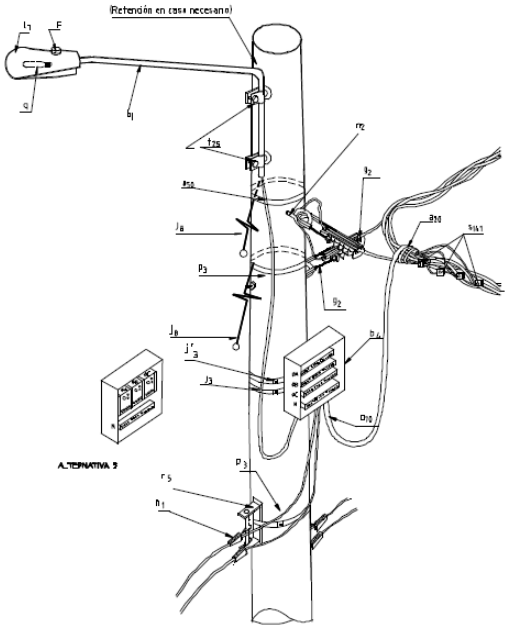


Ilustración 22. estructura de ángulo - red trenzada.

22.9. CALCULO DE CONDUCTORES EN BAJA TENSIÓN

El presente cálculo se enfoca exclusivamente en la selección de los conductores para la red de baja tensión a 220/120 V, dado que no se contempla la construcción de redes en otros niveles de tensión. El dimensionamiento de los conductores se realizará considerando la capacidad de transporte de corriente, las pérdidas técnicas admisibles y los criterios normativos aplicables para cada tipo de configuración de la red.

22.9.1. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE

La corriente nominal (In) de los circuitos se obtiene utilizando la potencia (S) y el voltaje de línea (220 V) según la siguiente ecuación:

$$I_N = \frac{S_{3\emptyset}}{\sqrt{3} x V_L}$$

De acuerdo en lo establecido en la norma EPM, se sugiere calcular la capacidad de cable con un margen de seguridad del 25% y a partir de las corrientes que debe soportar el conductor en cada tramo se definen los calibres mínimos por capacidad de corriente:

Tabla 46. Longitud de red trenzada 220 V a construir.

Trafo	Longitud red trenzada 220 V (km)	Tramo de red trenzada	Corriente del tramo (A) *1.25	Tipo de cable a instalar	Corriente soportada según ficha técnica (A)	Cumplimiento
TR1	0.603	0-4	70.92	Cable Multiplex Cuadruplex 3 x 70 mm + 50 mm Aislado de 3 x 2-0 + 1-0 Aluminio ACSR Metro	212	CUMPLE
		0-6	39.13			CUMPLE
		0-10	70.92			CUMPLE
		0-15	88.04			CUMPLE
TR2	0.437	0-6	95.38	Cable Multiplex Cuadruplex 3 x 70 mm + 50 mm Aislado de 3 x 2-0 + 1-0 Aluminio ACSR Metro	212	CUMPLE
		0-8	39.13			CUMPLE
		0-12	110.05			CUMPLE
		0-14	110.05			CUMPLE
TR3	0.765	0-4	117.39	Cable Multiplex Cuadruplex 3 x 70 mm + 50 mm Aislado de 3 x 2-0 + 1-0 Aluminio ACSR Metro	212	CUMPLE
		0-6	117.39			CUMPLE
		0-9	117.39			CUMPLE
		0-12	117.39			CUMPLE
		0-16	39.13			CUMPLE
		0-21	88.04			CUMPLE
		0-25	88.04			CUMPLE
TOTAL	**1.805**					

22.9.2. POR CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección A, viene dada por:

$$I_{CC} = A * k \sqrt{\frac{1}{t}}$$

Donde:
I_{CC}=es la máxima corriente admisible para el conductor en A.
A, es el área del conductor en mm².
K, constante del material (93 para el aluminio).
t, es el tiempo de duración del cortocircuito en seg (0,3 seg).

En donde para el caso más crítico (Conductor Desnudo), se tiene:

$$I_{CC} = 70\ mm^2 * 93\sqrt{\frac{1}{0.3}} = 11.88\ kA$$

22.10. VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES (Numeral 10.1.1., literal k)

Tanto para los conductores de la red a construir, se tomará como base de diseño un factor del 25%. Con esto se asegurará la protección de los conductores por parte de los interruptores.

Para el tiempo de disparo de los conductores se hará el análisis en el literal K del RETIE con las curvas de disparo de los interruptores.

El cálculo de CC de la red y la capacidad de cada conductor se explica en el análisis de corto circuito y falla a tierra.

22.11. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

22.11.1. Conductores de acometida

La acometida es la parte de la instalación comprendida entre la red de distribución general y la instalación receptora. Se entiende por unidad receptora el gabinete donde está instalado el contador de energía y el sistema de protección. Por lo tanto, forman parte de ella, los siguientes elementos:
- Elementos de conexión y anclaje a la red de distribución.
- Línea de acometida.
- Los terminales de los conductores de entrada a la instalación receptora.

22.11.2. Cajas de derivación de acometidas

Se emplearán cuando sea necesaria la conexión de tres o más conductores derivados de la línea principal.
La caja de derivación se conectará a la red mediante cable concéntrico o cable trenzado No. 2/0 AWG, y se derivarán las acometidas desde ella.

En redes construidas en configuración normal las cajas de derivación se instalarán a una altura mínima de 7m sobre el nivel del suelo, sujetas mediante fleje de acero inoxidable y hebillas sobre el poste.
Cuando la red sea en configuración especial, se podrán instalar cajas de derivación o cajas de medida, según lo estime AIR-E S.A.S, las cuales serán instaladas sobre el poste, sujetas mediante fleje de acero inoxidable y hebillas.
Las cajas serán de material plástico, y en su interior poseerán los barrajes y mecanismos de conexión especificados. El cable alimentador de la caja será concéntrico de cobre calibre 3 x #4 AWG o 4 x #4 AWG o su equivalente en aluminio.
En las cajas de derivación se instalarán las marquillas de identificación de usuarios.

22.12. REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

Se anexa el cálculo de regulación en baja tensión para todos los tramos de red de baja tensión con cable trenzado, al final de los cálculos se instalará cable XLPE 3#2/0 + 1#1/0 de aluminio:

Tabla 47. Cálculo de regulación en baja tensión, tramos de transformador 1.

TRANSFORMADOR No. 1										
TRANSF.	TRAMO	LONGITUD (m)	No. DE USUARIOS	CARGA DEL TRAMO (KVA)	MOMENTO (KVA-m)	CALIBRE DEL CONDUCTOR			CAIDA PARCIAL %ΔV	CAIDA TOTAL Σ%ΔV
						MATERIAL	AL	Cte. "K"		
T1	0-1	30,7	29	21,6211111	663,768111	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,662473763	0,662473763
	1-2	30,7	21	15,6566667	480,659667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,479722380	1,142196144
	2-3	28,6	13	9,69222222	277,197556	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,276657020	1,418853164
	3-4	29,4	5	3,72777778	109,596667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,109382953	1,528236117
	0-5	33	16	11,9288889	393,653333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,392885709	0,392885709
	5-6	30,6	8	5,96444444	182,512	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,182156102	0,575041811
	0-7	27,4	29	21,6211111	592,418444	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,591263228	0,591263228
	7-8	28,6	21	15,6566667	447,780667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,446907494	1,038170723
	8-9	52,4	13	9,69222222	507,872444	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,506882093	1,545052816
	9-10	52,4	5	3,72777778	195,335556	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,194954651	1,740007467
	0-11	58,5	36	26,84	1570,14	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,567078227	1,567078227
	11-12	58,1	28	20,8755556	1212,86978	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,210504682	2,777582909
	12-13	32,2	20	14,9111111	480,137778	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,479201509	3,256784418
	13-14	55,2	12	8,94666667	493,856	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,492892981	3,749677399
	14-15	55,2	5	3,72777778	205,773333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,205372075	3,955049474

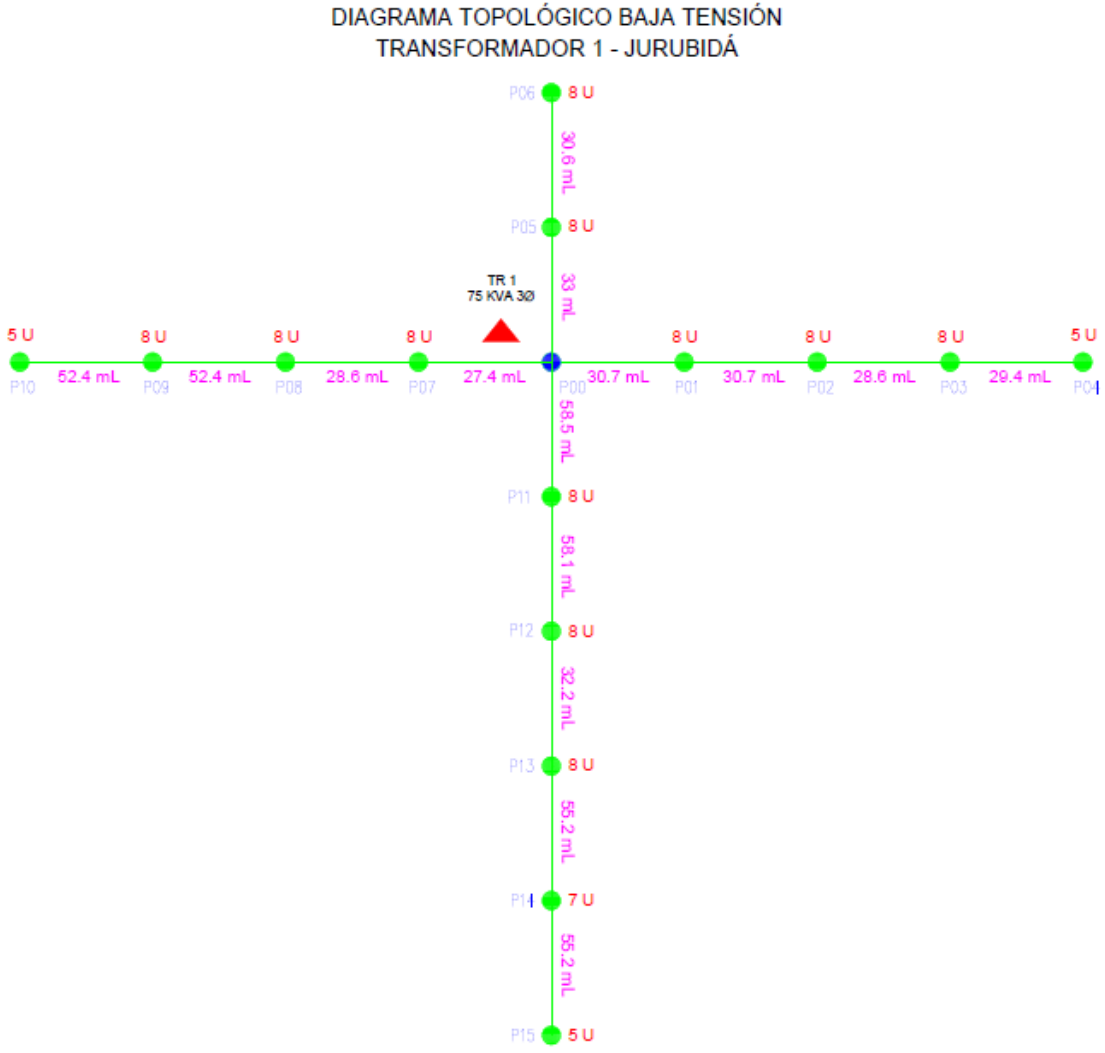


Ilustración 23. Diagrama topológico baja tensión - Transformador 1.

Tabla 48. Cálculo de regulación en baja tensión, tramos de transformador 2.

TRANSFORMADOR No. 2										
TRANSF.	TRAMO	LONGITUD (m)	No. DE USUARIOS	CARGA DEL TRAMO (KVA)	MOMENTO (KVA-m)	CALIBRE DEL CONDUCTOR			CAIDA PARCIAL %ΔV	CAIDA TOTAL Σ%ΔV
						MATERIAL	AL	Cte. "K"		
T2	0-1	28,6	39	29,0766667	831,592667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,829971061	0,829971061
	1-2	29,9	31	23,1122222	691,055444	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,689707886	1,519678947
	2-3	28,6	23	17,1477778	490,426444	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,489470113	2,009149060
	3-4	30	15	11,1833333	335,5	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,334845775	2,343994835
	4-5	31,5	10	7,45555556	234,85	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,234392043	2,578386878
	5-6	31,6	5	3,72777778	117,797778	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,117568072	2,695954950
	0-7	37,3	16	11,9288889	444,947556	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,444079908	0,444079908
	7-8	30,7	8	5,96444444	183,108444	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,182751383	0,626831291
	0-9	29,9	45	33,55	1003,145	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,001188867	1,001188867
	9-10	28,5	37	27,5855556	786,188333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,784655266	1,785844133
	10-11	40	16	11,9288889	477,155556	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,476225102	2,262069236
	11-12	31,2	8	5,96444444	186,090667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,185727790	2,447797025
	0-9	29,9	45	33,55	1003,145	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,001188867	1,001188867
	9-10	28,5	37	27,5855556	786,188333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,784655266	1,785844133
	10-13	32,3	13	9,69222222	313,058778	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,312448313	2,098292446
	13-14	31,6	5	3,72777778	117,797778	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,117568072	2,215860519

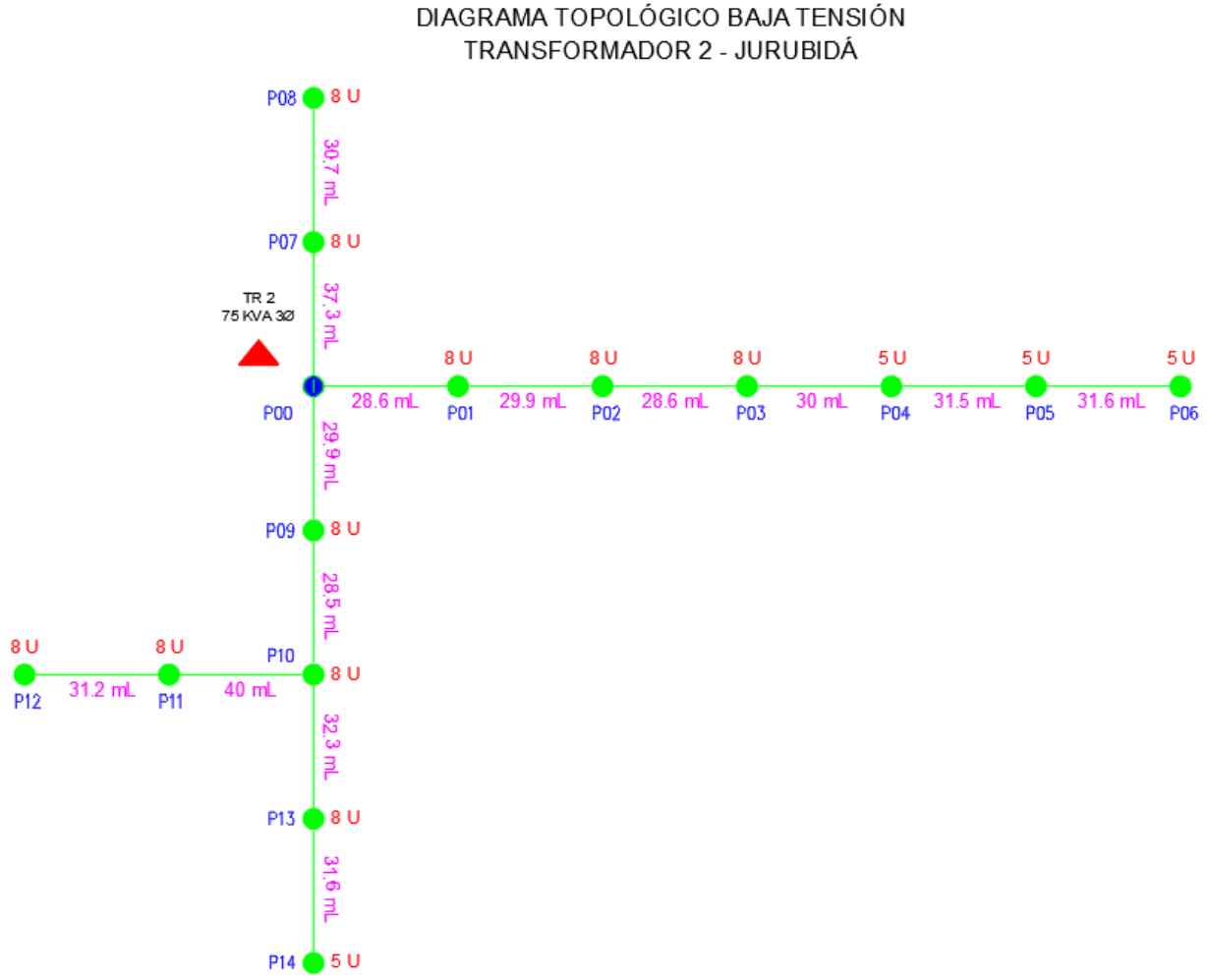


Ilustración 24. Diagrama topológico baja tensión - Transformador 2.

Tabla 49. Cálculo de regulación en baja tensión, tramos de transformador 3.

TRANSFORMADOR No. 3										
TRANSF.	TRAMO	LONGITUD (m)	No. DE USUARIOS	CARGA DEL TRAMO (KVA)	MOMENTO (KVA-m)	CALIBRE DEL CONDUCTOR			CAIDA PARCIAL %ΔV	CAIDA TOTAL Σ%ΔV
						MATERIAL	AL	Cte. "K"		
T3	0-1	28,6	48	35,7866667	1023,49867	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,021502844	1,021502844
	1-2	29,9	44	32,8044444	980,852889	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,978940226	2,000443070
	2-3	32,6	8	5,96444444	194,440889	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,194061729	2,194504799
	3-4	31,4	4	2,98222222	93,6417778	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,093459176	2,287963975
	0-1	28,6	48	35,7866667	1023,49867	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,021502844	1,021502844
	1-2	29,9	44	32,8044444	980,852889	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,978940226	2,000443070
	2-5	32,1	8	5,96444444	191,458667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,191085322	2,191528392
	5-6	31,6	4	2,98222222	94,2382222	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,094054458	2,285582850
	0-1	28,6	48	35,7866667	1023,49867	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,021502844	1,021502844
	1-2	29,9	44	32,8044444	980,852889	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,978940226	2,000443070
	2-7	28,6	24	17,8933333	511,749333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,510751422	2,511194492
	7-8	29,9	20	14,9111111	445,842222	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,444972830	2,956167322
	8-9	31,2	8	5,96444444	186,090667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,185727790	3,141895112
	8-9	32,1	4	2,98222222	95,7293333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,095542661	3,237437773
	0-1	28,6	48	35,7866667	1023,49867	TRENZADO	2/0	0,00099805	1,021502844	1,021502844
	1-2	29,9	44	32,8044444	980,852889	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,978940226	2,000443070
	2-7	28,6	24	17,8933333	511,749333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,510751422	2,511194492
	7-8	29,9	20	14,9111111	445,842222	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,444972830	2,956167322
	8-11	32,6	8	5,96444444	194,440889	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,194061729	3,150229051
	11-12	31,6	4	2,98222222	94,2382222	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,094054458	3,244283509
	0-13	30,8	16	11,9288889	367,409778	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,366693329	0,366693329
	13-14	27,6	12	8,94666667	246,928	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,246446490	0,613139819
	14-15	32,2	8	5,96444444	192,055111	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,191680604	0,804820423
	15-16	31,6	4	2,98222222	94,2382222	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,094054458	0,898874880

0-17	31	36	26,84	832,04	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,830417522	0,830417522
17-18	32,7	32	23,8577778	780,149333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,778628042	1,609045564
18-19	32,4	28	20,8755556	676,368	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,675049082	2,284094647
19-20	28,5	8	5,96444444	169,986667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,169655193	2,453749839
20-21	29,9	4	2,98222222	89,1684444	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,088994566	2,542744405
0-17	31	36	26,84	832,04	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,830417522	0,830417522
17-18	32,7	32	23,8577778	780,149333	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,778628042	1,609045564
18-19	32,4	28	20,8755556	676,368	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,675049082	2,284094647
19-22	29	16	11,9288889	345,937778	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,345263199	2,629357846
22-23	29,5	12	8,94666667	263,926667	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,263412010	2,892769855
23-24	29	8	5,96444444	172,968889	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,172631600	3,065401455
24-25	29,5	4	2,98222222	87,9755556	TRENZADO	2/0	0,00099805	0,087804003	3,153205458

DIAGRAMA TOPOLÓGICO BAJA TENSIÓN
TRANSFORMADOR 3 - JURUBIDÁ

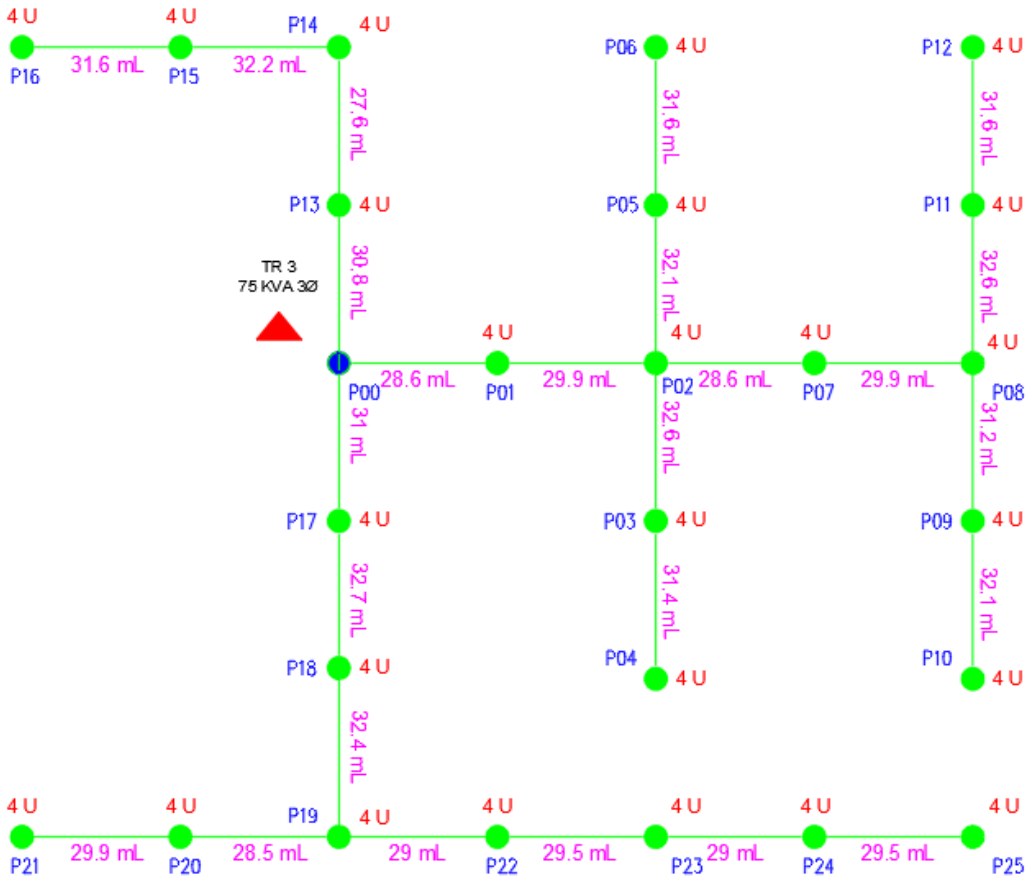


Ilustración 25. Diagrama topológico baja tensión - Transformador 3.

23. CLASIFICACION DE AREAS

El proyecto no contiene áreas clasificadas.

24. ELABORACION DE DIAGRAMAS UNIFILARES

Los diagramas unifilares se encuentran en los planos eléctricos adjuntos al presente documento.

25. ELABORACION DE PLANOS Y ESQUEMAS ELECTRICOS PARA CONSTRUCCION

Los planos eléctricos se encuentran anexos al presente documento, se realiza cumpliendo con la normatividad vigente RETIE actualización 2013 y NTC 2050.

26. DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD

Para el presente proyecto, al igual que para todas las obras de tipo eléctrico, se deben tener en cuenta y seguir al pie de la letra las recomendaciones de seguridad contempladas en el artículo No 13 del RETIE en su actualización de 2013, donde se tienen las DISTANCIAS DE SEGURIDAD que deben ser de estricto cumplimiento para el diseño y la construcción de las redes eléctricas.
Los constructores y en general quienes presenten proyectos a las curadurías, oficinas de planeación del orden territorial y demás entidades responsables de expedir las licencias o permisos de construcción, deben manifestar por escrito que los proyectos que solicitan dicho trámite cumplen a cabalidad con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE.

Es responsabilidad del diseñador de la instalación eléctrica verificar que en la etapa preconstructiva este requisito se cumpla. No se podrá dar la conformidad con el RETIE a instalaciones que violen estas distancias. El profesional competente responsable de la construcción de la instalación o el inspector que viole esta disposición, sin perjuicio de las acciones penales o civiles, debe ser denunciado e investigado disciplinariamente por el consejo profesional respectivo.

A menos que se indique lo contrario, todas las distancias de seguridad deben ser medidas de superficie a superficie. Para la medición de distancias de seguridad, los accesorios metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea y las bases metálicas de los terminales del cable o los dispositivos similares, deben ser tomados como parte de la estructura de soporte. La precisión en los elementos de medida no podrá tener un error de más o menos 0,5%.

Nota 1: Las distancias de seguridad establecidas en las siguientes tablas, aplican a conductores desnudos.

Nota 2: En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de aislamiento eléctrico especificadas en las tablas se incrementarán en un 3% por cada 300 m que sobrepasen los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Nota 3: Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Nota 4: La distancia horizontal “b” se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción.

Nota 5: Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en el presente reglamento, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.

Nota 6: Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca de los conductores; la distancia horizontal “b”, se podrá reducir en 0, 6 m.

Nota 7: Un techo, balcón o área es considerado fácilmente accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico extraordinario ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo mide 2,45 m o más desde el nivel del piso u otra superficie accesible fija.

Nota 8: Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.

Nota 9: En techos metálicos cercanos o en casos de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no generen peligro o no afecten el funcionamiento de otras redes.

Nota 10: Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 13.1 para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando, los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.

Nota11: En general los conductores de la línea de mayor tensión deben estar a mayor altura que los de la de menor tensión.

26.1. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN CONSTRUCCIONES

Teniendo en cuenta que el presente proyecto fue construido en su totalidad en zona rural del municipio de San José del Guaviare, se tuvo la gran precaución de construir redes de media y de baja tensión cumpliendo con las distancias de seguridad contempladas en el RETIE, aclarando que por tratarse de viviendas rurales, la mayoría de estas tiene una altura menor a 2.3 metros. Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones, son las establecidas en la Tabla 13.1, para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 13.1. Del RETIE Actualización 2013.

Tabla 50. RETIE – TABLA 13.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
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 13.1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal "**b**" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 13.1)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
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 13.1)	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
Distancia vertical "**d**" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 13.1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Tabla 13.1 **distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones**

Ilustración 26. RETIE – figura 13.1 Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de la norma **IEC 60364**, para tensiones mayores de **1 kV**, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la **IEC 61936 -1**.

Únicamente se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical "**a**") cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica.

En ningún caso se permitirá el paso de conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas.

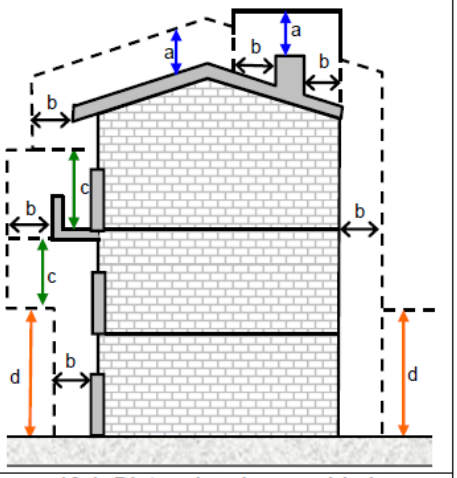


Figura 13.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Las distancias verticales mínimas en cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, no podrán ser menores a las establecidas en la Tabla 13.3 del RETIE.

Tabla 51. RETIE – TABLA 13.3 Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones.

Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

Las distancias verticales mínimas en cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, no podrán ser menores a las establecidas en la Tabla 13.3.

		DISTANCIAS EN METROS								
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1
	230/220	3,0	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6	
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2		
	66	2,0	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5			
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4				
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3					
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6						
	<1	1,2	0,6							
	Comunicaciones	0,6								
		Comunicación	<1	13,8/ 13,2/ 11,4/ 7,6	44/ 34,5/ 33	57,5	66	115/ 110	230/ 220	500
		Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior								

Tabla 13.3. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

26.2. DISTANCIAS MÍNIMAS PARA TRABAJOS EN O CERCA DE PARTES ENERGIZADAS

La obra que se construyo tiene su zona de influencia en la vereda EL RETIRO del municipio de San José del Guaviare en donde no existía interconexión eléctrica, por tal motivo, no se trabajaba cerca de partes energizadas, sin embargo, se debe verificar antes de realizar los trabajos, que las zonas o áreas de trabajo no estén energizadas o corran el riesgo de energizarse accidentalmente.
Las partes energizadas a las que el trabajador pueda estar expuesto, se deben poner en condición de trabajo eléctricamente seguro antes de trabajar en o cerca de ellas, a menos que se demuestre que des energizar introduzca riesgos adicionales.

Actualmente se han incrementado los accidentes por arcos eléctricos, originados en cortocircuitos, fallas a tierra, contacto de herramientas con partes energizadas, choque térmico, acumulación de polvos, pérdidas de aislamiento, depósitos de material conductor o la ionización del medio. El arco genera radiación térmica hasta de 20000 °C, presenta un aumento súbito de presión hasta de 30 t/m2 con niveles de ruido por encima de 120 dB y expide vapores metálicos tóxicos por desintegración de productos. Se debe tomar

como frontera de protección contra arco eléctrico, para sistemas mayores a 50 voltios, la distancia a la cual la energía incidente es igual a 5 J/cm2 (1,2 cal/cm2).

Para actividades tales como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura de condensadores, macro mediciones, medición de tensión y corriente, entre otras; deben cumplirse procedimientos seguros como los establecidos en la NFPA 70 E o IEC 60364. En todo caso se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Realizar un análisis de riesgos donde se tenga en cuenta la tensión, la potencia de cortocircuito y el tiempo de despeje de la falla, para definir la categoría del riesgo que determina el elemento de protección a utilizar. El análisis de arco debe revisarse en periodos no mayores a cinco años o cuando se realicen modificaciones mayores.

- Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.

- Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.

- Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión, si es el caso.

- Tener un plano actualizado y aprobado por un profesional competente.
- Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.

- Usar equipos de protección personal certificados para el nivel de tensión y energía incidente involucrados, los cuales no deben tener nivel de protección menor al establecido en la Tabla 13.6 del RETIE.

Tabla 52. RETIE – TABLA 13.6 Nivel mínimo de protección térmica según NFP 70E.

CATEGORÍA	NIVEL MÍNIMO DE PROTECCIÓN Cal/cm^2
0	Prenda normal de algodón
1	4
2	8
3	25
4	40

Tabla 13.6 Nivel mínimo de protección térmica según NFPA 70E

- Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro.
- Los OR atenderán las solicitudes de cubrimiento o aislamiento temporal para redes de media tensión y baja tensión que haga el usuario cuando requiera intervenir su fachada, el costo estará a cargo del usuario.

- El límite de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectora u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido.

Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados de las Tablas 13.7 o 13.8 y la Figura13.4 según corresponda, las cuales son adaptadas de la NFPA 70 e IEEE 1584. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.

Tabla 53. RETIE – TABLA 13.7 RETIE. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6	3,5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

Ilustración 27. RETIE – figura 13.4 Límites de aproximación.

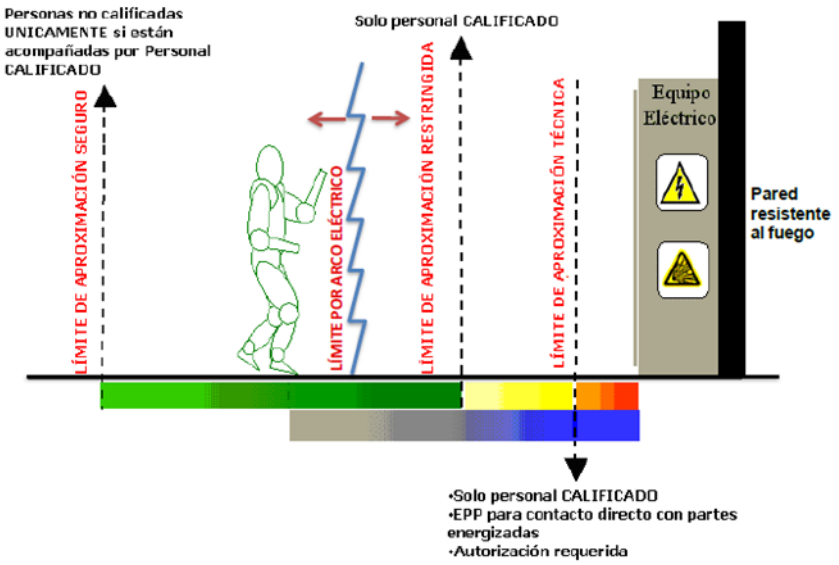


Figura 13.4. Límites de aproximación

26.3. DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y USOS PERMITIDOS EN BAJA TENSIÓN

26.3.1. Redes compactas

La utilización de las redes compactas está enfocada en áreas urbanas con zonas de alta presencia de arbustos y de poco espacio, donde instalar las de tipo convencional resulta difícil. Sin embargo, las redes compactas no deben ser usadas en regiones con alta salinidad en el aire o en zonas con alto nivel de polución, puesto que al entrar en contacto ciertas partículas con el cable conductor pueden originarse descargas parciales que se conocen como el fenómeno tracking.

Del artículo 13, capítulo 2 del ANEXO GENERAL DEL RETIE RESOLUCIÓN 9 0708 DE AGOSTO 30 DE 2013 CON SUS AJUSTES, en la nota 10 se tienen las especificaciones para las distancias de seguridad de la red compacta: ... Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 3 para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando, los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de

falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas5 . Las redes compactas al igual que las convencionales deben cumplir con unas distancias de seguridad para garantizar la integridad y vida humana, protección del medio ambiente y asegurar una mejor confiabilidad al no generar fallas en las redes por contactos de animales u objetos extraños con los conductores de fase. Así, las redes de cable cubierto al tener una configuración diferente a las convencionales cuentan con unas distancias adicionales que se deben cumplir cuando se instalen los espaciadores. La disposición de los espaciadores a lo largo del vano debe cumplir con las siguientes separaciones mostradas en la Tabla 1 y la Tabla 2: - Distanciamiento del primer espaciador desde la estructura: Tabla 1. Separación de los espaciadores desde el apoyo

Tabla 54. Distancias de seguridad para red compacta.

Tipo de estructura	Distancia [m]
Estructura tangencial	1
Estructura tangencial con brazo anti balanceo	7 a 10
Otras estructuras	12

Fuente: CODENSA S. A. Norma LA 450 Generalidades red compacta [en línea] disponible en: http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/red_compacta/la450_generalidades_red_compacta)

- Distancias mínimas entre estribos:

Descripción	Distancia [m]
Del estribo al apoyo	0,6
Entre estribos consecutivos	0,4

Fuente: CODENSA S. A. Norma LA 450 Generalidades red compacta [en línea] disponible en: http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_urbanas_distribucion/red_compacta/la450_generalidades_red_compacta)

- Distancia entre espaciadores en un tramo de línea: Normalmente deben estar separados a unos 7 o 12 metros, siendo esta última la máxima distancia a la cual pueden estar entre sí.

Tabla 55. Distancias de seguridad red compacta a red convencional.

Tabla 3. Distancias mínimas de seguridad para las redes compactas y las convencionales

	RED COMPACTA	RED CONVENCIONAL
DESCRIPCION	**Distancia [m]**	**Distancia [m]**
Distancias mínimas de seguridad de conductores al suelo a niveles de tensión de 13,2 y 34,5 kV en cruces con:	Zona peatonal: **5,5** Calles y avenidas: **6** Áreas de tráfico vehicular: **6** Área rural: **6** Carreteras: **7** Ferrovías: **9**	Zona peatonal: **5,6** Calles y avenidas: **5,6** Áreas de tráfico vehicular: **5,6** Área rural: **6** Carreteras: **5,6** Ferrovías: **8,1**
Distancia mínima para 11,4 kV a: Distancia mínima para 34,5 kV a:	Circuitos de B.T.: **0,8** Cond de comunicación: **1,5** Circuitos de B.T.: **1** Cond de comunicación: **2**	Circuitos de B.T.: **1,2** Cond de comunicación: **1,8** Circuitos de B.T.: **1,2** Cond de comunicación: **1,8**
Distancias verticales para considerar en zonas urbanas:	Por encima o por debajo de balcones en MT: **4,1** Techos de fácil acceso a personas: **4,1** Áreas con vehículos de altura ≤ a 2,45 m: **4,1** Vehículos de tráfico pesado de altura > 2,45 m: **5,6**	Por encima o por debajo de balcones en MT: **4,1** Techos de fácil acceso a personas: **4,1** Áreas con vehículos de altura ≤ a 2,45 m: **4,1** Vehículos de tráfico pesado altura > 2,45 m: **5,6**
Distancia horizontal entre conductores y paredes de edificaciones. A muros, proyecciones y ventanas, avisos, antenas de radio, TV y chimeneas:	66 / 57,5 kV: **2,5** 44 / 34,5 / 33 kV: **2,3** 13,8 /13,2 /11,4 /7,6 kV: **2,3** <1: **1,7**	66 / 57,5 kV: **2,5** 44 / 34,5 / 33 kV: **2,3** 13,8/13,2/11,4/7,6 kV: **2,3** <1: **1,7**

	RED COMPACTA	RED CONVENCIONAL
DESCRIPCION	**Distancia [m]**	**Distancia [m]**
Distancia mínima vertical entre conductores del mismo circuito en la misma estructura:	Tensiones < 15 kV: **0,18** 15 ≤ V ≤ 34,5 kV: **0,27**	Tensiones entre 7,6-66 kV: 1 ≤ V ≤ 7,6 kV: **0,4 más 0,01m por kV sobre 7,6 kV** 11,4 ≤ V ≤ 34,5 kV: **0,6 más 0,01m por kV sobre 7,6 kV**
Distancia horizontal entre conductores del mismo circuito soportados en la misma estructura:	15 kV: **0,18** 34,5 kV: **0,27**	0 ≤ V ≤ 8,7 kV: **0,3** 8,7 ≤ V ≤ 50 kV: **0,3 más 0,01 m por kV sobre 8,7 kV**
Distancia horizontal entre conductores de diferente circuito soportados en la misma estructura:	15 kV: **---** 34,5 kV: **---**	0 ≤ V ≤ 8,7 kV: **0,3** 8,7 ≤ V ≤ 50 kV: **0,3 más 0,01 m por kV sobre 8,7 kV**
Alturas que se consideran para el montaje de las redes aéreas:	11,4 kV: **9,4** 34,5 kV: **11**	11,4 kV: **10,2** 34,5 kV: **12,28**

27. CONCLUSIONES

- El presente proyecto comprende la modernización de 26.2 km de red de media tensión a 13,3 kV de red ACSR ABIERTA por red compacta en cable AAAC 3#1/0 + 1#1/0 cambiando la red aérea abierta existente que energiza los centros poblados de Nuquí, Panguí, Tribugá y Jurubidá en el departamento del Chocó.

- Se contempla la modernización de la red de baja tensión del centro poblado de Jurubidá la cual cuenta en el momento con postes de madera y red aérea abierta en cable de aluminio ACSR #2 por una nueva red trenzada de baja tensión de 1800 metros en calibre cuádruplex 3#2/0 + 1#1/0 y postes en fibra de vidrio de 3 secciones para facilidad de transporte.

- La alimentación en media tensión de los centros poblados de Nuquí, Panguí y Tribugá en este momento se basa en 4 plantas diésel las cuales generan energía únicamente mediante ACPM, se plantea dejar estas plantas únicamente de respaldo y migrar a generación con energía solar fotovoltaica mediante la implementación de un parque hibrido solar diésel con almacenamiento.

ING. MIGUEL ÁNGEL BARRETO SÁNCHEZ
BY250-76463
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN Y
DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – UNIANDES
MAGISTER EN REGULACIÓN ENERGÉTICA – U. EXTERNADO

ANEXO 1 – NTC 4552 ANEXO A, DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA

NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 4552 (Primera actualización)

ANEXO A
(Normativo)

DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA DE LAS PRINCIPALES CIUDADES Y POBLACIONES DE COLOMBIA

Ciudad		Rango de DDT (rayos / km² x año) para áreas de 3 km x 3 km
Arauca	Puerto Inirida	1-2
Barranquilla	Riohacha	
Bogota	San Andrés	
Bucaramanga	San José del Guaviare	
Cali	Tumaco	
Cartagena	Tunja	
Cúcuta	Valledupar	
Florencia	Villavicencio	
Ipiales	Armenia	
Leticia	Ibagué	
Mitú	Manizales	
Mocoa	Medellín	
Neiva	Montería	
Pasto	Ocaña	
Popayán	Santa Marta	
Puerto Carreño	Sincelejo	
	Yopal	
Corozal	Magangue	3-5
Pereira	Turbo	
Girardot		
Barrancabermeja		6-9
Quibdo		
Samana		10-14
El Banco		
Bagre		
Remedios		
La Palma		
Nechi		15-20
Zona rural de Quibdó		8-14
Zona rural de la Palma		8-12
Zona Rural de Samaná		10-16
Serranía de San Lucas y Estribaciones		20-40
Magdalena Medio		8-16

ANEXO 2. PLANOS