



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LA VEREDA LOS CHORROS DEL  
MUNICIPIO DE ARAUQUITA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA.**

**AUTOR:**

**Carlos Eduardo López Sepulveda**

**DIRECTOR:**

**Ing. Henry Alfonso Sepulveda Pacagui**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA**

**26 de mayo de 2021**

**DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LA VEREDA LOS CHORROS DEL  
MUNICIPIO DE ARAUQUITA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA.**

**AUTOR:**

**Carlos Eduardo López Sepulveda**

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO  
ELÉCTRICO**

**DIRECTOR:**

**Ing. Henry Alfonso Sepulveda Pacagui**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
PAMPLONA N. DE S. – COLOMBIA  
26 de mayo de 2021**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA ELECTRÓNICA SISTEMAS  
Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR  
TRABAJO PRESENTADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LA VEREDA LOS CHORROS DEL  
MUNICIPIO DE ARAUQUITA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA.**

**FECHA DE INICIO DEL TRABAJO:**

**FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO:**

**NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR**

**AUTOR:** \_\_\_\_\_

**DIRECTOR:** \_\_\_\_\_

**DIRECTOR DE PROGRAMA:** \_\_\_\_\_

**JURADO CALIFICADOR:**

**PRESIDENTE: ING.** \_\_\_\_\_

**OPONENTE: ING** \_\_\_\_\_

**SECRETARIO: ING.** \_\_\_\_\_

**PAMPLONA, COLOMBIA**

**26 de mayo de 2021**

## **DEDICATORIA**

A mi madre Carmen Sepulveda.

A mi padre Victor López.

A mis hermanos Sandra, Yohanna y Andres.

A mi sobrina Marianna.

*El éxito no se mide por lo que haces comparado con lo que hacen los demás; se mide por lo que haces con las habilidades que Dios te dio."*

**Zig Ziglar**

*"El verdadero buscador crece y aprende, y descubre que siempre es el principal responsable de lo que sucede"*

**Jorge Buca**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por haberme dado la fortaleza, la capacidad de perseverar y la sabiduría de afrontar las dificultades que se presentaron en el transcurso del proceso de formación.

A mi familia, especialmente a mis padres por confiar en mi a lo largo de este proceso académico en la Universidad de Pamplona, a todas las personas que hicieron posible la terminación de este libro especialmente a todo el equipo de CONTELSA LTDA por la oportunidad brindada.

Y por último y no menos importante quiero agradecerles a mis compañeros de estudio William “Pastu”, William Rene y Mauricio, gracias por acompañarme en este proceso y darme una voz de aliento cada vez que la necesite.

## TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN.....	20
2	OBJETIVOS.....	21
2.1	OBJETIVO GENERAL.....	21
2.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
3	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	22
3.1	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	22
3.2	JUSTIFICACIÓN.....	22
4	MARCO DE REFERENCIA.....	23
4.1	CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.....	23
4.1.1	INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO DE ARAUQUITA.....	23
4.1.2	NIVEL CERÁUNICO.....	24
4.1.3	DENSIDAD DE DESCARGAS.....	25
4.1.4	VELOCIDAD DEL VIENTO.....	25
4.2	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	25
4.2.1	REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS.....	26
4.2.2	REDES DE DISTRIBUCIÓN RURAL.....	26
4.3	NIVELES DE TENSIÓN.....	27
4.3.1	CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN.....	27
5	RESUMEN DEL PROYECTO.....	28
5.1	MUNICIPIO DE ARAUQUITA.....	28
5.1.1	NÚMERO DE USUARIOS.....	28
5.1.2	DEMANDA MÁXIMA POR USUARIO.....	28
5.1.3	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES.....	28
5.1.4	LÍNEAS Y REDES.....	28
6	TRAZADO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN.....	29
6.1	DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE BOSQUE Y CULTIVOS.....	29
6.2	CONDICIONES PARA EL TRAZADO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN EN ZONAS RURALES.....	29
6.3	LEVANTAMIENTO DE LÍNEAS Y REDES CON GPS.....	30
6.3.1	PRECISIÓN DE LAS LECTURAS CON GPS GARMIN.....	30
6.3.2	GEORREFERENCIA DE LA RED EXISTENTE Y USUARIOS.....	30
6.4	PERFIL TOPOGRÁFICO DEL TERRENO.....	33
6.5	REPLANTEO DE LA TOPOGRAFÍA.....	34
6.6	APOYOS.....	34

6.6.1	LOCALIZACIÓN DE APOYOS.....	34
7	CÁLCULO Y DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES.....	35
7.1	SUBESTACIONES TIPO POSTE.....	35
7.2	CARACTERISTICAS DE LA DEMANDA.....	36
7.2.1	USUARIOS A BENEFICIAR.....	36
7.2.2	DEMANDA MÁXIMA POR USUARIO.....	36
7.2.3	CARGA DEMANDADA.....	37
7.2.4	DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA (DMD).....	38
7.2.5	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA.....	38
7.2.5.1	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A 8 AÑOS.....	39
7.2.5.2	PROYECCIÓN A 15 AÑOS.....	39
7.3	SUBESTACIÓN TIPO POSTE AÉREO.....	39
7.4	ELEMENTOS QUE COMPONEN LA SUBESTACIÓN TIPO POSTE.....	40
7.4.1	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO.....	40
7.4.1.1	SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	41
7.4.2	POSTE O APOYO.....	44
7.4.3	CRUCETA METÁLICA.....	45
7.4.4	HERRAJES.....	46
8	RED DE DISTRIBUCIÓN.....	47
8.1	REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	47
8.1.1	LÍMITES DE PÉRDIDA DE POTENCIA.....	48
8.1.2	CÁLCULO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y PÉRDIDA DE POTENCIA PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....	48
8.1.3	TRAMO DE RED 1, (PUNTO DE PEGUE (P.P)- P1).....	48
8.1.4	MOMENTO ELÉCTRICO.....	49
8.1.5	REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	49
8.1.6	PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE POTENCIA.....	49
8.2	CÁLCULO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y PÉRDIDA DE POTENCIA PARA LA RED DE BAJA TENSIÓN.....	50
8.2.1	TRAMO DE RED T1-P1.....	51
8.2.2	MOMENTO ELÉCTRICO.....	51
8.2.3	REGULACIÓN DE VOLTAJE.....	51
8.2.4	PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE POTENCIA.....	51
8.3	PROTECCIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	52
8.3.1	CONFIABILIDAD.....	52
8.3.2	CONDICIONES QUE DEBE CUMPLIR EL SISTEMA DE PROTECCIÓN.....	52
8.3.2.1	SEGURIDAD.....	52
8.3.2.2	SENSITIVIDAD.....	53

8.3.2.3	SELECTIVIDAD.....	53
8.3.3	LISTÓN FUSIBLE O ELEMENTO FUSIBLE .....	53
8.3.3.1	FUSIBLE DE PROTECCIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....	54
8.3.4	CABLE DE GUARDA .....	54
8.4	DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	54
8.4.1	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	55
8.4.2	TENSIÓN DE PASO .....	55
8.4.3	TENSIÓN DE CONTACTO .....	55
8.4.4	TENSIÓN DE TRANSFERENCIA .....	56
8.4.5	METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	56
8.4.5.1	INFORMACIÓN DE CAMPO .....	57
8.4.5.2	FACTOR DE DISMINUCIÓN DE LA CAPA SUPERFICIAL .....	59
8.4.5.3	FACTOR DE REFLEXIÓN.....	59
8.4.5.4	CÁLCULO DE LAS ECUACIONES DE PASO Y DE CONTACTO .....	60
8.4.5.5	TENSIÓN DE PASO.....	60
8.4.5.6	TENSIÓN DE CONTACTO.....	60
8.4.5.7	MALLA DE PUESTA A TIERRA PROPUESTA.....	61
8.4.5.8	SELECCIÓN DEL TAMAÑO DEL CONDUCTOR.....	61
8.4.6	ECUACIONES DE SCHWARZ PARA SUELO HOMOGÉNEO.....	63
8.4.6.1	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA $R_G$ .....	64
8.4.6.2	COEFICIENTES $K_1$ Y $K_2$ DE LA FORMULA SCHWARZ.....	64
8.4.6.3	RESISTENCIA DE TIERRA DE LOS CONDUCTORES DE LA MALLA .....	64
8.4.6.4	RESISTENCIA DE LAS VARILLAS.....	65
8.4.6.5	RESISTENCIA MUTUA ENTRE LA MALLA Y LAS VARILLAS..	65
8.4.7	CÁLCULO DE TENSIÓN DE MALLA EN CASO DE FALLA.....	66
8.4.7.1	CORRIENTE MÁXIMA A DISIPAR POR LA MALLA ( $I_G$ ).....	66
8.4.7.2	ELEVACIÓN DE POTENCIAL DE TIERRA .....	67
8.4.7.3	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE LA MALLA.....	67
8.4.7.4	VALOR GEOMÉTRICO DE ESPACIAMIENTO DE LA MALLA..	67
8.4.7.5	FACTOR DE IRREGULARIDAD.....	70
8.4.7.6	TENSIÓN TOTAL DE LA MALLA $LM$ .....	70
8.4.8	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE PASO EN FALLA .....	71
8.4.8.1	FACTOR DE GEOMETRÍA.....	71

8.4.8.2	LA LONGITUD EFECTIVA DEL CONDUCTOR ENTERRADO $L_s$	72
8.4.9	CALCULO DE LA TENSION DE CONTACTO APLICADA A UN SER HUMANO EN CASO DE FALLA.....	72
8.4.9.1	RESISTENCIA SUPERFICIAL DEL PISO DEBAJO DEL INDIVIDUO .....	73
8.4.9.2	MÁXIMA TENSION DE CONTACTO RESULTANTE .....	73
8.5	CARACTERISTICAS DE LOS MATERIALES PARA LA RED DISTRIBUCIÓN.....	74
8.5.1	CRUCETAS .....	74
8.5.2	HERRAJES .....	74
8.5.3	AISLADORES .....	75
9	CÁLCULOS MECÁNICOS.....	75
9.1	PARÁMETROS DE DISEÑO DE LOS CÁLCULOS MECÁNICOS.....	76
9.1.1	CÁLCULO MECÁNICOS EN CONDUCTORES.....	76
9.1.2	ESFUERZOS DEBIDO AL PESO .....	77
9.2	CONDICIONES LIMITANTES DE TENSIONADO.....	77
9.2.1	DISTANCIA MÍNIMA DEL TERRENO.....	78
9.2.2	LONGITUD LIBRE DEL POSTE. ....	79
9.2.3	FLECHA MÁXIMA VERTICAL.....	79
9.2.4	VANO REGULADOR IDEAL.....	80
9.2.5	CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE DILATACIÓN LINEAL DEL CABLE. 81	81
9.2.6	CÁLCULO DEL MÓDULO DE ELASTICIDAD DEL CABLE.....	81
9.2.7	CARGA DE RUPTURA POR UNIDAD DE ÁREA .....	82
9.2.8	CARGA MÁXIMA .....	82
9.2.9	SOBRECARGA DEBIDO AL VIENTO.....	82
9.2.10	COEFICIENTE DE SOBRE CARGA.....	82
9.2.11	ACCIÓN DE LA TEMPERATURA EN LOS CONDUCTORES.....	83
9.2.12	CAMBIO DE TEMPERATURA .....	83
9.3	ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO .....	83
9.3.1	CÁLCULO DE A.....	84
9.3.2	CÁLCULO DE B.....	84
9.3.3	FACTOR DE SEGURIDAD .....	84
9.3.4	FLECHA MÁXIMA .....	84
9.3.5	PARÁMETRO H.....	85
9.3.6	TENSION MECÁNICA DEL CONDUCTOR .....	85
9.3.7	CÁLCULO DE H.....	85
9.4	CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS .....	86
9.4.1	HIPÓTESIS C.....	86
9.4.1.1	CARGA MÁXIMA.....	86

9.4.1.2	TENSIÓN POR UNIDAD DE ÁREA.....	86
9.4.1.3	FACTOR DE SOBRECARGA.....	86
9.4.1.4	COEFICIENTE DE SEGURIDAD .....	86
9.4.2	HIPÓTESIS A.....	87
9.4.2.1	FACTOR DE SOBRECARGA.....	87
9.4.2.2	CAMBIO DE TEMPERATURA.....	87
9.4.2.3	ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO .....	87
9.4.2.4	CÁLCULO DE A .....	87
9.4.2.5	CÁLCULO DE B .....	88
9.4.2.6	CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE OPERACIÓN .....	88
9.4.2.7	COEFICIENTE DE SEGURIDAD .....	88
9.4.3	HIPÓTESIS B.....	88
9.4.3.1	FACTOR DE SOBRECARGA.....	89
9.4.3.2	ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO .....	89
9.4.3.3	CÁLCULO DE B .....	89
9.4.3.4	TENSIÓN DE OPERACIÓN .....	89
9.4.3.5	COEFICIENTE DE SEGURIDAD .....	89
9.4.3.1	FACTOR DE SOBRECARGA.....	90
9.4.3.2	ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO .....	90
9.4.3.3	CÁLCULO DE B .....	90
9.4.3.4	TENSIÓN DE OPERACIÓN .....	91
9.4.3.5	COEFICIENTE DE SEGURIDAD .....	91
9.5	CALCULO DE LA FLECHA Y LOS PARÁMETROS H Y H PARA LAS HIPÓTESIS .....	91
9.5.1	FLECHA Y PARÁMETROS H Y H PARA LA HIPÓTESIS C .....	91
9.5.1.1	PARÁMETRO H .....	92
9.5.1.2	PARÁMETRO H .....	92
9.5.2	FLECHA Y PARÁMETROS H Y H PARA LA HIPÓTESIS A.....	92
9.5.2.1	PARÁMETRO H .....	92
9.5.2.2	PARÁMETRO H .....	93
9.5.3	FLECHA Y PARÁMETROS H Y H PARA LA HIPÓTESIS B.....	93
9.5.3.1	PARÁMETRO H .....	93
9.5.3.2	PARÁMETRO H .....	94
9.5.4	FLECHA Y PARÁMETROS H Y H PARA LA HIPÓTESIS D .....	94
9.5.4.1	PARÁMETRO H .....	94

9.5.4.2	PARÁMETRO H .....	95
9.6	CÁLCULO MECÁNICO DE LAS ESTRUCTURAS .....	95
9.6.1	TENSIÓN EN EL VÉRTICE .....	95
9.6.2	TENSIÓN EN EL VÉRTICE POR UNIDAD DE ÁREA .....	95
9.6.2.1	HIPÓTESIS A .....	96
9.6.2.2	HIPÓTESIS D.....	96
9.6.3	DISTANCIA REAL DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.....	97
9.6.4	ÁRBOL DE CARGAS.....	97
9.6.5	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS ESTRUCTURAS.....	98
9.6.6	FACTOR DE SEGURIDAD PARA ESTRUCTURA .....	98
9.6.7	LAS ESTRUCTURAS A UTILIZAR SERÁN LAS DESCRITAS A CONTINUACIÓN: .....	99
9.7	CÁLCULOS PRIMER APOYO (ESTRUCTURA 510).....	101
9.7.1	FUERZA DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES.....	101
9.7.2	FUERZA DEL VIENTO SOBRE LOS APOYOS.....	101
9.7.3	FUERZA POR CAMBIO DE DIRECCIÓN.....	102
9.7.4	MOMENTO DEBIDO AL VIENTO EN LOS CONDUCTORES.....	102
9.7.5	MOMENTO DEBIDO AL VIENTO EN EL POSTE.....	103
9.7.6	MOMENTO DEBIDO AL CAMBIO DE DIRECCIÓN DE LA LÍNEA.....	103
9.7.7	MOMENTO DE RESISTENCIA DEL POSTE.....	103
9.8	CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS TEMPLETES (RETENIDAS) 105	
9.8.1	MATERIAL DE LAS RETENIDAS .....	105
9.8.2	MOMENTO RESISTENTE PRODUCIDO POR LOS TEMPLETES.....	105
9.8.3	TENSIÓN HORIZONTAL EN EL TEMPLETE .....	106
9.8.4	TENSIÓN EN EL TEMPLETE .....	106
9.9	CÁLCULO DE UN VANO DE GRAN LONGITUD Y DESNIVELADO. ...	108
9.9.1	SOBRECARGAS EN LOS CABLES .....	108
9.9.1.1	SOBRECARGA DE VIENTO .....	109
9.9.2	CÁLCULOS DE UN VANO DE GRAN LONGITUD Y DESNIVELDO 109	
9.9.2.1	VALOR DE LA TRACCIÓN HORIZONTAL MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR .....	110
9.9.2.2	DETERMINACIÓN DE LA COMPONENTE HORIZONTAL DE LA TRACCIÓN EL DÍA DEL TENDIDO.....	112
10	PLANO DE LA VEREDA LOS CHORROS .....	115
11	CONCLUSIONES .....	116
12	RECOMENDACIONES .....	117
13	BIBLIOGRAFÍA .....	118

14 ANEXOS..... 120

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Niveles Ceráunicos.....	25
Tabla 2. Clasificación de los niveles de tensión. ....	27
Tabla 3. Niveles de tensión adoptados por ENELAR E.S.P.....	27
Tabla 4. Distancias mínimas de seguridad en zonas de bosque y cultivos. ....	29
Tabla 5. Distancia del centro de cargas al punto de pegue.....	32
Tabla 6. Factores de demanda. ....	37
Tabla 7. Demanda máxima por usuario.....	38
Tabla 8. Requerimientos eléctricos para pararrayos de óxido metálico. ....	44
Tabla 9. Límites de regulación. ....	47
Tabla 10. Límites de pérdida de potencia. ....	48
Tabla 11. Características del conductor seleccionado. ....	48
Tabla 12. Cálculo de regulación y pérdidas de potencia red de media tensión. ....	50
Tabla 13. Características del conductor seleccionado. ....	50
Tabla 14. Cálculo de regulación y pérdidas de potencia red de baja tensión.....	52
Tabla 15. Tipos de fusibles. ....	53
Tabla 16. Valores de resistencia de puesta a tierra.....	55
Tabla 17. Información de campo vereda Los Chorros.....	58
Tabla 18. Rango de resistividad del suelo.....	58
Tabla 19. Constantes de los materiales de los conductores. ....	62
Tabla 20. Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra.....	63
Tabla 21. Características del conductor ASCR # 2 AWG.....	76
Tabla 22. Excavación para postes.....	79
Tabla 23. Condiciones de operación para la Hipótesis C. ....	86
Tabla 24. Condiciones de operación para la hipótesis A.....	87
Tabla 25. Condiciones de operación para la hipótesis B.....	88
Tabla 26. Condiciones de operación para la hipótesis D.....	90
Tabla 27. Características técnicas postes de concreto. ....	98
Tabla 28. Factor de seguridad de las estructuras.....	99
Tabla 29. Cálculo mecánico de estructuras. ....	105
Tabla 30. Características del cable pata retenida en M.T.....	105
Tabla 31. Calculo mecánico de los templetes.....	108

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación de Arauca en Colombia.....	23
Figura 2. Ubicación del municipio de Arauquita. ....	24
Figura 3. Mapa de densidad de rayos para Colombia.....	24
Figura 4. Esquema de la Red de Distribución. ....	26
Figura 5. Distribución de los usuarios y la red existente.....	31
Figura 6. Identificación de los centros de carga. ....	31
Figura 7. Ampliación de la red de media tensión. ....	32
Figura 8. Ubicación de los apoyos.....	33
Figura 9. Perfil topográfico del terreno.....	33
Figura 10. Vivienda tipo.....	37
Figura 11. Subestación de tipo aéreo. ....	40
Figura 12. Transformador monofásico.....	41
Figura 13. Cañuela cortacircuito 15 KV.....	43
Figura 14. Descargador o DPS 12 KV - 10 KA.....	43
Figura 15. Postes de concreto armado.....	45
Figura 16. Cruceta metálica.....	45
Figura 17. Herrajes utilizados en la subestación tipo poste. ....	46
Figura 18. Primer tramo red de media tensión Plano vereda Los Chorros. ....	49
Figura 19. Primer tramo red de baja tensión vereda Los Chorros.....	51
Figura 20. Tensión de paso y de contacto. ....	56
Figura 21. Diagrama de flujo para el diseño del sistema de puesta a tierra. ....	57
Figura 22. Tipo de suelo Arena arcillosa. ....	58
Figura 23. SPT propuesta.....	61
Figura 24. Caso más crítico con las piernas separadas. ....	73
Figura 25. Variación de la catenaria para diferentes estados en condición inicial y final. ....	78
Figura 26. Circuito básico con aislamiento en espigo. ....	80
Figura 27. Tipos de cargas sobre la estructura. ....	98
Figura 28. Estructura de paso s510.....	99
Figura 29. Estructura de retención s515.....	100
Figura 30. Estructura retención terminal s514.....	100
Figura 31. Disposición vertical de la estructura.....	107
Figura 32. Forma adoptada por un conductor entre dos puntos.....	108
Figura 33. Desnivel del primer tramo. ....	109
Figura 34. Plano eléctrico de la red de distribución. ....	115

## LISTA DE ANEXOS

<i>Anexo 1. Factores de diversidad.....</i>	<i>120</i>
<i>Anexo 2. Tipo de suelo Areno Arcilloso.....</i>	<i>121</i>
<i>Anexo 3. Tipo de suelo Areno Arcilloso.....</i>	<i>121</i>
<i>Anexo 4. Tipo de suelo Areno Arcilloso.....</i>	<i>122</i>
<i>Anexo 5. Tipo de suelo Areno Arcilloso.....</i>	<i>122</i>
<i>Anexo 6. Tipo de suelo Areno Arcilloso.....</i>	<i>123</i>
<i>Anexo 7. Topografía del terreno 1.....</i>	<i>124</i>
<i>Anexo 8. Topografía Tramo 1. ....</i>	<i>125</i>
<i>Anexo 9. Topografía del terreno 2.....</i>	<i>125</i>
<i>Anexo 10. Topografía del terreno 3.....</i>	<i>126</i>
<i>Anexo 11. Topografía del terreno 4.....</i>	<i>126</i>

## RESUMEN

El presente trabajo de grado se enfoca en el diseño de redes de media tensión, para la electrificación rural de la vereda Los Chorros en el municipio de Arauquita departamento de Arauca. Este tipo de obras generan un gran impacto en el desarrollo de las comunidades apartadas; mejorando la calidad de vida de familias campesinas debido a la utilización de energía eléctrica en sus actividades agrícolas.

Este proyecto contiene los estudios técnicos que permiten la selección del transformador, las redes de distribución, para atender la demanda de los usuarios en zonas rurales del municipio, de manera que se garantice una excelente calidad técnica y operación, rigiéndose a lo expresado en el RETIE "Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas" y la "Normas de diseño y construcción de instalaciones eléctricas para los niveles I y II" de la electrificadora de Arauca.

## ABSTRACT

This degree work focuses on the design of medium voltage networks for the rural electrification of the Los Chorros village in the municipality of Arauquita, department of Arauca. This type of work generates a great impact on the development of remote communities; improving the quality of life of peasant families due to the use of electricity in their agricultural activities.

This project contains the technical studies that allow the selection of the transformer, the distribution networks, to meet the demand of users in rural areas of the municipality, in order to guarantee excellent technical and operation quality, in accordance with what is expressed in the RETIE "Technical Regulations for Electrical Installations" and the "Standards for the design and construction of electrical installations for levels I and II" of the Arauca electrification plant.

## 1 INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado tiene como objetivo principal el diseño de las redes de distribución, para la electrificación de la Vereda Los Chorros en el municipio de Arauquita departamento de Arauca. De este modo se busca aportar al desarrollo de la región y dejar abiertas las puertas para la electrificación de veredas más apartadas.

Para el desarrollo del objetivo principal, se realizó la selección de la trayectoria de las redes de distribución teniendo en cuenta las condiciones para el trazado de las líneas en áreas rurales, también se realizaron los cálculos eléctricos para la selección de los transformadores y se diseñaron las subestaciones tipo poste, diseño de las redes de distribución y sistema de protección de la red. Por último, se encuentran los cálculos mecánicos del sistema para la red de media tensión.

Las actividades anteriormente mencionadas se desarrollaron con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas “RETIE”, la Norma Técnica Colombiana NTC 2050, normas internacionales como la IEEE 80 – 2000 y las normas de diferentes operadores de red de Colombia ENELAR E.S.P., ESSA, E.P.M., EBS, entre otras.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Diseñar las redes de distribución en la vereda Los Chorros del municipio de Arauquita, del departamento de Arauca.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Establecer la ubicación de los apoyos y trayectorias de las redes de distribución para la vereda Los Chorros en el municipio de Arauquita, departamento de Arauca.
- Diseñar las subestaciones para la red de distribución de la vereda Los Chorros.
- Diseñar la red y el sistema de protección.
- Calcular los esfuerzos mecánicos de la red de distribución.

### **3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA**

El desarrollo de las comunidades depende del nivel de vida de sus habitantes, es por ello que el suministro de energía toma un valor importante. Colombia ha contemplado en su ley (142 de la constitución colombiana de 1994), el deber del gobierno de suministrar este servicio a sus habitantes, sin embargo, hay muchos lugares del país que carecen de electricidad.

Arauquita ubicada en el departamento de Arauca, cuenta con varias veredas que carecen de este servicio, este es el caso de la vereda Los chorros las cuales se ven afectadas en el avance de sus actividades agrarias.

#### **3.2 JUSTIFICACIÓN**

Este proyecto se desarrolla con el fin de suministrar el servicio básico de energía eléctrica a familias campesinas ubicadas en la zona rural del municipio de Arauquita que carecen del servicio, comunidades que ven afectada su calidad de vida y desarrollo económico. Este proyecto soluciona problemáticas que tenían estas comunidades por falta de servicio, con la puesta en marcha de este proyecto se busca beneficiar a las comunidades más alejadas del casco urbano del municipio y abre las puertas hacia una electrificación de veredas más apartadas.

## 4 MARCO DE REFERENCIA

### 4.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

“Arauca es uno de los 32 departamentos de Colombia, y este encuentra localizado al este del país, en la región de la Orinoquía; también conocida como llanos orientales. El departamento de Arauca limita al norte y este con la República Bolivariana de Venezuela, al sur con los departamentos del Vichada y Casanare, y al oeste con Boyacá. Este a su vez se encuentra conformado por 7 municipios entre los cuales encontramos Arauquita”. [1]

Figura 1. Ubicación de Arauca en Colombia.



Fuente: Extraído de “Documento diagnóstico del departamento de Arauca”. [1]

#### 4.1.1 INFORMACIÓN GENERAL DEL MUNICIPIO DE ARAUQUITA

Arauquita es uno de los 7 municipios que conforman al departamento de Arauca, es una región agrícola y ganadera. Cuenta con una extensión  $3.821 \text{ Km}^2$ , su temperatura promedio ronda los  $28 \text{ }^\circ\text{C}$ , una altitud en la cabecera municipal de 165 m.s.n.m. (metros sobre el nivel del mar). [2]

Figura 2. Ubicación del municipio de Arauquita.

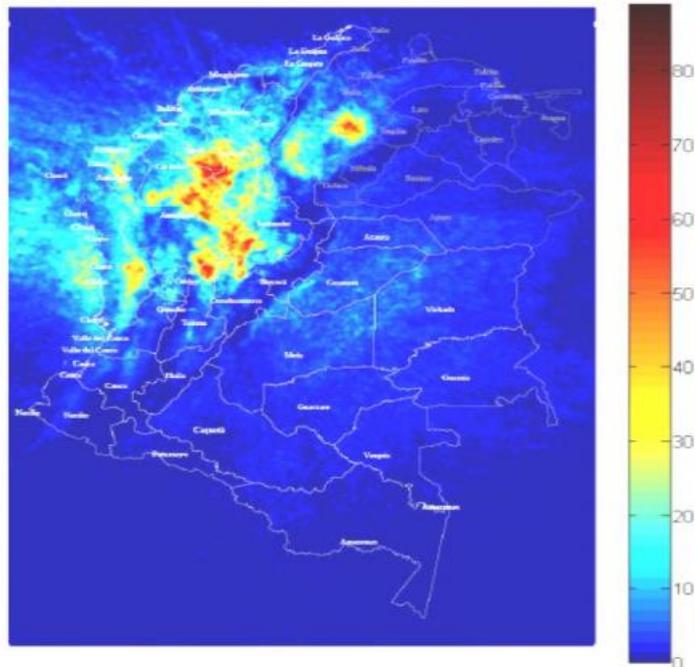


Fuente: Extraído de “Documento diagnóstico del departamento de Arauca”. [2]

#### 4.1.2 NIVEL CERÁUNICO

El nivel ceráunico es la actividad eléctrica atmosférica de una región, el nivel ceráunico hace referencia a la cantidad de tormentas que hay en un año y en las cuales se escuchan truenos. Las regiones montañosas son las afectadas, por eso se usan mapas de densidad de caída de rayos.

Figura 3. Mapa de densidad de rayos para Colombia.



Fuente: Extraído de “CRITERIOS DE DISEÑO DE LA RED DE ELECTRIFICACIÓN RURAL”. [3]

La empresa (ENELAR E.S.P.) prestadora del servicio eléctrico en Arauca, mide el nivel ceráunico como se muestra en la tabla 1 de niveles ceráunicos.

Tabla 1. Niveles Ceráunicos.

Nivel Ceráunico (Días tormenta / año)	Categoría
30 a 50	Bajo
50 a 70	Medio
70 a 100	Alto
>100	Muy Alto

Fuente: Extraído de “CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO”. [4]

Para el municipio de Arauquita se toma un nivel ceráunico de 30 siendo este según la tabla 1 un nivel ceráunico de categoría Bajo.

### 4.1.3 DENSIDAD DE DESCARGAS

Se define como la cantidad de rayos impactados a tierra por  $km^2$  en un año y se determina a partir de la ecuación 1:

$$\text{Ecuación 1: } Ng = 0.04 * td^{1.25} \text{ [4]}$$

Dónde:

$Ng$ : Densidad de descargas (rayos/km<sup>2</sup>/año)

$td$ : Nivel ceráunico (días/ tormenta/ año)

Evaluando la ecuación 1 se obtiene:

$$Ng = 0.04 * 30^{1.25}$$

$$Ng = 2.808416783 \text{ rayos/km}^2/\text{año}$$

En el municipio de Arauquita el número de rayos que caen a tierra (Densidad de descarga a tierra) es de 2.808416783 rayos por kilómetro cuadrado al año.

### 4.1.4 VELOCIDAD DEL VIENTO

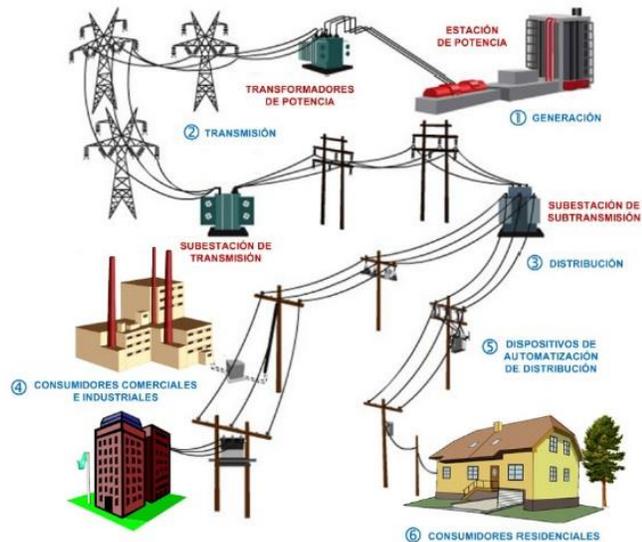
En el municipio de Arauquita la velocidad del viento no presenta grandes variaciones durante el año, ya que este se mantiene en un rango de 0.7 a 3.5 kilómetros por hora.[5]

## 4.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

“Un sistema de distribución eléctrico de potencia está conformado por etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica. Y tiene como función principal llevarla desde los centros de generación hasta los centros de consumo entregándola al usuario de forma segura y con los niveles de calidad exigidos. La distribución eléctrica es una etapa que se encuentra en constante

evolución reflejada en el tipo de equipos, tipos de estructuras, en los materiales con los cuales se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento”. [6]

Figura 4. Esquema de la Red de Distribución.



Fuente: Extraído de “Las Pérdidas de Energía Eléctrica”.[7]

#### 4.2.1 REDES DE DISTRIBUCIÓN AÉREAS

En este tipo de construcción, los conductores convencionalmente son desnudos y están soportados a través de aisladores instalados en crucetas, en apoyos de madera, concreto o fibra de vidrio. [8]

#### 4.2.2 REDES DE DISTRIBUCIÓN RURAL

Las redes de distribución rural tienen como objetivo, suplir una necesidad primaria de alumbrado de viviendas de los asentamientos rurales que producen una mayor calidad de vida, pasando luego a suplir otras exigencias como la industrialización agropecuaria. Las principales características son: [8]

- Usuarios muy dispersos.
- Cargas generalmente monofásicas.
- Dificultades de acceso por terrenos montañosos lo que implica costos extras de transporte y materiales.
- En zonas accesibles se utilizan apoyos de concreto, en lugares de difícil acceso se usa apoyos de madera o fibra de vidrio.
- A menudo es necesario realizar tareas de poda de arbustos.

### 4.3 NIVELES DE TENSIÓN

#### 4.3.1 CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN

El RETIE en su artículo 12, estandariza los niveles de tensión para sistemas de corriente alterna. En la tabla 2 se muestra la clasificación de los niveles de tensión los cuales se adoptan de la **NTC 1340**.

Tabla 2. Clasificación de los niveles de tensión.

<b>Nivel de tensión</b>	<b>Tensión</b>
Extra alta tensión	>230 KV
Alta tensión	>57 KV <230KV
Media tensión	>1000 V <57 KV
Baja tensión	>25 V <1000 V
Muy baja tensión	<25 V

Fuente: Ajustada Artículo 12 del RETIE. [9]

La empresa de energía en Arauca ENELAR E.S.P. adopta los siguientes niveles de tensión para los sistemas de distribución. En la tabla 3 se observan los niveles de tensión adoptados por el operador de red O.R.

Tabla 3. Niveles de tensión adoptados por ENELAR E.S.P.

<b>Nivel de tensión</b>	<b>Tensión</b>
Nivel I	208 / 108 V
Nivel II	13.2 KV / 34.5 KV

Fuente: Ajustada del capítulo 3 “CRITERIOS DE DISEÑO”. [4]

## 5 RESUMEN DEL PROYECTO

### 5.1 MUNICIPIO DE ARAUQUITA

En el presente proyecto se diseñaron las redes de distribución de media tensión (M.T) y baja tensión (B.T), para la electrificación de usuarios de la vereda Los Chorros.

#### 5.1.1 NÚMERO DE USUARIOS

**Vereda Los Chorros:** 8 Usuarios.

#### 5.1.2 DEMANDA MÁXIMA POR USUARIO.

$$D_{m\acute{a}x} = 3.560 \text{ KVA.}$$

#### 5.1.3 CANTIDAD DE TRANSFORMADORES

**Vereda Los Chorros:** 4 transformadores (10 KVA)

#### 5.1.4 LÍNEAS Y REDES

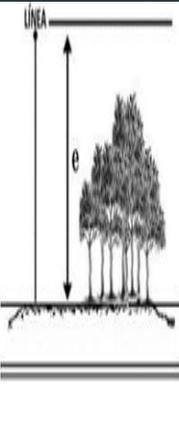
- Para las redes de distribución de M.T. se proyectaron redes bifásicas a 13.2 KV, en conductor N° 2 AWG-ACSR y apoyos de 12 metros con una capacidad de rotura de 510 Kgf.
- Para redes de distribución de baja tensión se proyectaron redes trenzadas en conductor trenzado XLPE calibre N° 2 AWG y apoyos de 8 metros con una capacidad de rotura de 510 Kgf.

## 6 TRAZADO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

### 6.1 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE BOSQUE Y CULTIVOS.

La altura de los conductores con respecto al piso o de la vía, deben cumplir con las distancias mínimas establecidas en el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE, previniendo así el riesgo eléctrico. Esto se observa en la tabla 4 la cual presenta las diferentes distancias mínimas en zonas boscosas y de cultivos.

Tabla 4. Distancias mínimas de seguridad en zonas de bosque y cultivos.

Descripción	Tensión	Distancias (m)		
		(A)	(B)	
	(A) Distancias mínima al suelo “e” en zonas de bosques de arbustos áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en la zona de servidumbre.	500	8.6	11.1
		230/220	6.8	9.3
		115/110	6.1	8.6
		66/57.5	5.8	8.3
		44/34.5/33	5.6	8.1
	(B) Distancias mínima donde se dificulte el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas o ramas pueden ocasionar acercamientos a los conductores capaces de presentar arcos eléctricos, o se requiere la circulación de máquinas agrícolas de gran altura.	13.8/13.2/11.4/7.6	5.6	8.1
		<1	5	7.5

Fuente: Ajustada tabla 13.2 del RETIE. [9]

### 6.2 CONDICIONES PARA EL TRAZADO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN EN ZONAS RURALES

Al momento de seleccionar una ruta se deben tener en cuenta los siguientes criterios.

- “La ruta de una línea de distribución deber ser lo más recta posible, de fácil acceso para su posterior construcción y mantenimiento, esta debe localizarse cerca de carretera o caminos. Las desviaciones en la línea son necesarias para evitar pantanos, lagos, aeropuertos, bosques muy densos, etc.”. [4]
- “Se debe evitar pasar cerca a áreas forestales o áreas arborizadas, para que estas no tengan implicaciones al momento de la construcción de la red eléctrica”. [4]

- “Se debe demarcar los linderos de las distintas propiedades por donde va a cruzar la línea, y así determinar correctamente los permisos de servidumbre”. [4]
- “Si la línea queda cerca de cultivos se debe investigar, cuál es el sistema de fumigación que utilizan aéreo u otros sistemas”. [4]
- “Se debe evitar el cruce de carreteras o vías de tráfico”. [4]
- “En caso de que sea necesario pasar por zonas urbanas se debe cumplir con las normas de construcción urbana”. [4]
- “Se deben tener en cuenta las características de la zona y así evitar que las estructuras queden en terrenos o lugares con problemas de erosión”. [4]
- “En caso de encontrarse con una vivienda, estructura, obstáculos o cruces, se deben respetar las distancias mínimas según el RETIE”. [4]

### **6.3 LEVANTAMIENTO DE LÍNEAS Y REDES CON GPS**

#### **6.3.1 PRECISIÓN DE LAS LECTURAS CON GPS GARMIN**

Los GPS son extremadamente precisos gracias a su diseño paralelo multicanal. Los GPS de Garmin cuentan con una precisión de 15 metros, el 95% del tiempo esto en condiciones claras del cielo. En general la precisión del GPS se verá en un rango de 5 a 10 metros esto en condiciones normales. [10]

Ciertas condiciones atmosféricas y otras fuentes de error pueden afectar la precisión del GPS. Si el dispositivo no cuenta con una vista clara del cielo, su precisión disminuirá.

Para garantizar que el GPS reciba la mejor precisión posible se debe tener en cuenta las siguientes sugerencias:

- Evitar guardar el dispositivo GPS en una mochila o bolsillo.
- Al momento de trabajar asegúrese de tener buenas condiciones atmosféricas, se recomienda navegar con una vista clara del cielo.

#### **6.3.2 GEORREFERENCIA DE LA RED EXISTENTE Y USUARIOS**

Para el levantamiento de la información de campo, se utilizan generalmente los equipos denominados GPS, en la figura 5 se observa la distribución de los

usuarios y la red existente luego de un proceso de georreferencia en la vereda Los Chorros.

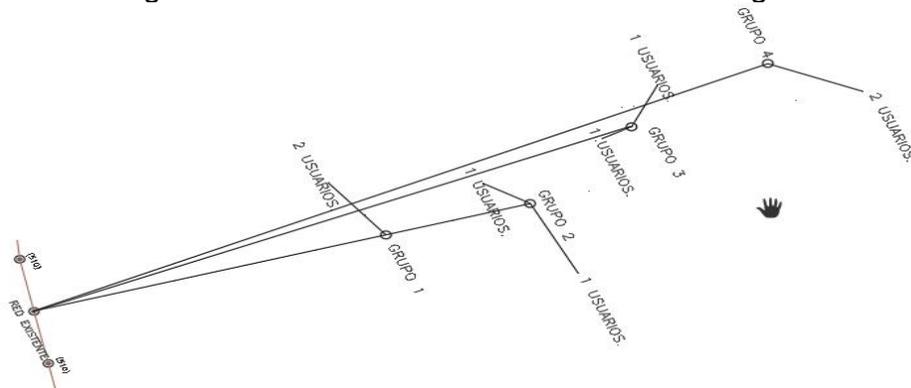
Figura 5. Distribución de los usuarios y la red existente.



Fuente: Elaborada por el autor.

Partiendo de la localización de los usuarios, la red existente y teniendo en cuenta las condiciones para el trazado de las líneas en zonas rurales se pueden identificar los centros de carga. En la figura 6 se observa la distribución de los usuarios y los centros de carga.

Figura 6. Identificación de los centros de carga.



Fuente: Elaborada por el autor.

En la tabla 5 se evidencia las distancias que hay desde el centro de carga de cada grupo de usuarios al punto de pegue.

Tabla 5. Distancia del centro de cargas al punto de pegue.

Grupo	Nro. Usuarios	Distancia al punto de pegue (m)
1	2	651
2	2	918
3	2	1148
4	2	1430

Fuente: Elaborada por el autor.

Los transformadores de distribución se ubicarán lo más cerca al centro de carga del grupo de usuarios que se desea servir, teniendo en cuenta que ningún usuario quede a más de 500 m del transformador que lo alimente, y que su regulación cumpla con los límites normalizados por la empresa electrificadora. [4]

Teniendo en cuenta que la distancia de la red primaria existente supera los 500 m de distancia hasta los centros de carga, se considera una ampliación de la misma, asimismo se establece la ubicación de los apoyos y la trayectoria de la red de distribución partiendo de las condiciones para el trazado de líneas. En la figura 7 se observa la ruta seleccionada.

Figura 7. Ampliación de la red de media tensión.

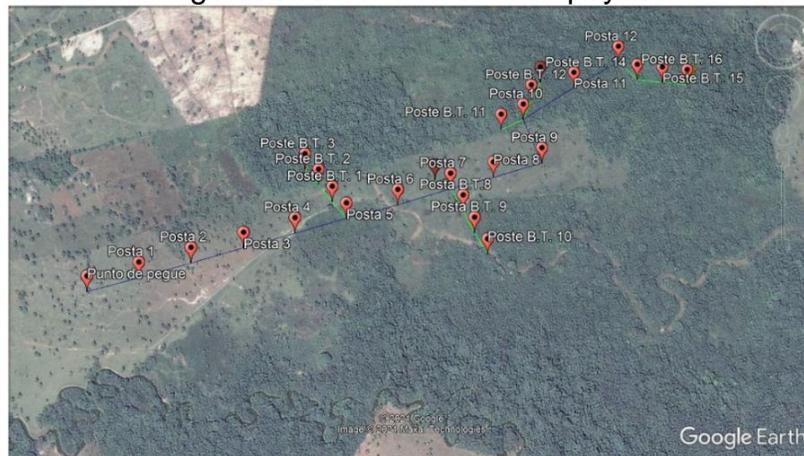


Fuente: Elaborada por el autor.

## 6.4 PERFIL TOPOGRÁFICO DEL TERRENO

Una vez seleccionada la trayectoria de la línea de distribución, se determina la ubicación de los apoyos que para este proyecto se establecieron vanos los cuales varían de 125 m a 140 m, en total la red de distribución cuenta con 12 vanos en la red de media tensión M.T., en la figura 8 se observa la ubicación de los apoyos o postes a lo largo de la línea de distribución.

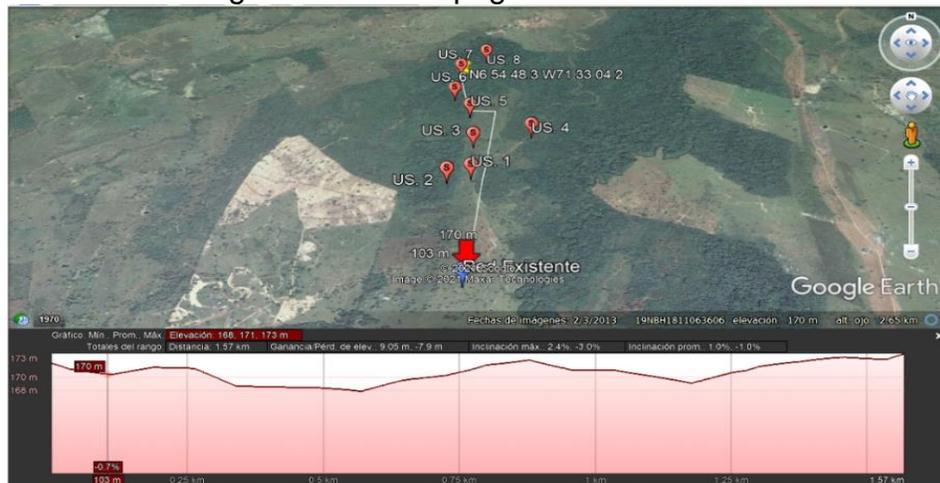
Figura 8. Ubicación de los apoyos.



Fuente: Google Earth.

Una vez establecida la ubicación de los apoyos se hace una georreferenciación de estos para así determinar un perfil topográfico del terreno, en la figura 9 se observa el perfil topográfico del terreno.

Figura 9. Perfil topográfico del terreno.



Fuente: Google Earth.

## **6.5 REPLANTEO DE LA TOPOGRAFÍA**

El replanteo consiste en la materialización del diseño inicial sobre el terreno e incluye las respectivas modificaciones que este puede tener debido a la ubicación de las estructuras, centros de cargas o variaciones en la ubicación de los usuarios o nuevos usuarios que requieren el servicio de energía eléctrica. En esta actividad se debe tener cuidado para que las redes cumplan con las especificaciones y normas técnicas exigidas por la empresa electrificadora de energía, en caso de existir variaciones con respecto al diseño inicial.

Los planos deben ser elaborados conforme a las normas contempladas en el RETIE y la normatividad de ENELAR E.S.P. en cuanto a las escalas y los formatos.

## **6.6 APOYOS**

La ubicación de los apoyos se hará conforme a los planos de replanteo aprobados por parte de Interventoría, los apoyos o postes de concreto a instalar serán, de 8 metros para la red de baja tensión y 12 metros para la red de media tensión, pretensados y con la tensión de rotura indicada por el fabricante. No se admite la utilización de apoyos fisurados, flectados o con cualquier otra imperfección.

### **6.6.1 LOCALIZACIÓN DE APOYOS**

En la electrificación rural las distancias entre los apoyos o postes dependerá de los perfiles topográficos. Se ubicarán apoyos adicionales:

- “En los puntos donde se presente un acercamiento horizontal a edificaciones, puentes, taludes, otras líneas, etc.”. [3]
- “A lado y lado de cruces líneas de transmisión, líneas telefónicas, carrilera, etc., donde sea necesario la fijación correspondiente a mallas de protección”. [3]

## 7 CÁLCULO Y DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES

### 7.1 SUBESTACIONES TIPO POSTE

Las subestaciones que tengan el transformador sobre postes, deben cumplir con los siguientes requisitos de montaje estipulados en el artículo 24° del RETIE.

- a. “Se podrán instalar subestaciones con transformadores en poste, sin necesidad de utilizar ningún tipo de encerramiento, siempre que no supere 250 KVA ni 800 Kgf de pes. Las unidades transformadoras menores o iguales a 112,5 KVA y con un peso inferior a 600 Kgf, deberán ser instaladas en un solo posta que tenga una resistencia de rotura no menor a 510 Kgf; transformadores de potencia superior a 112,5 KVA y menor o igual a 150 KVA con pesos menores a 700 Kgf, se deben instalar en un solo poste con carga de rotura no menor a 750 Kgf, transformadores de potencia mayores a 150 KVA y menores o iguales a 250 KVA preferiblemente se deben instalar en un solo poste de resistencia no menor a 1050 Kgf. En áreas urbanas se debe evitar el uso de estructuras con doble poste para la instalación de transformadores, ya que generan contaminación visual e incomodidad en la movilidad”. [9]
- b. “En áreas rurales, pequeños caseríos los transformadores menores o iguales a 25 KVA podrán ser instalados en postes de madera, con una resistencia de rotura menor a 510 Kgf. En todos los casos se deben hacer un análisis de esfuerzos y garantizar la estabilidad mecánica de la estructura”. [9]
- c. “Toda subestación tipo poste debe contar por lo menos en el lado primario del transformador con protecciones contra sobretensiones (DPS) y contra sobrecorrientes”. [9]
- d. “El DPS debe instalarse en el camino de la corriente de impulso y lo más cerca posible a los bujes del transformador”. [9]
- e. “El transformador debe tener debidamente conectado a tierra el punto neutro y la carcasa”. [9]
- f. “En la instalación se debe cumplir con las distancias de seguridad que le apliquen, establecidas en el artículo 13° del RETIE”. [9]

- g. “Los elementos de fijación del transformador deben soportar 2.5 veces el peso de este”. [9]
- h. “Las conexiones en media tensión, deben tener una forma y rigidez mecánica que no les permita moverse con el viento o vibraciones, de tal forma que no les permita entrar en contacto con partes que no se deben energizar, o acercamientos que produzcan arcos eléctricos”. [9]
- i. “Con el fin de garantizar la seguridad tanto del personal del O.R, como del público en general, se deben cumplir los requisitos de puesta a tierra que le apliquen, establecidos en el artículo 15° del RETIE”. [9]

## 7.2 CARACTERISTICAS DE LA DEMANDA

### 7.2.1 USUARIOS A BENEFICIAR

Con la puesta en marcha del proyecto propuesto para la vereda Los Chorros, se busca beneficiar a 8 campesinas dedicadas a la ganadería y la agricultura, mejorando su calidad de vida y contribuyendo al desarrollo de la región, estas familias son de un estrato socioeconómico **BAJO-BAJO**.

### 7.2.2 DEMANDA MÁXIMA POR USUARIO

La determinación de la demanda máxima por usuario se realizará de acuerdo a los parámetros establecidos en el RETIE artículo 28°. Toda área construida menor a 50  $m^2$  y capacidad instalable menor a 7 KVA, debe ser construida mínimo con tres circuitos. [9]

- Un circuito para pequeños artefactos de cocina.
- Un circuito de lavado y planchado.
- Un circuito para iluminación y fuerza, carga por metro cuadrado 32 VA/ $m^2$ .

La demanda máxima teniendo en cuenta los tres circuitos mínimos se determina a partir de la ecuación 2:

$$\text{Ecuación 2: } D_{\text{máx}} = 32 \frac{VA}{m^2} * \text{Área}(m^2) + 1500 VA + 1500 VA [9]$$

Donde:

**Área(m<sup>2</sup>):** Vivienda tipo: 50 m<sup>2</sup>.

En la figura 10 se aprecia la vivienda de unos beneficiarios.

Figura 10. Vivienda tipo.



Fuente: CONTELSA LTDA.

Evaluando la ecuación 2 se obtiene:

$$D_{\text{máx}} = 32 \frac{VA}{m^2} * 50 (m^2) + 1500 VA + 1500 VA$$

$$D_{\text{máx}} = 4.6 KVA$$

Demanda máxima por unidad de vivienda calculada: 4.600 KVA.

### 7.2.3 CARGA DEMANDADA

Para finalmente obtener el valor de la demanda máxima por unidad de vivienda, se realizará de acuerdo a lo establecido en la norma NTC 2050 mediante los factores de demanda (Tablas 220-11, 220-18, 220-19, 220-41), como se observa en la tabla 6. [11]

Tabla 6. Factores de demanda.

Tipo de ocupación	Parte de la carga de alumbrado a la que se aplica el factor de demanda (VA)	Factor de la demanda %
Unidades de vivienda	Primeros 3000 o menos	100
	De 3.001 a 12000	35
	A partir de 12000	25

Fuente: Tabla 220-11 de la NTC 2050.[11]

Aplicando los factores de demanda a la carga calculada se obtienen los valores que se presentan en la tabla 7:

Tabla 7. Demanda máxima por usuario.

CARGA INSTALADA POR UNIDAD DE VIVIENDA (KVA)		4.6	
FACTOR DE DEMANDA	Los primeros 3000 VA	100 %	3000
	De 3000 a 120000 VA	35 %	560
	A partir de 120000 VA	25 %	0
TOTAL POTENCIA APARENTE INSTALADA KVA			3.56

Fuente: Elaborada por el autor.

Demanda máxima instalada por unidad de vivienda 3.56 KVA.

#### 7.2.4 DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA (DMD)

La DMD es la sumatoria de las contribuciones de las demandas individuales a la demanda diversificada sobre un periodo de tiempo. [4]

La demanda máxima diversificada para un (1) usuario, en KVA se determina a partir de la ecuación 3:

$$\text{Ecuación 3: } DMD_{1\text{ Usuario}} = \frac{\text{Demanda Máxima}_{1\text{ Usuario}} * (1)}{f\text{ diversidad}_{1\text{ Usuario}}} [4]$$

La demanda máxima diversificada para “n” usuarios, en KVA se determina a partir de la ecuación 4:

$$\text{Ecuación 4: } DMD_{n\text{ Usuario}} = \frac{\text{Demanda Máxima}_{n\text{ Usuario}} * (n\text{ Usuarios})}{f\text{ diversidad}_{n\text{ Usuario}}} [4]$$

La tabla de factores de diversidad por estrato socio-económico, se puede observar en el anexo 1.

Evaluando la ecuación 4 se obtiene, la demandan máxima diversificada para dos usuarios:

$$DMD_{n\text{ Usuario}} = \frac{3.560 * 2}{1.53}$$

$$DMD_{n\text{ Usuario}} = 4.653\text{ KVA}$$

#### 7.2.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA

La demanda máxima diversificada se debe proyectar por un período de ocho (8) años para el cálculo de la capacidad y selección de los transformadores, y la

demanda se proyecta a 15 años para el diseño de la red de media tensión que lo alimenta. [4]

#### **7.2.5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A 8 AÑOS**

La demanda máxima diversificada proyectada a ocho (8) años, se determina mediante la ecuación 5:

$$\text{Ecuación 5: } D_{\text{máxproy}} = D_{\text{máxdiv}} * (1 + r)^n \text{ [4]}$$

Dónde:

$n$ : años de crecimiento.

$r$ : Tasa de crecimiento de la demanda 3%.

Evaluando la ecuación 5 se obtiene:

$$D_{\text{máxproy}} = 4.653 \text{ KVA} * (1 + 0.03)^8$$

$$D_{\text{máxproy}} = 5.953 \text{ KVA}$$

#### **7.2.5.2 PROYECCIÓN A 15 AÑOS**

La demanda máxima diversificada proyectada a quince (15) años, se determina mediante la ecuación 6:

$$\text{Ecuación 6: } D_{\text{máxproy}} = D_{\text{máxdiv}} * (1 + r)^n \text{ [4]}$$

Evaluando la ecuación 6 se obtiene:

$$D_{\text{máxproy}} = 4.7 \text{ kVA} * (1 + 0.03)^{15}$$

$$D_{\text{máxproy}} = 7.322 \text{ KVA}$$

El transformador seleccionado para alimentar a cada grupo de usuarios teniendo en cuenta el resultado de la demanda máxima diversificada proyectada a 8 años es de 10 KVA.

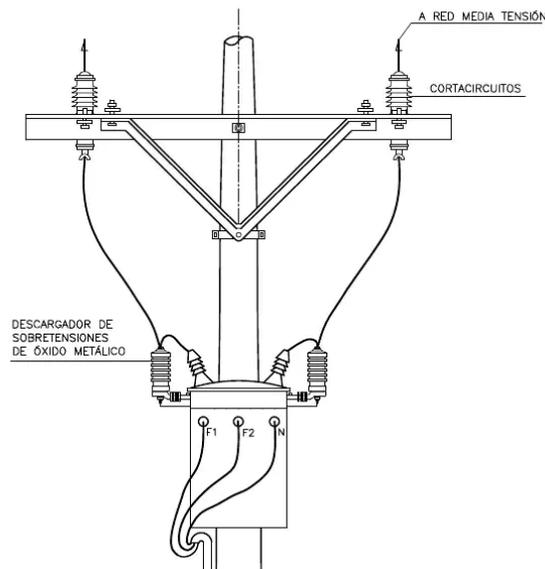
### **7.3 SUBESTACIÓN TIPO POSTE AÉREO**

Las subestaciones montadas en poste son económicas, estas se emplean en zonas urbanas o rurales. La subestación tipo poste o aérea está conformada por un transformador de distribución, acompañado de su respectiva protección contra sobretensiones y protección contra sobrecorriente (cortacircuitos), como también

de algunos elementos indispensables para su montaje como apoyos, aisladores y herrajes.

Las subestaciones eléctricas serán unidades transformadoras monofásicas bifilar de tipo aéreo, con transformadores de distribución de potencia de 10 KVA, montados en estructuras sencillas de postes de concreto de 12 m con una capacidad de rotura de 510 Kgf.

Figura 11. Subestación de tipo aéreo.



Fuente: Extraído de "CRITERIOS DE DISEÑO". [4]

## 7.4 ELEMENTOS QUE COMPONEN LA SUBESTACIÓN TIPO POSTE

### 7.4.1 TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

Transformador monofásico tipo poste ubicado en las redes de distribución. Sumergidos en aceite aislante para para ser conectados en redes de media tensión, estos se utilizan en las zonas rurales debido al uso de pequeños motores y el elevado costo de transformadores trifásicos.

Figura 12. Transformador monofásico.



Fuente: Extraído de “Transformador monofásico”. [12]

#### 7.4.1.1 SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

##### 7.4.1.1.1 FUSIBLES PARA LA PROTECCIÓN DE

##### TRANSFORMADORES TIPO K O ACCIÓN RÁPIDA

Los siguientes factores deben ser tenidos en cuenta para la selección del fusible del lado primario de un transformador:

- Tensión nominal.
- Capacidad de interrupción.
- Capacidad de sobrecarga.
- Soportabilidad a corriente *Inrush* (Magnetización y Cold Load).
- Protección contra fallas en el secundario del transformador.
- Coordinación con fusibles de respaldo.

Para la protección de transformadores monofásicos y trifásicos a montar en poste los fusibles normalizados como medio de protección deberán ser del Tipo k o rápido, los siguientes criterios fueron considerados para la selección del fusible Tipo K:

- “El fusible Tipo K presenta un mejor comportamiento de protección que el fusible tipo Dual para cierto rango de corrientes de falla al despejarlas mucho más rápido”. [13]
- “La selección del fusible tuvo en cuenta el impacto de la corriente *Inrush* de magnetización, Cold Load y curva de daño del transformador”. [13]

La corriente nominal del transformador se determina a partir de la siguiente ecuación 7:

$$\text{Ecuación 7: } I = \frac{S (KVA)}{V (KV)} [14]$$

Evaluando la ecuación 7 se obtiene:

$$I = \frac{10 KVA}{13.2 KV}$$

$$I = 0.75 A$$

Para la protección del transformador por el lado primario se selección un fusible **Tipo K** con una capacidad de un 1 A.

#### 7.4.1.1.1 PORTAFUSIBLES

Los fusibles requieren trabajar en conjunto con otros dispositivos los cuales permiten controlar los arcos de potencial que se forman cuando los enlaces se funden. Por eso son colocados en portafusibles los cuales cuentan con tubos con fibra desionizadora que cuando el elemento se funde emiten gases de desionización que aumenta la fortaleza dieléctrica, por lo tanto, ayudan a comprimir y enfriar el arco de potencial. [15]

Figura 13. Cañuela cortacircuito 15 KV.



Fuente: Extraído de “Cañuela cortacircuito 15 KV”. [16]

#### 7.4.1.1.2 EQUIPOS DE PROTECCIÓN CONTRA TENSIONES TRANSITORIAS O DPS

Los DPS a utilizar en este proyecto serán del tipo óxido metálico de 12 KV - 10 KA, para ser instalados a la intemperie sobre crucetas metálicas en las estructuras seleccionadas, en la tabla 8 se observa su ficha técnica:

Figura 14. Descargador o DPS 12 KV - 10 KA



Fuente: Extraído de “Descargador por Sobretensión DPS”. [17]

Tabla 8. Requerimientos eléctricos para pararrayos de óxido metálico.

Descripción	Nivel
- Tensión nominal de ciclo de trabajo	12.0 KV
- Tensión máxima continua (MCOV) (KV RMS)	10.2 KV
- Frecuencia	60 HZ
- Tensión soportada por el aislamiento	
- En seco un (1) minuto	27 KV
- En húmedo 10 segundos	24 KV
- Onda de impulso 1.2/50 us KV pico	75 Kv
- Onda nominal de descarga con onda 8/20 us.	10 KA
- Corriente de prueba para ciclo de trabajo onda 4/10 us pico para 10 KA de descarga.	65 KA
- Corriente de falla sostenida para presión de alivio.	10 KA rms
- Voltaje máximo de descarga (residual) para onda de 8/20 us (KV crestas) 10 KA.	35 KV

Fuente: Extraído de “DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN PARA EL SISTEMA DE 7.62 KV Y 13.2 KV”. [18]

#### 7.4.1.1.3 INSTALACIÓN DE PUESTAS A TIERRA

Para la instalación de las puestas a tierra de los circuitos en media tensión M.T. y baja tensión B.T. y equipos conectados al sistema:

- La carcasa, el neutro del transformador y los DPS se deben conectar entre sí, mediante cable de cobre o cobrizado No 4 AWG y desde allí hasta el electrodo de puesta a tierra, evitando dobleces en el cable, el electrodo de puesta a tierra una varilla cobrizada de 5/8” x 2.44 m con su respectivo conector. [19]

#### 7.4.2 POSTE O APOYO

La subestación se soportará sobre postes de concreto armado, se deben usar postes de dimensiones de 12 m con una capacidad de rotura de 510 Kgf, considerando igualmente las excepciones contempladas y se debe garantizar las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE.

Figura 15. Postes de concreto armado.

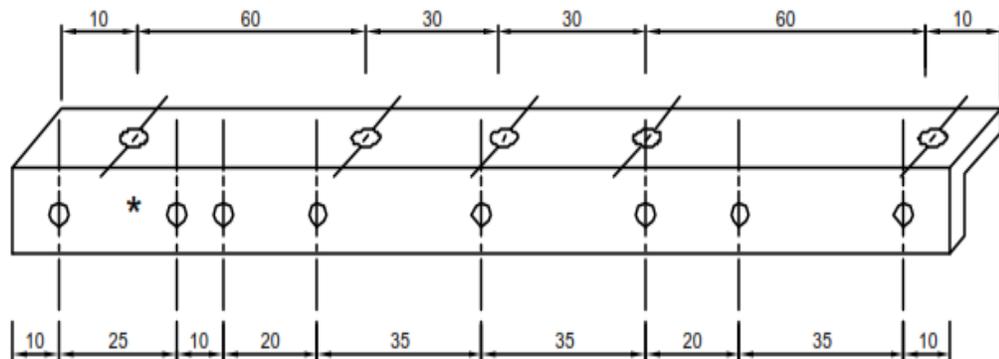


Fuente: CONTELSA LTDA.

### 7.4.3 CRUCETA METÁLICA

En este proyecto las crucetas serán tipo ángulo de hierro galvanizado en caliente, las dimensiones de las crucetas son establecidas por las normas técnicas de materiales ENELAR E.S.P., estas serán de 2 m para 13.2 kV que tiene un aislamiento de 15KV. Las crucetas metálicas a utilizar en las protecciones del transformador llevarán las perforaciones estándar para la instalación de cortacircuitos y DPS requeridas para evitar su debilitamiento innecesario.

Figura 16. Cruceta metálica.



Fuente: Extraído de “NORMAS DE MATERIALES”. [20]

#### 7.4.4 HERRAJES

“Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, los de soporte de conductores, aisladores o de cable de guarda a la estructura, los elementos de protección eléctrica de los aisladores y los accesorios del conductor (separadores y amortiguadores)”. [9]

Los materiales construidos en hierro serán galvanizados en caliente, deben demostrar el cumplimiento con el RETIE mediante *Certificado de Conformidad de Producto*.

Figura 17. Herrajes utilizados en la subestación tipo poste.



Fuente: Extraído de “DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA LA NORMALIZACIÓN DEL BARRIO EL PIÑONCITO DE CAMPO DE LA CRUZ” [21]

## 8 RED DE DISTRIBUCIÓN

### 8.1 REGULACIÓN DE TENSIÓN

Al momento de dimensionar el conductor que formara parte de la red eléctrica, este no solo debe de cumplir con la capacidad de la conducción de corriente, además este debe de cumplir con el porcentaje de caída de tensión. La caída de tensión se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente, la resistencia del conductor depende de la longitud del circuito, el material del cual está construido, el calibre y la temperatura de operación del conductor. [4]

En la tabla 9 se observa los límites de regulación:

Tabla 9. Límites de regulación.

Componente del sistema	Regulación máxima [%]	
	Urbana	Rural
Red en media tensión trifásico (nivel II)	3	3
Red en baja tensión aérea trifásico (nivel I)	7	5
Red en baja tensión aérea monofásico (nivel I)	6	4

Fuente: Extraído de “CRITERIOS BASICOS DE DISEÑO”. [4]

La empresa de energía proporciona la metodología para el cálculo de la regulación para los diferentes niveles de tensión.

La regulación de voltaje se determina mediante la ecuación 8:

$$\text{Ecuación 8: } \% \Delta V = K * M \text{ [3]}$$

Dónde:

$K$ : Constante que depende de la tensión, la configuración del sistema, las características del conductor y factor de potencia.

$M$ : Momento eléctrico

El Momento Eléctrico se determina a partir de la ecuación 9:

$$\text{Ecuación 9: } M = L * P \text{ [3]}$$

Dónde:

$L$ : Longitud de la red considerada

$P$ : Carga trifásica.

### 8.1.1 LÍMITES DE PÉRDIDA DE POTENCIA.

Los límites para pérdida de potencia de acuerdo al tipo de instalación son los establecidos en la tabla 10:

Tabla 10. Límites de pérdida de potencia.

Componente del sistema	Pérdida de potencia
Red en media tensión trifásico (nivel II)	1 %
Redes en baja tensión	5 %
Transformadores	De acuerdo a NTC 818, 819 y 1954

Fuente: Extraído de “CRITERIOS BASICOS DE DISEÑO”. [4]

Las pérdidas de potencia se determinan a partir de la ecuación 10:

$$\text{Ecuación 10: } \% \Delta P = \frac{M * R}{V_L^2 * \cos \phi} \quad [3]$$

Dónde:

*M*: Momento

*R*: Resistencia del conductor

*V<sub>L</sub>*: Voltaje de línea

Cos  $\phi$ : Factor de potencia

### 8.1.2 CÁLCULO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y PÉRDIDA DE POTENCIA PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN.

Para realizar los cálculos de la línea de media tensión se selecciona el conductor ACSR # 2 AWG. En la tabla 11 se observan las características del conductor seleccionado.

Tabla 11. Características del conductor seleccionado.

Características del conductor ACSR # 2 AWG	
Constante de regulación [%K]	Resistencia ohm/m [R]
6.224548E-07	8.74E-07

Fuente: Extraído de “Constantes de regulación de cables M.T. y B.T.”. [22]

El diseño consta de 12 tramos, por tal motivo a continuación se calcula la regulación de voltaje y pérdida potencia para el primer tramo (T1), por facilidad en el cálculo para los demás tramos se desarrolló una hoja de cálculo en EXCEL.

### 8.1.3 TRAMO DE RED 1, (PUNTO DE PEGUE (P.P)- P1)

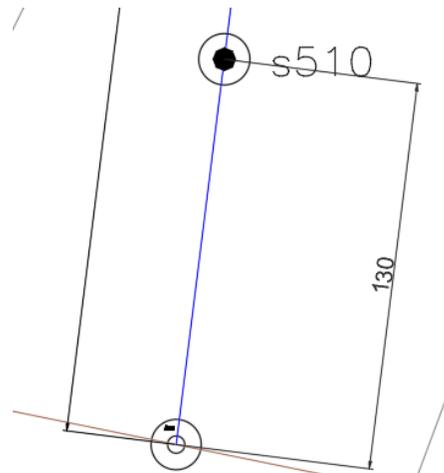
Siendo:

L= 130 m

Transformador alimentado T1, T2, T3 Y T4.  
Demanda= 40 KVA  
Cos  $\theta$  = 0.9  
Tensión nominal = 13200 V

En la figura 18 se observa la distancia del primer tramo el cual tiene una longitud de 130 m.

Figura 18. Primer tramo red de media tensión Plano vereda Los Chorros.



Fuente: Elaborada por el autor.

#### 8.1.4 MOMENTO ELÉCTRICO

Evaluando la ecuación 9 se obtiene:

$$M = 130 \text{ m} * 40 \text{ KVA}$$
$$M = 5200 \text{ kVA} * \text{m}$$

#### 8.1.5 REGULACIÓN DE VOLTAJE.

Evaluando la ecuación 8 se obtiene:

$$\% \Delta V = 6,2245482 \text{ E} - 07 * 5200$$
$$\% \Delta V = 3.236607826 - 03$$

#### 8.1.6 PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE POTENCIA.

Evaluando la ecuación 10 se obtiene:

$$\% \Delta P = \frac{5200 * 8.74E-04}{13200^2 * 0,9}$$

$$\% \Delta P = 2.898173656E - 08$$

El conductor seleccionado para el primer tramo cumple con los porcentajes de regulación y pérdidas de potencia.

En la tabla 12 se muestra los resultados obtenidos para los demás tramos de la red de distribución.

Tabla 12. Cálculo de regulación y perdidas de potencia red de media tensión.

	Tramo	Distancia (m)	Constante de regulación [%KG]	Transformador Alimentado (KVA)	M (KVA*m)	REGULACIÓN DE VOLTAJE (%ΔV)	Cos θ	TENSIÓN NOMINAL [V]	RESISTENCIA Ohm/m	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE POTENCIA (%ΔP)
1	P-P-P1	130	6,22E-07	40	5200	0,3236765064%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000289817365574941%
2	P1-P2	130	6,22E-07	40	5200	0,3236765064%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000289817365574941%
3	P2-P3	130	6,22E-07	40	5200	0,3236765064%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000289817365574941%
4	P3-P4	130	6,22E-07	40	5200	0,3236765064%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000289817365574941%
5	P4-T1	130	6,22E-07	40	5200	0,3236765064%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000289817365574941%
6	T1-P6	125	6,22E-07	30	3750	0,2334205575%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000209002907866544%
7	P6-T2	125	6,22E-07	30	3750	0,2334205575%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000209002907866544%
8	T2-P8	125	6,22E-07	20	2500	0,1556137050%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000139335271911029%
9	P8-P9	125	6,22E-07	20	2500	0,1556137050%	0,9	13200	8,74E-04	0,00000139335271911029%
10	P9-T3	124	6,22E-07	20	2480	0,1543687954%	0,9	13200	8,74E-04	0,000001382205897357410%
11	T3-P11	140	6,22E-07	10	1.400	0,0871436748%	0,9	13200	8,74E-04	0,000000780277522701765%
12	P11-T4	140	6,22E-07	10	1.400	0,0871436748%	0,9	13200	8,74E-04	0,000000780277522701765%
TOTAL		1554	6,22E-07			2,72510720196%	0,9	13200	8,74E-04	0,00002440039281705950%

Fuente: Elaborado por el autor.

## 8.2 CÁLCULO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y PÉRDIDA DE POTENCIA PARA LA RED DE BAJA TENSIÓN.

En la tabla 13 se muestra las características del conductor trenzado XLPE para red de baja tensión.

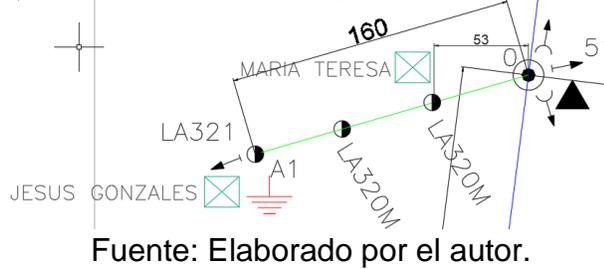
Tabla 13. Características del conductor seleccionado.

Cable trenzado XLPE		
Calibre AWG	Constante de regulación [%K]	Resistencia ohm/m [R]
2	1.91E-03	0.0008711

Fuente: Extraído de "Constantes de regulación de M.T. y B.T.". [22]

Se realiza el cálculo del porcentaje de regulación de voltaje y el porcentaje de pérdidas de potencia para el primer tramo de la red del transformador 1 (T1) ver figura 19, para los demás tramos y por facilidad de cálculo se muestran los resultados en la tabla.

Figura 19. Primer tramo red de baja tensión vereda Los Chorros.



### 8.2.1 TRAMO DE RED T1-P1.

Siendo:

$L = 53 \text{ m}$

Número de casas = 2

Demanda máxima instalada por vivienda:  $3.560 \text{ kVA}$

Tensión nominal =  $208 \text{ V}$

### 8.2.2 MOMENTO ELÉCTRICO.

Evaluando la ecuación 9 se obtiene:

$$M = L * P$$

$$M = 53 \text{ m} * 4.653594771 \text{ kVA}$$

$$M = 246.6405229 \text{ kVA} * \text{m}$$

### 8.2.3 REGULACIÓN DE VOLTAJE.

Evaluando la ecuación 8 se obtiene:

$$\% \Delta V = K * M$$

$$\% \Delta V = 1.91E - 03 * 246.6405229$$

$$\% \Delta V = 0.4710833987$$

### 8.2.4 PORCENTAJE DE PÉRDIDA DE POTENCIA

Evaluando la ecuación 10 se obtiene:

$$\% \Delta P = \frac{246.6405229 * 8,71E - 04}{208^2 * 0,9}$$

$$\% \Delta P = 5.517132423E - 6$$

El conductor seleccionado para el primer tramo cumple con los porcentajes de regulación y pérdidas de potencia.

En la siguiente tabla 14 se muestra los resultados obtenidos para los demás tramos de la red de distribución.

Tabla 14. Cálculo de regulación y perdidas de potencia red de baja tensión.

T1													
	Tramo	Longitud (m)	No. De Usuarios	Factor de diversidad	Demanda máxima de usuario (kVA)	DMD a "n" Usuarios (Kva)	Cos $\theta$	Tensión Nominal	Constante de Regulación	M (kVA*m)	Regulación de Voltaje (% $\Delta V$ )	Resistencia ohm/m	PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE POTENCIA (% $\Delta P$ )
1	T1-P1	53	2	1,53	3,560	4,65359477	0,9	208	1,91E-03	246,6405	0,4705235247	0,00087111	0,000551782919035464%
2	P1-P2	53	1	1	3,560	3,560	0,9	208	1,91E-03	188,68	0,3599504964	0,00087111	0,000422113933062130%
3	P2-P3	53	1	1	3,560	3,560	0,9	208	1,91E-03	188,68	0,3599504964	0,00087111	0,000422113933062130%
Total											0,0119042452		0,001396010785159720%

Fuente: Elaborado por el autor.

### 8.3 PROTECCIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

“Las fallas en los sistemas de distribución se pueden clasificar en temporales o permanentes. Una falla temporal es aquella que puede ser liberada antes de que ocurra algún daño al equipo o a las instalaciones. Una falla que en su inicio puede ser de naturaleza temporal puede convertirse en permanente si esta no se despeja rápidamente. Una falla permanente es aquella que persiste a pesar de la rapidez con la que el circuito se desenergiza”. [6]

#### 8.3.1 CONFIABILIDAD

De acuerdo la IEEE, la confiabilidad se define como “la habilidad de cualquier componente o conjunto de componentes para realizar una función requerida bajo condiciones establecidas, por un periodo de tiempo determinado”. [4]

Para aumentar el nivel de confiabilidad en el suministro de energía eléctrica existen dos opciones:

- Diseñar, construir y operar un sistema de tal forma que el número de fallas se minimice.
- Instalar equipo de protección contra sobrecorrientes de tal forma que reduzca el efecto de las fallas.

#### 8.3.2 CONDICIONES QUE DEBE CUMPLIR EL SISTEMA DE PROTECCIÓN

##### 8.3.2.1 SEGURIDAD

“El sistema debe ser seguro contra operaciones falsas, de tal manera que reenergice el sistema cuando se tenga carga desbalanceada, corrientes de

arranque de carga en frío, armónicos, y otros transitorios o condiciones de estado estable que no sean peligrosos para los componentes o causen daños mortales a personas”. [4]

### 8.3.2.2 SENSITIVIDAD

“Es la capacidad de un sistema de protección de responder eficazmente a las mínimas alteraciones que se han tenido en cuenta es su diseño”. [4]

### 8.3.2.3 SELECTIVIDAD

“El sistema debe estar selectivamente coordinado, de manera que al momento de ocurrir una falla el dispositivo de protección más cercano debe ser el que la despeje”. [4]

### 8.3.3 LISTÓN FUSIBLE O ELEMENTO FUSIBLE

El fusible es el dispositivo de protección más común y económico en sistemas de distribución. Su función es interrumpir y disponer de un ambiente dieléctrico. En la tabla 15 se presentan los diferentes tipos de fusibles.

Tabla 15. Tipos de fusibles.

TIPO DE FUSIBLE	REACCIÓN	RELACIÓN DE VELOCIDAD	APLICACIÓN
<b>H</b>	Extra rápido	Varía entre 4 para 6 A y 6 para 100 A	Protección por el lado primario de transformadores pequeños y/o en lugares en los que se utilizan equipos electrónicos sensibles o que exijan una protección rápida como hospitales o centros de cómputo.
<b>K</b>	Rápido	Varía entre 6 para 6 A y 8 para 200 A	Protección de líneas de distribución.
<b>T</b>	Lento	Varía entre 10 para 6 A y 13 para 200 A	Coordinación de reconectadores.
<b>VS</b>	Muy lento	Varía entre 15 para 5 A y 13.7 para 100 A	Protección de transformadores.
<b>Dual</b>	Extralento	Varía entre 13 para 0.4 A y 20 para 2.1 A	Protección de transformadores, cuando ocurre una falla que no sea peligrosa para el transformador el fusible no se funde, pero si la falla persiste o alcanza un nivel de riesgo, el

			fusible se fundirá.
--	--	--	---------------------

Fuente: Extraído de “NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”. [23]

### 8.3.3.1 FUSIBLE DE PROTECCIÓN DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Para obtener el valor del fusible instalado en el punto de derivación evaluamos la ecuación 7. Sumando la potencia de los 4 transformadores que se encuentran a lo largo de la línea de distribución.

$$I = \frac{40 \text{ KVA}}{13.2 \text{ KV}}$$

$$I = 3.03 \text{ A}$$

Para la protección de la red se utilizará un fusible de 4 A, en este caso vamos a utilizar un fusible tipo T (lento), ya que es que para la derivación en media tensión.

### 8.3.4 CABLE DE GUARDA

Para el apantallamiento o cable guarda, se debe utilizar cable de acero con un cubrimiento de aluminio 7 No 8 AWG, de tal manera que se garantice el área mínima del cable de 50 mm<sup>2</sup> y se cumpla lo especificado en la Tabla 16.1 del RETIE.

“El cable de guarda debe ser capaz de soportar las corrientes de falla durante el tiempo máximo de despeje de cortocircuitos a tierra. La impedancia de puesta a tierra en cada punto de aterrizaje”. [3]

## 8.4 DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra se encuentra establecido en el artículo 15 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), donde se especifica que toda instalación eléctrica debe contar con un diseño de puesta a tierra con la finalidad de salvaguardar la integridad de los diferentes usuarios, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética. [24]

Dentro de los principales objetivos del sistema de puesta a tierra, primordialmente hay que dar cumplimiento a los siguientes:

“Facilitar los medios para disipar corrientes eléctricas a tierra sin sobrepasar los límites de operación de red y de los distintos equipos”. [24]

“Garantizar que las personas dentro de la subestación y en sus alrededores, no se expongan al peligro de las corrientes eléctricas de choque”. [24]

El presente proyecto adopta la metodología expuesta en la norma IEEE 80-2000 para realizar el diseño de puesta a tierra adecuado.

#### 8.4.1 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra es un indicador que se encarga de limitar de manera directa la máxima elevación de potencial, examinando las tensiones de paso, contacto y transferidas. Estos valores de resistencia son acogidos de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552. [9]

Tabla 16. Valores de resistencia de puesta a tierra.

Aplicación	Valores máximos de resistencias de puesta a tierra
Estructura y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda.	20 $\Omega$
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 $\Omega$
Subestaciones de media tensión.	10 $\Omega$
Protección con rayos.	10 $\Omega$
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 $\Omega$
Redes para equipos electrónicos o sensibles.	10 $\Omega$

Fuente: Ajustada de la Tabla 15.4 RETIE. [9]

#### 8.4.2 TENSIÓN DE PASO

“Este tipo de tensión es la diferencia de potencial de superficie que percibe una persona dando un paso de una distancia de 1 m con los pies sin la necesidad de palpar ningún objeto a tierra”. [24]

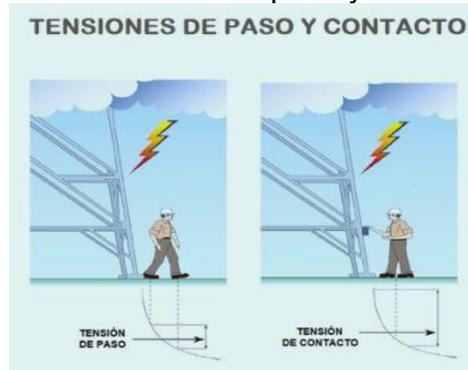
#### 8.4.3 TENSIÓN DE CONTACTO

“Esta tensión es la diferencia de potencial entre el margen de potencial a tierra (GPR) y la superficie potencial en el punto donde una persona está de pie, además tiene una mano en contacto con un sistema con conexión a tierra”. [24]

#### 8.4.4 TENSIÓN DE TRANSFERENCIA

“Esta tensión es un caso especial de la tensión de contacto, en caso de que haya una transmisión de voltaje que entre o salga de la subestación a partir de o hacia un punto remoto externo al sitio de la subestación”. [24]

Figura 20. Tensión de paso y de contacto.

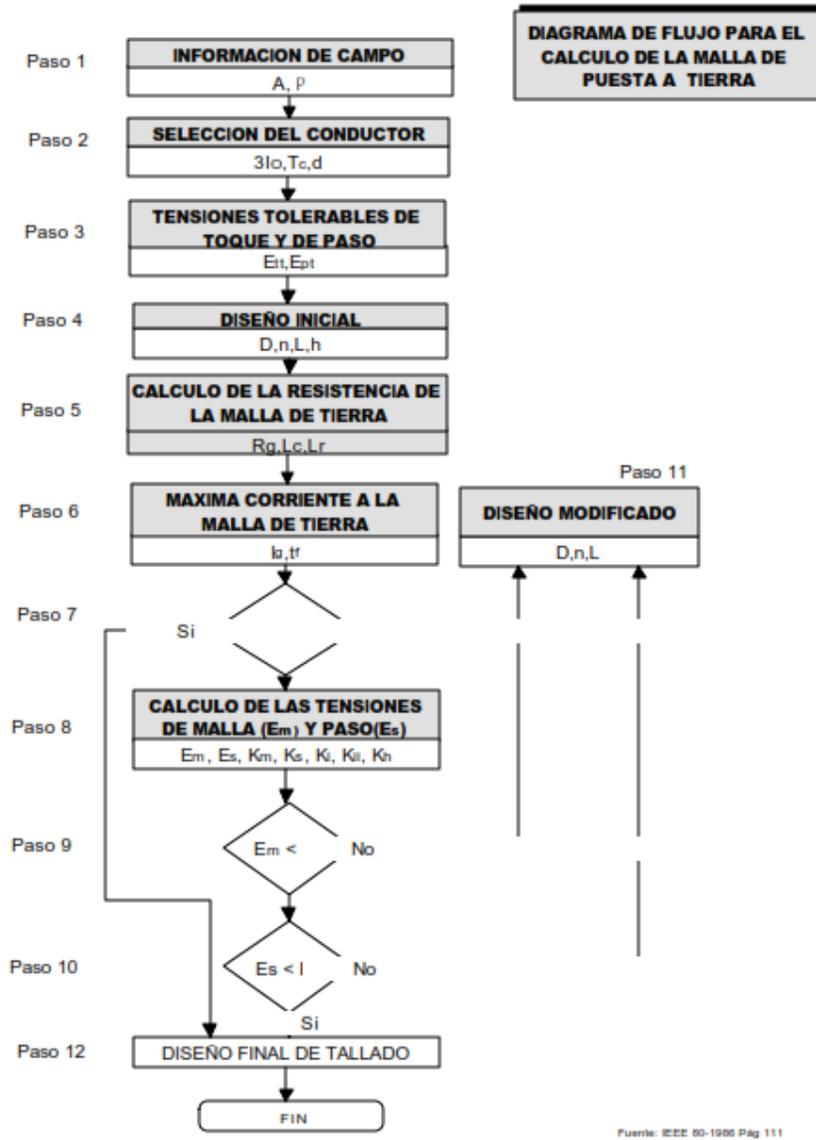


Fuente: BIRTLH valores máximos admisibles.

#### 8.4.5 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para la realización del cálculo del diseño del sistema de puesta a tierra, se hace utilidad de la metodología expuesta en la norma IEEE 80-2000, en la figura 21 se muestran los diferentes pasos para realizar el diseño de la malla de puesta a tierra.

Figura 21. Diagrama de flujo para el diseño del sistema de puesta a tierra.



Fuente: Extraído de "CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO". [4]

#### 8.4.5.1 INFORMACIÓN DE CAMPO

Toda la información relacionada con el modelo de suelo, resistividad del terreno, resistividad de la capa superficial y espesor de capa superficial, en la tabla 17 se presentan los valores a trabajar de acuerdo al tipo de suelo.

Tabla 17. Información de campo vereda Los Chorros.

Información de campo	
Modelo de suelo	Uniforme
$\rho$ : Resistividad del terreno	30 ( $\Omega$ -m)
$\rho_s$ : Resistividad de la capa superficial	2000 ( $\Omega$ -m)
hs: Espesor de capa superficial	0.13 m

Fuente: Ajustada por el Autor.

En la figura 22 se puede observar el tipo de suelo presente en la zona (Arenas arcillosa), las muestras de perforaciones, excavaciones y demás investigaciones geológicas, nos proporciona información útil sobre la naturaleza del suelo, presencia de varias capas y nos dan una idea sobre el rango de resistividad del terreno. La tabla 19 proporcionan el rango de resistividad de suelos típicos.

Figura 22. Tipo de suelo Arena arcillosa.



Fuente: CONTELSA LTDA.

Tabla 18. Rango de resistividad del suelo.

Tipo de suelo	Rango de resistividad ( $\Omega$ - m)
Lama	5 - 100
Humus	10 – 150
Limo	20 – 100
Arcillas	1 – 100
Arena arcillosa/arcilla arenosa	30 - 125
Tierra de jardín	140 – 480
Caliza fisurada	500 – 1000
Caliza compacta	1000 – 5000
Granito	1500 – 10000
Arena común	3000 – 9000

Basalto	10000 – 20000
---------	---------------

Fuente: Extraída de “Sistema de puesta a tierra: diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF”. [24]

#### 8.4.5.2 FACTOR DE DISMINUCIÓN DE LA CAPA SUPERFICIAL

El factor de disminución de la capa superficial se determina a partir de la ecuación n° 11:

$$\text{Ecuación 11: } C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} \quad [24]$$

Dónde:

$C_s$  = Factor de disminución de la capa superficial.

$\rho$  = Resistividad del terreno ( $\Omega$  - m).

$\rho_s$  = Resistividad de la capa superficial ( $\Omega$  - m).

$h_s$  = Espesor de la capa superficial.

Evaluando la ecuación 11 del factor de disminución de la capa superficial se obtiene:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 * \left(1 - \frac{30}{2000}\right)}{2 * 0,13 + 0,09}$$

$$C_s = 0.7467$$

Para terrenos sin grava  $C_s = 1$ .

#### 8.4.5.3 FACTOR DE REFLEXIÓN

El factor de reflexión se determina a partir de la ecuación 12:

$$\text{Ecuación 12: } K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad [24]$$

Evaluando la ecuación 12 del factor de reflexión se obtiene:

$$K = \frac{30 - 2000}{30 + 2000}$$

$$K = 0.9704$$

#### 8.4.5.4 CÁLCULO DE LAS ECUACIONES DE PASO Y DE CONTACTO

“La integridad de una persona depende de la prevención de cantidades críticas de energía de choque absorbidas por el cuerpo humano, antes de que la falla sea despejada y el sistema desenergizado”. [24]

De acuerdo con la norma IEEE 80 se establecen las tensiones de paso y de contacto, se utiliza el peso corporal promedio de las personas de 70 Kg se pueden calcular mediante la siguiente ecuación:

#### 8.4.5.5 TENSIÓN DE PASO

La tensión de paso límite tolerable por un cuerpo de 70 Kg, se determina a partir de la ecuación 13:

$$\text{Ecuación 13: } Ep_{70} = (1000 + 6Cs * \rho s) * \frac{0.157}{\sqrt{ts}} \quad [24]$$

#### 8.4.5.6 TENSIÓN DE CONTACTO

La tensión de contacto límite tolerable por un cuerpo de 70 Kg, se determina a partir de la ecuación 14:

$$\text{Ecuación 16: } Et_{70} = (1000 + 1.5Cs * \rho s) * \frac{0.157}{\sqrt{ts}} \quad [24]$$

Donde:

1000 = Es la resistencia promedio del cuerpo humano en  $\Omega$

$ts$  = Tiempo de despeje de falla en seg: 0.5 segundos.

$\rho s$  = Resistividad de la capa superficial del terreno  $\Omega.m$

$Cs$  = Factor de disminución de la capa superficial.

Evaluando las ecuaciones 13 y 14 de las tensiones de paso y contacto se obtiene:

**Tensión de paso:**

$$Ep_{70} = (1000 + 6 * 1 * 2000) * \frac{0.157}{\sqrt{0.5}}$$
$$Ep_{70} = 2686.5815 V$$

**Tensión de contacto:**

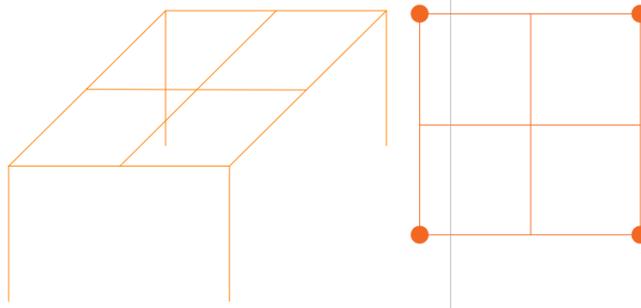
$$Et_{70} = (1000 + 1.5 * 1 * 2000) * \frac{0.157}{\sqrt{0.5}}$$

$$Et_{70} = 688.2974 \text{ V}$$

#### 8.4.5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA PROPUESTA

Para el diseño del sistema de puesta a tierra se propone una malla cuadrada de 4 metros por 4 metros, con un área total de  $16 \text{ m}^2$ , y 4 varillas de cobre de 2,44 m de longitud, con un espaciamiento entre conductores de la malla de 2 m.

Figura 23. SPT propuesta.



Fuente: Elaborada por el Autor.

#### 8.4.5.8 SELECCIÓN DEL TAMAÑO DEL CONDUCTOR

El aumento de la temperatura de corto tiempo en un conductor de tierra, o las dimensiones del conductor como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor, para la selección del conductor se emplea la siguiente ecuación 15. [24]

$$\text{Ecuación 15: } A_{MCM} = I_F * \frac{197.4}{\sqrt{\frac{TCAP}{t_c * \alpha_r * \rho_r} * \ln \left( \frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)}} \quad [24]$$

$I_F$  = Corriente asimétrica de falla RMS en KA, se usa la más elevada encontrada. Suministrada por el O.R.

$A_{MCM}$  = Área del conductor en MCM.

$T_m$  = Máxima temperatura disponible o temperatura difusión en °C.

$T_a$  = Temperatura ambiente en °C.

$T_r$  = Temperatura de referencia para las constantes del material en °C.

$\alpha_0$  = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C en  $1/^\circ\text{C}$ .

$\alpha_r$  = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$   $1/^\circ\text{C}$ .

$\rho_r$  = Resistividad del conductor de tierra a la temperatura de referencia  $T_r$   $\mu\Omega\text{-cm}$ .

$K_0 = 1/\alpha_0$  o  $[(1/\alpha_0) - T_r]$  en °C.

$T_c$  = Duración de la corriente en seg.

$TCAP$  = Capacidad térmica por unidad de volumen en  $\text{J} / (\text{cm}^3 * ^\circ\text{C})$ .

La tabla 19 proporciona datos para las constantes  $\alpha_r$ ,  $K_0$ ,  $T_m$ ,  $\rho_r$ , y  $TCAP$ .

Tabla 19. Constantes de los materiales de los conductores.

Descripción	Conductividad del material (%)	Factor $\alpha_r$ a 20 °C (1/°C)	$K_0$ (°C)	Temperatura de fusión $T_m$ (°C)	$\rho_r$ a 20 °C ( $\mu\Omega\text{-cm}$ )	Capacidad térmica $TCAP$ [(J/( $\text{cm}^3 \cdot \text{°C}$ ))]	$K_f$
Cobre, destemplado de suave-trazado	100	0.00393	234	1083	1.72	3.42	7
Cobre, comercial de duro trazado	97	0.00381	242	1084	1.78	3.42	7.06
Alambre de Acero con revestimiento de Cu	40	0.00378	245	1084	4.4	3.85	10.45
Alambre de Acero con revestimiento de Cu	30	0.00378	245	1084	5.86	3.85	12.06
Varilla de Acero con revestimiento de Cu	20	0.0078	245	1084	8.62	3.85	14.64
Aluminio de grado EC	61	0.00403	228	657	2.86	2.56	12.12
Aleación de Aluminio 5005	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.6	12.41
Aleación de Aluminio 6201	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.6	12.47
Alambre de Acero con revestimiento de Al	20.3	0.0036	258	657	8.48	3.58	17.2
Acero 1020	10.8	0.0016	605	1510	15.9	3.28	15.95
Varilla de Acero con revestimiento Inoxidable	9.8	0.0016	605	1400	17.5	4.44	14.72
Varilla de Acero con capa de Zinc	8.6	0.0032	293	419	20.1	3.93	28.96
Acero Inoxidable 304	2.4	0.0013	749	1400	72	4.03	30.05

Fuente: Extraída de “Sistema de puesta a tierra: diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF”. [24]

Para el diseño de puesta a tierra se empleará el cobre comercial de duro trazado el cual tiene un porcentaje de conductividad del 97% mediante los valores indicados en la tabla 19 con el material del conductor, se sustituyen las variables en la ecuación 15 y se obtiene:

$$A = 1.5 KA * \frac{1}{\sqrt{1 * 0,00381 * 1,78 * \ln\left(\frac{242 + 1084}{242 + 40}\right)}}$$

$$A = 5,368625 \text{ mm}^2$$

$$I_F = 1.5 KA.$$

$$T_m = 1084 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$T_a = 40 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$\alpha_r = 0.00381 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}.$$

$$\rho_r = 1.78 \text{ } \mu\Omega - \text{cm}.$$

$$K_0 = 242 \text{ }^\circ\text{C}.$$

$$T_c = 0.5 \text{ s}.$$

$$TCAP = 3.42 \text{ J}/(\text{cm}^3 \cdot \text{ }^\circ\text{C})$$

Se selecciona un conductor de calibre N° 4 AWG de cobre de 7 hilos, esto con el fin de mejorar los esfuerzos mecánicos de la malla y soportar la corrosión.

En la tabla 20 se observa las dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra empleados para el sistema de puesta a tierra.

Tabla 20. Dimensiones típicas de los conductores de puesta a tierra.

CALIBRE DEL CONDUCTOR		ÁREA NOMINAL (mm <sup>2</sup> )	DIÁMETRO (m)
MCM	AWG		
350		177.35	0.015
300		152.01	0.0139
250		126.68	0.0127
211.6	4/0	107.22	0.0117
167.8	3/0	85.03	0.0104
133.1	2/0	67.44	0.0093

Fuente: Extraída de “Sistema de puesta a tierra: diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF”. [24]

#### 8.4.6 ECUACIONES DE SCHWARZ PARA SUELO HOMOGÈNEO.

Para determinar la resistencia de un sistema de puesta a tierra en suelo homogéneo que el cual consta de una malla horizontal con electrodos o varillas verticales. Para combinar la resistencia de la malla, varillas y la resistencia mutua Schwarz empleo las siguientes ecuaciones. [24]

#### 8.4.6.1 RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA RG.

Para calcular la resistencia de puesta a tierra  $R_g$ , se hace uso de la ecuación 16:

$$\text{Ecuación 16: } R_g = \frac{R_1 R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m} \quad [24]$$

$R_1$ : Resistencia de tierra de los conductores de la malla en  $\Omega$ .

$R_2$ : Resistencia de tierra de todas las varillas de tierra en  $\Omega$ .

$R_m$ : Resistencia mutua entre el grupo de conductores de la malla  $R_1$  y el grupo de varillas de tierra  $R_2$ , en  $\Omega$ .

#### 8.4.6.2 COEFICIENTES K1 Y K2 DE LA FORMULA SCHWARZ

El coeficiente  $K_1$  se determina a partir de la ecuación 17:

$$\text{Ecuación 17: } K_1 = -0,05 * \frac{L_x}{L_y} + 1,2 \quad [24]$$

El coeficiente  $K_2$  se determina a partir de la ecuación 18:

$$\text{Ecuación 18: } K_2 = 0,1 * \frac{L_x}{L_y} + 4,68 \quad [24]$$

$L_x, L_y$ : Largo y ancho de la malla en m.

Evaluando las ecuaciones 17 y 18 se obtienen los resultados de los coeficientes  $K_1$  y  $K_2$ :

$$K_1 = -0,05 * \frac{4}{4} + 1,2$$

$$K_1 = 1,15$$

$$K_2 = 0,1 * \frac{4}{4} + 4,68$$

$$K_2 = 4,78$$

#### 8.4.6.3 RESISTENCIA DE TIERRA DE LOS CONDUCTORES DE LA MALLA

La resistencia de tierra de los conductores de la malla se determina a partir de la ecuación 19:

$$\text{Ecuación 19: } R_1 = \frac{\rho}{\pi * L_c} \left[ \ln \left( \frac{2 * L_c}{\sqrt{d_c * h}} \right) + \frac{K_1 * L_c}{\sqrt{A}} - K_2 \right] \quad [24]$$

Dónde:

$\rho$ : Resistividad del terreno  $\Omega$ -m.

$L_c$ : Longitud total de todos los conductores de la malla en m. 24 m.

$h$ : Profundidad de los conductores de la malla en m, 0.5 m.

$d_c$ : Diámetro del conductor de la malla en m. = 0.00588

$A$ : Área cubierta por los conductores de la malla de tierra  $m^2$ .

Evaluando la ecuación 19 se obtiene:

$$R_1 = \frac{30}{\pi * 24} \left[ \ln \left( \frac{2 * 24}{\sqrt{0.00588 * 0.5}} \right) + \frac{1,15 * 24}{\sqrt{16}} - 4,78 \right]$$

$$R_1 = 3.5435 \Omega$$

#### 8.4.6.4 RESISTENCIA DE LAS VARILLAS

La resistencia de las varillas se determina a partir de la ecuación 20:

$$\text{Ecuación 20: } R_2 = \frac{\rho}{2\pi * n_r * L_r} \left[ \ln \left( \frac{8L_r}{d_r} \right) - 1 + \frac{2K_1 L_r}{\sqrt{A}} - (\sqrt{n_r} - 1)^2 \right] \quad [24]$$

Dónde:

$n_r$ : Número de varillas de tierra.

$L_r$ : Longitud de cada varilla en m.

$d_r$ : Diámetro de la varilla en m.  $\phi=5/8'' = 0.015875$  m.

Evaluando la ecuación 20 se obtiene:

$$R_2 = \frac{30}{2\pi * 4 * 2,44} \left[ \ln \left( \frac{8 * 2,44}{0.015875} \right) - 1 + \frac{2 * 1,15 * 2,44}{\sqrt{16}} - (\sqrt{4} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 2.2099 \Omega$$

#### 8.4.6.5 RESISTENCIA MUTUA ENTRE LA MALLA Y LAS VARILLAS

La resistencia de tierra mutua entre la malla y las varillas está dada por la ecuación 21:

$$\text{Ecuación 21: } R_m = \frac{\rho}{\pi L_c} \left[ \ln \left( \frac{2L_c}{Lr} \right) + \frac{K_1 L_c}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right] \quad [24]$$

Evaluando la ecuación 21 se obtiene:

$$R_m = \frac{30}{\pi * 24} \left[ \ln \left( \frac{2 * 24}{2,44} \right) + \frac{1,15 * 24}{\sqrt{16}} - 4,78 + 1 \right]$$

$$R_m = 2.4267 \, \Omega$$

La resistencia de tierra mutua entre y las varillas de la subestación es de 2.4267  $\Omega$ , el valor obtenido es aceptable y cumple con el valor estipulado por el RETIE que es de máximo de 10  $\Omega$  para subestaciones de nivel 13.8 KV.

Si el valor obtenido de la resistencia de la malla  $R_m$ , no cumple con lo contemplado en el RETIE se procederá a reevaluar los datos de la malla como el espaciamiento, número de varillas o área de la malla. Esto con el fin de obtener la resistencia de la malla permitida.

Al obtener todos los valores de las variables ( $R_1, R_2, R_m$ ) se procede a calcular la resistencia de la malla de suelo homogéneo, evaluando la ecuación 16 se obtiene:

$$R_g = \frac{3.5435 * 2.2099 - 2.4267^2}{3.5435 + 2.2099 - 2 * 2.4267}$$

$$R_g = 2.1576 \, \Omega$$

## 8.4.7 CALCULO DE TENSIÓN DE MALLA EN CASO DE FALLA

### 8.4.7.1 CORRIENTE MÁXIMA A DISIPAR POR LA MALLA (IG)

El máximo valor de diseño de la corriente de falla a tierra que circula a través de la malla de subestación hasta la tierra, se calcula mediante la siguiente ecuación 22:

$$\text{Ecuación 12: } I_G = 1.9 * I_0 \quad [24]$$

Dónde:

$I_0$  : 263.4 A Corriente de falla monofásica a tierra en el primario (A) al 60% dada por el O.R.

Evaluando la ecuación 22 se obtiene:

$$I_G = 1.9 * 263.4$$

$$I_G = 500.46 \text{ A}$$

#### 8.4.7.2 ELEVACIÓN DE POTENCIAL DE TIERRA

Un buen sistema de puesta a tierra proporciona una resistencia baja a una tierra remota, esto con el fin de minimizar la elevación del potencial de tierra GPR, dada por la ecuación 23:

$$\text{Ecuación 23: } GPR = I_G * R_g \text{ [24]}$$

Evaluando la ecuación 23 se obtiene:

$$\begin{aligned} GPR &= 500.46 * 2.1576 \\ GPR &= 1079.7924 \text{ V} \end{aligned}$$

$$V_{contacto} < GPR$$

#### 8.4.7.3 CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE LA MALLA

El valor de la tensión real de la malla se obtiene mediante la siguiente ecuación 24:

$$\text{Ecuación 24: } E_m = \frac{\rho * I_G * K_m * K_i}{L_M} \text{ [24]}$$

Donde:

$K_m$ : Valor geométrico de espaciamiento de la malla.

#### 8.4.7.4 VALOR GEOMÉTRICO DE ESPACIAMIENTO DE LA MALLA

El valor geométrico de espaciamiento de la malla se determina mediante la ecuación 25:

$$\text{Ecuación 25: } K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \text{ [24]}$$

Dónde:

$K_{ii}$ : Factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla.

$K_h$ : Factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla.

$D$ : Espaciamientos de los conductores de la malla.

#### 8.4.7.4.1 FACTOR DE CORRECCIÓN QUE AJUSTA LOS EFECTOS DE LOS CONDUCTORES SOBRE LA ESQUINA DE LA MALLA

Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro, o para mallas con varias varillas de tierra en las esquinas, así como para ambas,  $K_{ii} = 1$ . [24]

Para mallas sin varillas de tierra, o sólo unas pocas, ninguna localizada en las esquinas o sobre el período. El factor de corrección que ajusta los efectos de los conductores sobre la esquina de la malla, está dada por la siguiente ecuación 26:

$$\text{Ecuación 26: } K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\bar{n}}} [24]$$

#### 8.4.7.4.2 FACTOR DE CORRECCIÓN QUE TIENE EN CUENTA LOS EFECTOS DE LA PROFUNDIDAD DE LA MALLA

$K_h$  es un factor de corrección que tiene en cuenta los efectos de la profundidad de la malla, está dado por la ecuación 27:

$$\text{Ecuación 27: } K_h = \sqrt{1 + h/h_0} \text{ con } h_0 = 1m [24]$$

Evaluando la ecuación 27 se obtiene:

$$K_h = \sqrt{1 + 0.5/1}$$
$$K_h = 1.2247$$

#### 8.4.7.4.3 NÚMERO DE CONDUCTORES PARALELOS DE UNA MALLA

n representa el número de conductores paralelos de la malla se determina mediante la ecuación 28:

$$\text{Ecuación 28: } n = n_a * n_b * n_c * n_d [24]$$

$$\text{Donde: Ecuación 29: } n_a = \frac{2L_C}{L_P}; n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4\sqrt{A}}}; n_c = \left[ \frac{L_X * L_Y}{A} \right]^{\frac{0.7A}{L_X * L_Y}}; n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} [24]$$

Para mallas cuadradas:  $n = n_a$  ya que  $n_b = n_c = n_d = 1$

Para mallas rectangulares:  $n = n_a * n_b$  ya que  $n_c = n_d = 1$

Para mallas en forma de L:  $n = n_a * n_b * n_c$  ya que  $n_d = 1$

Donde:

$L_C$ : Longitud total de los conductores de la malla horizontal en m.

$L_P$ : Longitud del perímetro de la malla en m.

$L_X$ : Longitud máxima de la malla en la dirección X, en m.

$L_Y$ : Longitud máxima de la malla en la dirección Y, en m.

$D_m$ : Distancia máxima entre dos puntos cualesquiera de la malla, en m.

#### 8.4.7.4.4 LONGITUD TOTAL DE LOS CONDUCTORES DE MALLA

La longitud total de los conductores de la malla horizontal en m ( $L_C$ ), se determina a través de la siguiente ecuación 30:

$$\text{Ecuación 30: } L_C = \left(\frac{L_1}{D} + 1\right) * L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1\right) * L_1 (m) [24]$$

Donde:

$L_1$  : Largo de la malla m.

$L_2$  : Ancho de la malla m.

Evaluando la ecuación 30 se obtiene:

$$L_C = \left(\frac{4}{2.5} + 1\right) * 4 + \left(\frac{4}{2.5} + 1\right) * 4$$

$$L_C = 24 m.$$

#### 8.4.7.4.5 LONGITUD DEL PERÍMETRO DE LA MALLA

La longitud del perímetro de la malla en m ( $L_P$ ), se determina a través de la siguiente ecuación 31:

$$\text{Ecuación 31: } L_P = (L_1 + L_2) * 2 (m) [24]$$

Evaluando la ecuación 31 se obtiene:

$$L_P = (4 + 4) * 2$$

$$L_P = 16 m.$$

Evaluando la ecuación 29 ( $n_a$ ) se obtiene:

$$n_a = \frac{2 * 24}{16}$$

$$n_a = 3$$

Evaluando la ecuación 28 ( $n$ ) se obtiene:

Para mallas cuadradas:  $n = n_a$  ya que  $n_b = n_c = n_d = 1$

$$n = 3 * 1 * 1 * 1$$

$$n = 3$$

Evaluando la ecuación 25 del valor geométrico de espaciamiento de la malla, se obtiene:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{2^2}{16 * 0.5 * 0.00588} + \frac{(2 + 2 * 0.5)^2}{8 * 2 * 0.00588} - \frac{0.5}{4 * 0.00588} \right) + \frac{1}{1.2247} * \ln \left( \frac{8}{\pi(2 * 3 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 0.8066$$

#### 8.4.7.5 FACTOR DE IRREGULARIDAD

El factor de irregularidad se determina a partir de la siguiente ecuación 32:

$$\text{Ecuación 32: } K_i = 0,644 + 0,148n \text{ [24]}$$

Evaluando la ecuación 32 del factor de irregularidad se obtiene:

$$K_i = 0,644 + 0,148(3)$$

$$K_i = 1.088$$

#### 8.4.7.6 TENSIÓN TOTAL DE LA MALLA $L_M$

Dado que se diseña una malla con varillas en las esquinas, la longitud total de la malla se define mediante la siguiente ecuación 33:

$$\text{Ecuación 33: } L_M = L_C + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \text{ [24]}$$

Donde:

$L_R$  : Longitud total de todas las varillas.

Evaluando la ecuación 33 se obtiene:

$$L_M = 30 + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{2.44}{\sqrt{4^2 + 4^2}} \right) \right] * 9.76$$

$$L_M = 50.2639$$

Evaluando la ecuación 24 valor de la tensión real de la malla se obtiene:

$$E_m = \frac{30 * 500.46 * 0.8066 * 1.088}{50.2639}$$

$$E_m = 262.1329 \text{ V}$$

La tensión real de la malla  $E_m$ , está por debajo de los valores tolerables de tensión de contacto ( $Et_{70} = 688.2974 \text{ V}$ ),  $E_m < Et_{70}$  cumple.

#### 8.4.8 CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE PASO EN FALLA

El valor de la tensión de paso en falla se obtiene mediante la siguiente ecuación 34:

$$\text{Ecuación 34: } E_p = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{L_s} [24]$$

Donde:

$K_s$ : Factor de geometría.

$L_s$ : Longitud efectiva del conductor enterrado.

##### 8.4.8.1 FACTOR DE GEOMETRÍA

El factor de geometría se determina mediante la ecuación 35:

$$\text{Ecuación 35: } K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right] [24]$$

Evaluando la ecuación 35 se obtiene:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 * 0.5} + \frac{1}{2 + 0.5} + \frac{1}{2} (1 - 0.5^{3-2}) \right]$$

$$K_s = 0.5252$$

### 8.4.8.2 LA LONGITUD EFECTIVA DEL CONDUCTOR

#### ENTERRADO $L_s$

La longitud efectiva del conductor enterrado se determina mediante la ecuación 36:

$$\text{Ecuación 36: } L_s = 0.75 + L_C + 0.85L_R [24]$$

Evaluando la ecuación 36 se obtiene:

$$L_s = 0.75 + 24 + 0.85 * 9.76$$

$$L_s = 33.046$$

Evaluando la ecuación 34 se obtiene:

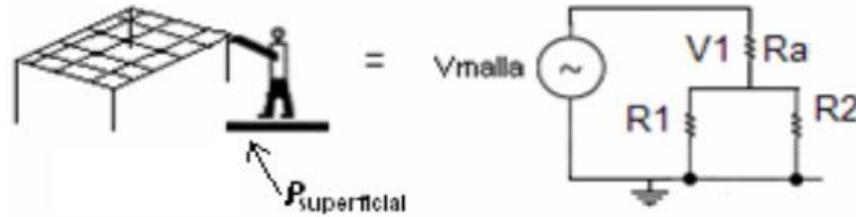
$$E_p = \frac{30 * 500.46 * 0.5252 * 1.088}{33.046}$$
$$E_p = 259.6123 V$$

La tensión de paso estimada  $E_p$ , esta por debajo de los valores máximos tolerables de tensión de paso ( $E_{p70} = 2686.5815 V$ ),  $E_p < E_{p70}$  cumple. El diseño de la malla de tierra cumple con los requisitos estipulados en la norma IEEE Std 80-2000.

### 8.4.9 CALCULO DE LA TENSIÓN DE CONTACTO APLICADA A UN SER HUMANO EN CASO DE FALLA

Para estimar este cálculo se tomó como punto de contacto del ser humano cualquier parte del SPT o malla, la cual tendrá un voltaje de malla en el momento que se presente 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 como se observa en la figura 24.

Figura 24. Caso más crítico con las piernas separadas.



Fuente: Extraído de “Redes Eléctricas Proyectadas en Media y Baja Tensión”. [25]

$V_1$ : Máxima tensión de contacto resultante

$R_1$ : Resistencia del suelo en el punto de apoyo 1 =  $3\rho_s$

$R_2$ : Resistencia del suelo en el punto de apoyo 2 =  $3\rho_s$

$R_a$ : Resistencia del cuerpo del individuo = 1000 Ohm

$R_b$ : Resistencia superficial del piso debajo del individuo

$V_{malla}$ : Voltaje de la malla

#### 8.4.9.1 RESISTENCIA SUPERFICIAL DEL PISO DEBAJO DEL INDIVIDUO

La resistencia superficial del piso debajo del individuo esta dado por la siguiente ecuación 37:

$$\text{Ecuación 37: } R_b = \left( \frac{R_1 * R_2}{R_1 + R_2} \right)$$

Evaluando la ecuación 37 se obtiene:

$$R_b = \left( \frac{6000 * 6000}{6000 + 6000} \right)$$

$$R_b = 3000 \Omega$$

#### 8.4.9.2 MÁXIMA TENSIÓN DE CONTACTO RESULTANTE

La máxima tensión de contacto resultante se determina a partir de la siguiente ecuación 38:

$$\text{Ecuación 38: } V_1 = V_{malla} \left( \frac{R_a}{R_a + R_b} \right) [25]$$

Evaluando la ecuación 38 se obtiene:

$$V_1 = 262.1329 \left( \frac{1000}{1000 + 3000} \right)$$

$$V_1 = 62.5333 V$$

Según RETIE tabla 15.1 Máxima tensión de contacto admisible para un ser humano es  $T_s = 0.15$ .

La máxima tensión de contacto admisible para un ser humano se calcula a partir de la ecuación 39:

$$\text{Ecuación 39: Máxima tensión de contacto} = \frac{116}{\sqrt{t}} [25]$$

Evaluando la ecuación 39 se obtiene:

$$\text{Máxima tensión de contacto} = \frac{116}{\sqrt{0.15}}$$

$$\text{Máxima tensión de contacto} = 299.5107 V$$

Entonces  $V_1 < \text{Máxima tensión de contacto}$ , la tensión de contacto CUMPLE para  $T_s = 0.15$ .

## **8.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES PARA LA RED DISTRIBUCIÓN**

### **8.5.1 CRUCETAS**

En este proyecto las crucetas a utilizar en la red de media tensión M.T. serán tipo ángulo de hierro galvanizado en caliente, las dimensiones de las crucetas son establecidas por las normas técnicas de materiales ENELAR E.S.P., estas serán de 2 m para 13.2 KV que tiene un aislamiento de 15 KV. Las crucetas metálicas a utilizar llevarán las perforaciones estándar para la instalación de cortacircuitos, DPS y aisladores requeridas para evitar su debilitamiento innecesario.

### **8.5.2 HERRAJES**

“Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura, los de soporte de conductores, aisladores o de cable de guarda a la estructura, los elementos de protección eléctrica de los aisladores y los accesorios del conductor, como separadores y amortiguadores, los cuales deben cumplir con las siguientes especificaciones según el RETIE”: [9]

- a. “Los herrajes, utilizados en redes de distribución deben demostrar el cumplimiento con el RETIE mediante *Certificado de Conformidad de Producto* expedido por una entidad acreditado por el **ONAC**”. [9]
- b. “Los herrajes empleados en los circuitos de media tensión deben ser diseñados de acuerdo a su función mecánica y eléctrica y deben resistir la acción corrosiva durante su vida útil, para estos efectos se tendrá en cuenta las características predominantes del ambiente en la zona donde se requieren instalar”. [9]
- c. “Los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de guarda o por los aisladores, deben tener un coeficiente de seguridad mecánica no inferior a 2,5 respecto a su carga de trabajo. Cuando la carga mínima de rotura se compruebe mediante ensayos, el coeficiente de seguridad podrá reducirse a 2”. [9]
- d. “Las grapas de retención del conductor deben soportar un esfuerzo mecánico en el cable no menor del 80% de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca deslizamiento”. [9]

### **8.5.3 AISLADORES**

“Los aisladores a utilizar en redes de distribución rural deberán ser en porcelana esmaltada, vidrio, tipo sintético o poliméricos, resistentes a las acciones de la intemperie como las variaciones de temperatura y la corrosión, debiendo ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos a los cuales estarán sometidos. Deben tener una carga de rotura mínima del 80% del conductor utilizado”. [3]

Los aisladores a utilizar para las redes de distribución deben ser construidos con material sintético o polimérico para 13.2 KV, deben contar con un aislamiento de 15 KV y un Bil de 95 KV. La tensión de operación máxima de los aisladores clase ANSI 52-1 y ANSI 55-5 es de 15 KV y cumple con lo establecido en la norma ANSI. Estos deben contar con el certificado de cumplimiento de conformidad con el reglamento RETIE expedido por un organismo de certificación ONAC. [3]

## **9 CÁLCULOS MECÁNICOS**

## 9.1 PARÁMETROS DE DISEÑO DE LOS CÁLCULOS MECÁNICOS

### 9.1.1 CÁLCULO MECÁNICOS EN CONDUCTORES

“Con el cálculo mecánico en los conductores se obtiene las tensiones y la flecha del conductor para una determinada longitud del vano, esta tensión de rotura no puede superar y la flecha no viole las distancias mínimas establecidas por el RETIE, en caso de que sea así se debe recurrir a apoyos de mayor longitud para lograr el cumplimiento”. [26]

“En el código 028 de 1995 de la CREG, establece que el comportamiento del conductor puede variar esto debido a las condiciones meteorológicas y geográficas del lugar, donde va a estar tendido el cable, por eso se establecen cuatro condiciones limitantes de tensión mecánica”. [26]

Características del conductor de M.T.

Tabla 21. Características del conductor ASCR # 2 AWG.

<b>CONDUCTOR COMPLETO</b>		
Norma	ASTM B232	
Diámetro externo	8.01	mm
Radio Medio Geométrico	2.58	mm
Longitud de Paso Capa externa	104.2	mm
Dirección del paso de la capa externa	Derecho	
Peso del Núcleo – Acero Galvanizado GA	43.61	kg/km
Peso del Conductor – Aluminio 1350 H19	92.34	kg/km
Peso Total	135.94	kg/km
Carga de Rotura	1290	kg
	12.6	kN
Resistencia DC a 20° C	0.85025	ohm/km
Resistencia DC a 20° C (incluye aporte del núcleo)	0.85025	ohm/km
Resistencia AC a 75° C	1.09504	ohm/km
Capacidad de corriente (Ta:25, Tc:75°C, Viento 0.6m/s, Sol 1kW/m2)	184 A	
Corriente de corto circuito para un (1.0) seg., To: 75°C, Tf:645°C	5.1 kA	
<b>CALIBRE Y CONSTRUCCIÓN</b>		
Calibre	2	AWG
Material del Núcleo	Acero Galvanizado GA	
Material del Conductor	Aluminio 1350 H19	
Área del Núcleo	5.61	mm <sup>2</sup>
Área del Conductor	33.63	mm <sup>2</sup>
Área Total	39.24	Mm <sup>2</sup>
Hilos de Conductor / Hilos de Núcleo	6	1

<b>NÚCLEO</b>		<b>Acero Galvanizado GA</b>	
Norma	ASTM B498		
Diámetro de los hilos	2.67	mm	
Peso de la capa de Zinc	244.00	g/m <sup>2</sup>	
Conductividad	9.0	%IACS	
Carga de Rotura del alambre	144.1	Kg/mm <sup>2</sup>	
Elongación del hilo	3.5	%	
Carga 1% de extensión del alambre	130.1	Kg/mm <sup>2</sup>	
Carga del Núcleo al 1% de extensión	700	Kg	
Diámetro del Núcleo	2.67	mm	
Módulo de elasticidad del acero	22000	kg/mm <sup>2</sup>	
Coefficiente de dilatación del acero	11,52x10 <sup>-6</sup>	1/°C	
<b>ALAMBRES DEL CONDUCTOR</b>		<b>Aluminio 1350 H19</b>	
Norma	ASTM B230		
Conductividad	61.2	%IACS	
Carga de Rotura	18.3	kg/mm <sup>2</sup>	
Elongación	1.6	%	
Módulo de elasticidad del aluminio	6750	kg/mm <sup>2</sup>	
Coefficiente de dilatación del aluminio	23x10 <sup>-6</sup>	1/°C	

Fuente Tomado de datos técnicos del conductor #2 ACSR CENTELSA. [27]

### 9.1.2 ESFUERZOS DEBIDO AL PESO

La forma que toma el conductor una vez tendido sobre los apoyos se debe a su propio peso, y se denomina catenaria a la forma que este adopta y se determina a partir de la ecuación 40:

$$\text{Ecuación 40: } w = \frac{P}{S} \text{ [26]}$$

Dónde:

*P*: Peso total del conductor, kg/m.

*S*: Área sección transversal total, mm<sup>2</sup>.

Evaluando la ecuación 40 obtenemos el peso del conductor:

$$w = \frac{0.13594}{39.24}$$

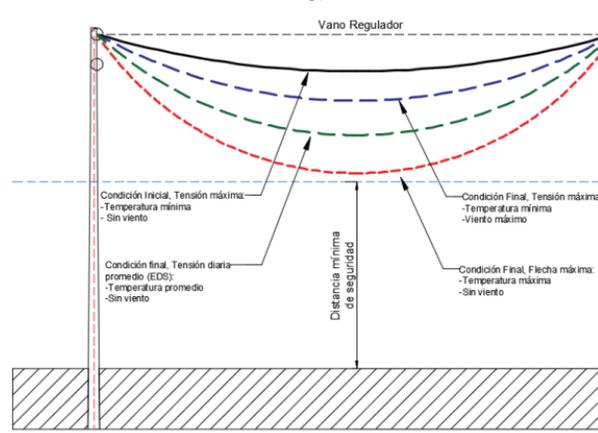
$$w = 0.003464322 \frac{kg}{m * mm^2}$$

## 9.2 CONDICIONES LIMITANTES DE TENSIONADO

“La catenaria se ve afectada por la temperatura y el viento. Por esta razón, se establecen unas condiciones limitantes recomendadas en la resolución 025 de la CREG”. [26]

- Hipótesis A: Máxima velocidad del viento (temperatura coincidente y viento máximo).
- Hipótesis B: Mínima temperatura (temperatura mínima y sin viento).
- Hipótesis C: Operación diaria (tensión diaria promedio).
- Hipótesis D: Máxima flecha (temperatura máxima, sin viento).

Figura 25. Variación de la catenaria para diferentes estados en condición inicial y final.



Fuente: Extraído de “Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos”. [26]

### 9.2.1 DISTANCIA MÍNIMA DEL TERRENO.

La distancia mínima del terreno se determina a partir de la ecuación 41:

$$\text{Ecuación 41: } D_{mt} = 5,3 + \frac{V_L}{150} \quad [26]$$

Dónde:

$D_{mt}$ : Distancia mínima del terreno.

$V_L$ : Voltaje de línea.

Evaluando la ecuación 41 se obtiene:

$$D_{mt} = 5,3 + \frac{13,2}{150} = 5,388 \text{ m}$$

La distancia  $Dmt$  se aproxima a lo indicada en la tabla 13.2 del RETIE “Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones”, donde nos indica que la distancia de la superficie al conductor de fase debe ser 5.6 m.

$$Dmt = 5,6 m$$

### 9.2.2 LONGITUD LIBRE DEL POSTE.

La profundidad mínima a la cual se entierre el poste es el 10% de la longitud total del poste más el 0.6 m. La longitud libre del poste se determina a partir de la ecuación 42:

**Ecuación 42:**  $Llp = LP - Le$  [26]

Dónde:

$Llp$ : Longitud libre del poste.

$LP$ : Longitud del poste.

$Le$ : Longitud de empotre del poste.

Evaluando la ecuación 42 se obtiene:

$$Llp = 12 - 1.8 = 10.2 m$$

Tabla 22. Excavación para postes.

Tipo de poste (Concreto)	Enterramiento del Poste
8 m	1.4 m
12. m	1.8 m

Fuente Elaborado por el autor.

### 9.2.3 FLECHA MÁXIMA VERTICAL.

La flecha máxima de un conductor se calcula mediante la siguiente ecuación 43:

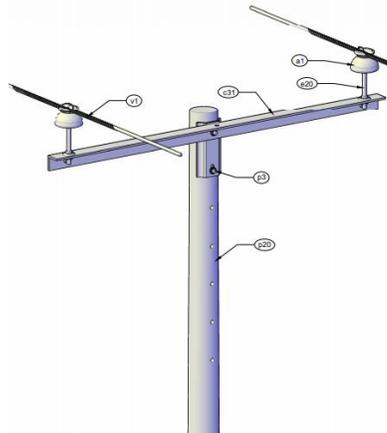
**Ecuación 43:**  $f_{máxv} = H_c - Dmt$  [26]

Dónde:

$H_c$ : Altura máxima del conductor; se suma la longitud del poste con 0.25 m que hay desde la punta del poste, al conductor.

$Dmt$ : Distancia mínima del terreno.

Figura 26. Circuito básico con aislamiento en espigo.



Fuente: Extraído de “NORMAS DE CONSTRUCCIÓN AÉREAS”. [28]

Evaluando la ecuación 43 se obtiene:

$$f_{máxV} = 10.45 - 5.6 = 4.85 \text{ m}$$

La distancia mínima de los conductores al terreno es de 5.6 m con una flecha vertical de 4.85 m.

#### 9.2.4 VANO REGULADOR IDEAL.

El vano regulador se determina con la siguiente ecuación 44:

$$\text{Ecuación 44: } a_r = \sqrt{\frac{\sum_i^n a^3}{\sum_i^n a}} \quad [26]$$

Dónde:

$a_r$ : Vano regulador ideal, m.

$a$ : Longitud de cada uno de los vanos de la red.

$n$ : Número de vanos de la red.

Evaluando la ecuación 44 se obtiene:

$$a_r = \sqrt{\frac{130^3 + 130^3 + 130^3 + 130^3 + 130^3 + 125^3 + 125^3 + 125^3 + 125^3 + 124^3 + 140^3 + 140^3}{130 + 130 + 130 + 130 + 130 + 125 + 125 + 125 + 125 + 124 + 140 + 140}}$$

$$a_r = 124.931445 \text{ m} = 125 \text{ m}$$

### 9.2.5 CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE DILATACIÓN LINEAL DEL CABLE.

El cálculo del coeficiente de dilatación se determina con la siguiente ecuación 45:

$$\text{Ecuación 45: } \alpha = \frac{(\alpha_{al} * E_{al} * n_{al} + \alpha_{ac} * E_{ac} * n_{ac})}{(E_{al} * n_{al} + E_{ac} * n_{ac})} [26]$$

Dónde:

$\alpha_{ac}$ : Coeficiente de dilatación del acero,  $1/^\circ\text{C}$ .

$\alpha_{al}$ : Coeficiente de dilatación del aluminio,  $1/^\circ\text{C}$ .

$E_{al}$ : Módulo de elasticidad del aluminio,  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .

$E_{ac}$ : Módulo de elasticidad del acero,  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .

$n_{al}$ : Número de hilos de aluminio.

$n_{ac}$ : Número de hilos de acero.

Evaluando la ecuación 45 se obtiene  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{(23 \times 10^{-6} * 6750 * 6 + 11.52 \times 10^{-6} * 22000 * 1)}{(6750 * 6 + 22000 * 1)}$$

$$\alpha = 1.895904 \times 10^{-5} \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

### 9.2.6 CÁLCULO DEL MÓDULO DE ELASTICIDAD DEL CABLE.

Al aplicarse una fuerza equivalente a un kilogramo de fuerza, el conductor sufre una deformación, el módulo de elasticidad se determina a partir de la siguiente ecuación 46:

$$\text{Ecuación 46: } E = \frac{(E_{ac} * S_{ac} + E_{al} * S_{al})}{(S_{ac} + S_{al})} [26]$$

Dónde:

$S_{al}$ : Área sección transversal de aluminio,  $\text{mm}^2$ .

$S_{ac}$ : Área sección transversal del acero,  $\text{mm}^2$ .

$E_{al}$ : Módulo de elasticidad del aluminio,  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .

$E_{ac}$ : Módulo de elasticidad del acero,  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .

Evaluando la ecuación n° 46 se obtiene:

$$E = \frac{(22000 * 5.61 + 6750 * 33.63)}{(5.61 + 33.63)}$$

$$E = 8930.237003 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

### 9.2.7 CARGA DE RUPTURA POR UNIDAD DE ÁREA

La carga de ruptura por unidad de área, se calcula a partir de la siguiente ecuación 47:

$$\text{Ecuación 47: } t_r = \frac{T_r}{S} [26]$$

Dónde:

$T_r$ : Carga de ruptura, kg.

$S$ : Área sección transversal total, mm<sup>2</sup>.

Evaluando la ecuación 47 obtenemos:

$$t_r = \frac{1290}{39.24} = 32.874617 \frac{kg}{mm^2}$$
$$t_r = 32.874617 \frac{kg}{mm^2}$$

### 9.2.8 CARGA MÁXIMA

La carga máxima se calcula a partir de la siguiente ecuación 48:

$$\text{Ecuación 48: } T_{CD} = T_r * \%C_r [26]$$

Dónde:

$T_r$ : Carga de ruptura.

$\%C_r$ : Porcentaje de carga de ruptura de cada hipótesis.

### 9.2.9 SOBRECARGA DEBIDO AL VIENTO

La sobrecarga debido al viento se determina a partir de la ecuación 49:

$$\text{Ecuación 49: } P_v = (CF * 0.003842 * V^2 * \phi) [26]$$

Dónde:

$CF$ : Coeficiente de presión; 1,1 para conductores con diámetro menor a 15,8 mm.

$V$ : Velocidad del viento, m/s.

$\phi$ : Diámetro del conductor, m.

### 9.2.10 COEFICIENTE DE SOBRE CARGA

Se conoce como coeficiente de sobre carga de un cable a la relación que hay entre los pesos aparente y propio del mismo cable, el coeficiente de sobrecarga se determina a partir de la siguiente ecuación 50:

$$\text{Ecuación 50: } m'c = \frac{P'}{P} [26]$$

Dónde:

$P'$ : Peso aparente, kg/m.

$P$ : Peso propio.

El peso aparente se determina a partir de la siguiente ecuación 51:

$$\text{Ecuación 51: } P' = \sqrt{P^2 + P_v^2} \quad [26]$$

$P$ : Peso propio.

$P_v$ : Sobrecarga debido al viento.

Sustituyendo la ecuación 49 de la sobrecarga debido al viento en la ecuación 51 el peso aparente se determina en la siguiente expresión:

$$\text{Ecuación 52: } P' = \sqrt{P^2 + (CF * 0.003842 * V^2 * \phi)^2} \quad [26]$$

Por tanto, el factor de sobrecarga se obtiene mediante la siguiente ecuación 53:

$$\text{Ecuación 53: } m'_c = \frac{\sqrt{P^2 + (CF * 0.003842 * V^2 * \phi)^2}}{P} \quad [26]$$

### 9.2.11 ACCIÓN DE LA TEMPERATURA EN LOS CONDUCTORES

El cambio de la temperatura en un conductor juega un papel importante, ya que esta provoca cambios en la tensión del conductor. Si la temperatura en el conductor disminuye este se acorta y por lo tanto la tensión aumenta, en cambio si la temperatura aumenta, se aumenta la flecha y se disminuye la tensión.

### 9.2.12 CAMBIO DE TEMPERATURA

El cambio de temperatura se determina a partir de la siguiente ecuación 54:

$$\text{Ecuación 54: } \theta = \theta_i + \Delta\theta \quad [26]$$

## 9.3 ECUACIÓN CAMBIO DE ESTADO

El cambio de estado se determina a partir de la siguiente ecuación 55:

$$\begin{aligned} t^2(t + A) &= B \\ t^3 + At^2 &= B \end{aligned}$$

$$\text{Ecuación 55: } t^3 + At^2 - B = 0 \quad [26]$$

Dónde:

A y B, son valores agrupados para facilitar la solución del cálculo. Y  $t_2$  se define

como la tensión del cable  $\text{kg/mm}^2$  en el estado final.

### 9.3.1 CÁLCULO DE A

A se determina a partir de la ecuación 56:

$$\text{Ecuación 56: } A = (\alpha * E(\theta_2 - \theta_1) + \frac{a_r^2 * w^2 * m_1 E}{24t_1^2} - t_1) [26]$$

Dónde:

$m_1$ : Factor de sobrecarga en el estado inicial.

$\alpha$ : Coeficiente de dilatación térmica del cable  $1/^\circ\text{C}$ .

$a_r$ : Vano ideal de regulación.

$w$ : Peso del conductor por unidad de área,  $\text{kg/m}$ .

$t_1$ : Tensión del cable por unidad de área en el estado inicial,  $\text{kg/mm}^2$ .

$\theta_1$ : Temperatura del cable en el estado inicial,  $^\circ\text{C}$ .

$\theta_2$ : Temperatura del cable en el estado final,  $^\circ\text{C}$ .

$E$ : Módulo de elasticidad del cable,  $\text{kgf/mm}^2$ .

### 9.3.2 CÁLCULO DE B

B se determina a partir de la ecuación 57:

$$\text{Ecuación 57: } B = \frac{a_r^2 * w^2 * m_2^2 * E}{24} [26]$$

Sustituyendo las ecuaciones de los valores agrupados de A y B, tenemos la ecuación 58:

$$\text{Ecuación 58: } t_2(t_2 + \alpha * E(\theta_2 - \theta_1) + \frac{a_r^2 * w^2 * m_1 E}{24t_1^2} - t_1) = \frac{a_r^2 * w^2 * m_2^2 * E}{24} [26]$$

### 9.3.3 FACTOR DE SEGURIDAD

El factor de seguridad para cada condición se define como la relación que hay entre la carga máxima y la carga de ruptura por unidad de área, se determina a partir de la ecuación 59:

$$\text{Ecuación 59: } FS = \frac{t_r}{T_{CD}} [26]$$

### 9.3.4 FLECHA MÁXIMA

La flecha máxima se determina a partir de la ecuación 60:

$$\text{Ecuación 60: } f = \frac{a^2 * w}{8 * t} \quad [26]$$

Dónde:

$a$ : Vano ideal de regulación, m.

$w$ : Peso del conductor por unidad de área, kg/mm<sup>2</sup>.

$t$ : Tensión del conductor por unidad de área calculada para cada hipótesis kg/mm<sup>2</sup>.

### 9.3.5 PARÁMETRO H

El parámetro h está dado por la siguiente ecuación 61:

$$\text{Ecuación 61: } h = \frac{T}{P} \quad [26]$$

Dónde:

$T$ : Tensión mecánica del conductor.

$P$ : Peso total del conductor.

### 9.3.6 TENSIÓN MECÁNICA DEL CONDUCTOR

La tensión mecánica del conductor se determina a partir de la ecuación 62:

$$\text{Ecuación 62: } T = t * AT \quad [26]$$

Dónde:

$t$ : Tensión por unidad de área.

$AT$ : Sección transversal del conductor.

La ecuación del parámetro h se define mediante la siguiente ecuación 63:

$$\text{Ecuación 63: } h = \frac{t * AT}{P} \quad [26]$$

### 9.3.7 CÁLCULO DE H

El parámetro H está dado por la siguiente ecuación 64:

$$\text{Ecuación 64: } H = h * \cosh\left(\frac{a_r}{2h}\right) \quad [26]$$

La resta de los parámetros H y h debe dar aproximada a las flechas (f) de cada hipótesis, ecuación 65:

$$\text{Ecuación 65: } f_{H-h}: H - h \quad [26]$$

## 9.4 CÁLCULO DE LAS HIPÓTESIS

### 9.4.1 HIPÓTESIS C

- Hipótesis de operación diaria.

Tabla 23. Condiciones de operación para la Hipótesis C.

Condiciones de Operación	
Velocidad promedio del viento	2.8 km/h
Temperatura promedio	30°C
%Carga de ruptura	25 %
Factor de seguridad máximo	5

Fuente: Información del municipio, ajustada por el autor. [5]

#### 9.4.1.1 CARGA MÁXIMA

Evaluando la ecuación 48 se obtiene la carga máxima:

$$T_{CD} = 1290 * 0.25$$

$$T_{CD} = 322.5 \text{ kg}$$

#### 9.4.1.2 TENSIÓN POR UNIDAD DE ÁREA

$$t_{CD} = \frac{322.5}{39.24} = 8.21865 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$$

#### 9.4.1.3 FACTOR DE SOBRECARGA

Evaluando la ecuación 53 el factor de sobrecarga se obtiene:

$$m'c = \frac{\sqrt{(0.13594)^2 + (1.1 * 0.003842 * (0.77777)^2 * 0.00801)^2}}{0.13594}$$

$$m'c = m1 = 1.000000011$$

#### 9.4.1.4 COEFICIENTE DE SEGURIDAD

Evaluando la ecuación 59 del coeficiente de seguridad se obtiene:

$$FS = \frac{32.874617}{8.21865}$$

$$FS = 4.00000$$

$$FS_{m\acute{a}x} > FS$$

$$5 > 4.0000020$$

### 9.4.2 HIPÓTESIS A

- Hipótesis para la máxima velocidad del viento.

Tabla 24. Condiciones de operación para la hipótesis A

Condiciones de Operación	
Velocidad del viento máxima	30 km/h
Temperatura a máxima velocidad del viento	25°C
%Carga de ruptura	40 %
Factor de seguridad mínimo	2.5

Fuente: Información del municipio, ajustada por el autor.[5]

#### 9.4.2.1 FACTOR DE SOBRECARGA

Evaluando la ecuación 53 el factor de sobrecarga se obtiene:

$$m'c = \frac{\sqrt{(0.13594)^2 + (1.1 * 0.003842 * (8.33333)^2 * 0.00801)^2}}{0.13594}$$

$$m'c = m2 = 1.000149514$$

#### 9.4.2.2 CAMBIO DE TEMPERATURA

Evaluando la ecuación 54 de cambio de temperatura se obtiene:

$$\theta = 30\text{ °C} + 25\text{ °C}$$

$$\theta = 55\text{ °C}$$

#### 9.4.2.3 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Evaluando las ecuaciones 56 y 57 se obtiene los valores de los parámetros A y B para hallar el valor de la tensión de operación:

#### 9.4.2.4 CÁLCULO DE A

Evaluando la ecuación 56 se obtiene:

$$A = (\alpha * E(\theta_2 - \theta_1) + \frac{a_r^2 * w^2 * m_1 E}{24t_1^2} - t_1)$$

$$A = (1,895904 \times 10^{-5} * 8930.237003(30 - 25) + \frac{125^2 * 0.00346422^2 * 1.000000011 * 8930.2370}{24 * 8.21865^2} - 8.21865)$$

$$A = -6.339150614$$

#### 9.4.2.5 CÁLCULO DE B

Evaluando la ecuación 57 se obtiene:

$$B = \frac{a_r^2 * w^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$B = \frac{125^2 * 0.003464322^2 * 1.000149514^2 * 8930.237003}{24}$$

$$B = 69.797220673$$

#### 9.4.2.6 CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE OPERACIÓN

Evaluando la ecuación 55 se obtiene:

$$t^3 + At^2 - B = 0$$

$$t^3 + (-6.339150614)t^2 - 69.797220673 = 0$$

$$t^2 = ta = 7.560281459 \text{ kg/mm}^2$$

#### 9.4.2.7 COEFICIENTE DE SEGURIDAD

Evaluando la ecuación 59 se obtiene:

$$FS = \frac{32.87461}{7.560281459}$$

$$FS = 4.3483314$$

$$FS_{m\acute{a}x} > FS > FS_{m\acute{i}n}$$

$$5 > 4.3483314 > 2.5$$

#### 9.4.3 HIPÓTESIS B

- Hipótesis para la mínima temperatura.

Tabla 25. Condiciones de operación para la hipótesis B

Condiciones de operación	
Velocidad del viento a temperatura mínima	9 km/h
Temperatura mínima	0°C

Fuente: Información del municipio, ajustada por el autor. [5]

#### 9.4.3.1 FACTOR DE SOBRECARGA

Evaluando la ecuación 53 se obtiene:

$$m'c = \frac{\sqrt{(0.13594)^2 + (1.1 * 0.003842 * (2.5)^2 * 0.00801)^2}}{0.13594}$$
$$m'c = 1.000001211$$

#### 9.4.3.2 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Evaluando las ecuaciones 56 y 57 se obtiene los valores de los parámetros A y B para hallar el valor de la tensión de operación:

$$A = (\alpha * E(\theta_2 - \theta_1) + \frac{a_r^2 * w^2 * m_1 E}{24t_1^2} - t_1)$$

$$A = (1,895904 \times 10^{-5} * 8930.237003(0 - 28) + \frac{125^2 * 0.00346422^2 * 1.000000011 * 8930.2370}{24 * 8.21865^2} - 8.21865)$$

$$A = -11.926338392$$

#### 9.4.3.3 CÁLCULO DE B

$$B = \frac{a_r^2 * w^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$B = \frac{125^2 * 0.003464322^2 * 1.000001211^2 * 8930.237003}{24}$$

$$B = 69.776523028$$

#### 9.4.3.4 TENSIÓN DE OPERACIÓN

Evaluando la ecuación 55 se obtiene:

$$t^3 + At^2 - B = 0$$

$$t^3 + (-11.926338392)t^2 - 69.776523028 = 0$$

$$t^2 = tB = 12.38149729 \text{ kg/mm}^2$$

#### 9.4.3.5 COEFICIENTE DE SEGURIDAD

Evaluando la ecuación 59 se obtiene:

$$FS = \frac{32.87461}{12.38149729}$$

$$FS = 2.655140104$$

$$FS_{m\acute{a}x} > FS > FS_{m\acute{i}n}$$

$$5 > 2.655140104 > 2.5$$

#### 9.4.3.5.1 HIPÓTESIS D

- Máxima flecha.

Tabla 26. Condiciones de operación para la hipótesis D

Condiciones de operación	
Temperatura máxima	40°C
Velocidad mínima del viento	0 km/h

Fuente: Información del municipio, ajustada por el autor. [5]

#### 9.4.3.1 FACTOR DE SOBRECARGA

Evaluando la ecuación 53 se obtiene:

$$m'c = \frac{\sqrt{(0.13594)^2 + (1.1 * 0.003842 * (0)^2 * 0.00801)^2}}{0.13594}$$

$$m'c = 1$$

#### 9.4.3.2 ECUACIÓN DE CAMBIO DE ESTADO

Evaluando las ecuaciones 56 y 57 se obtiene los valores de los parámetros A y B para hallar el valor de la tensión de operación:

$$A = (\alpha * E(\theta_2 - \theta_1) + \frac{a_r^2 * w^2 * m_1 E}{24t_1^2} - t_1)$$

$$A = (1,895904 \times 10^{-5} * 8930.237003(40 - 28) + \frac{125^2 * 0.00346422^2 * 1.000000011 * 8930.2370}{24 * 8.21865^2} - 8.21865)$$

$$A = -5.153989570$$

#### 9.4.3.3 CÁLCULO DE B

$$B = \frac{a_r^2 * w^2 * m_2^2 * E}{24}$$

$$B = \frac{125^2 * 0.003464322^2 * 1^2 * 8930.237003}{24}$$

$$B = 69.776354030$$

#### 9.4.3.4 TENSIÓN DE OPERACIÓN

Evaluando la ecuación 55 se obtiene:

$$t^3 + At^2 - B = 0$$

$$t^3 + (-5.153989570)t^2 - 69.776354030 = 0$$

$$t = tD = 6.705722846 \text{ kg/mm}^2$$

#### 9.4.3.5 COEFICIENTE DE SEGURIDAD

Evaluando la ecuación 59 se obtiene:

$$FS = \frac{32.87461}{6.705722846}$$

$$FS = 4.902470734$$

$$FS_{\text{máx}} > FS > FS_{\text{mín}}$$

$$5 > 4.902470734 > 2.5$$

Todas las hipótesis cumplen con el factor de seguridad, pero la hipótesis D es la que más se acerca, por lo tanto, se toma esta como la condición de máxima flecha.

### 9.5 CALCULO DE LA FLECHA Y LOS PARÁMETROS h Y H PARA LAS HIPÓTESIS

#### 9.5.1 FLECHA Y PARÁMETROS h Y H PARA LA HIPÓTESIS C

Evaluando la ecuación 60 se obtiene:

$$f_c = \frac{a^2 * w}{8 * t}$$

$$f_c = \frac{125^2 * 0.003464322}{8 * 8.21865}$$

$$f_c = 0.8232804544 \text{ m}$$

### 9.5.1.1 PARÁMETRO h

Evaluando la ecuación 63 se obtiene:

$$h_c = \frac{t * AT}{P}$$

$$h_c = \frac{8.21865 * 39.24}{0.13594}$$

$$h_c = 2372.368883$$

### 9.5.1.2 PARÁMETRO H

Evaluando la ecuación 64 se obtiene:

$$H_C = h * \cosh\left(\frac{a_r}{2h}\right)$$

$$H_C = 2372.368883 * \cosh\left(\frac{125}{2 * 2372.368883}\right)$$

$$H_C = 2373.192211$$

La resta de los parámetros H y h debe dar aproximada a la flecha (f) de cada hipótesis, evaluando la ecuación 65:

$$f_{H-h}: H - h$$

$$f_{H-h}: 2373.192211 - 2372.368883$$

$$f_{H-h}: 0.823328 \text{ m}$$

### 9.5.2 FLECHA Y PARÁMETROS h Y H PARA LA HIPÓTESIS A

Evaluando la ecuación 60 se obtiene:

$$f_A = \frac{a^2 * w}{8 * t}$$

$$f_A = \frac{125^2 * 0.003464322}{8 * 7.560281459}$$

$$f_A = 0.8949738106 \text{ m}$$

### 9.5.2.1 PARÁMETRO h

Evaluando la ecuación 63 se obtiene:

$$h_A = \frac{t * AT}{P}$$

$$h_A = \frac{7.560281459 * 39.24}{0.13594}$$

$$h_A = 2182.308077$$

### 9.5.2.2 PARÁMETRO H

Evaluando la ecuación 64 se obtiene:

$$H_A = h * \cosh\left(\frac{a_r}{2h}\right)$$

$$H_A = 2182.308077 * \cosh\left(\frac{125}{2 * 2182.308077}\right)$$

$$H_A = 2183.20312$$

La resta de los parámetros H y h debe dar aproximada a la flecha (f) de cada hipótesis, evaluando la ecuación 65:

$$f_{H-h}: H - h$$

$$f_{H-h}: 2183.20312 - 2182.308077$$

$$f_{H-h}: 0.895043 \text{ m}$$

### 9.5.3 FLECHA Y PARÁMETROS h Y H PARA LA HIPÓTESIS B

Evaluando la ecuación 60 se obtiene:

$$f_B = \frac{a^2 * w}{8 * t}$$

$$f_B = \frac{125^2 * 0.003464322}{8 * 12.38149729}$$

$$f_B = 0.5464810715 \text{ m}$$

#### 9.5.3.1 PARÁMETRO h

Evaluando la ecuación 63 se obtiene:

$$h_B = \frac{t * AT}{P}$$

$$h_B = \frac{12.38149729 * 39.24}{0.13594}$$

$$h_B = 3574.002896$$

### 9.5.3.2 PARÁMETRO H

Evaluando la ecuación 64 se obtiene:

$$H_B = h * \cosh\left(\frac{a_r}{2h}\right)$$

$$H_B = 3574.002896 * \cosh\left(\frac{125}{2 * 3574.002896}\right)$$

$$H_B = 3574.549391$$

La resta de los parámetros H y h debe dar aproximada a la flecha (f) de cada hipótesis, evaluando la ecuación 65:

$$f_{H-h}: H - h$$

$$f_{H-h}: 3574.549391 - 3574.002896$$

$$f_{H-h}: 0.5464950172 \text{ m}$$

### 9.5.4 FLECHA Y PARÁMETROS H Y H PARA LA HIPÓTESIS D

Evaluando la ecuación 60 se obtiene:

$$f_D = \frac{a^2 * w}{8 * t}$$

$$f_D = \frac{125^2 * 0.003464322}{8 * 6.705722846}$$

$$f_D = 1.009026776 \text{ m}$$

#### 9.5.4.1 PARÁMETRO h

Evaluando la ecuación 63 se obtiene:

$$h_D = \frac{t * AT}{P}$$

$$h_D = \frac{6.705722846 * 39.24}{0.13594}$$

$$h_D = 1935.652232$$

### 9.5.4.2 PARÁMETRO H

Evaluando la ecuación 64 se obtiene:

$$H_D = h * \operatorname{coship}\left(\frac{a_r}{2h}\right)$$

$$H_D = 1935.652232 * \operatorname{coship}\left(\frac{125}{2*1935.652232}\right)$$

$$H_D = 1936.661347$$

La resta de los parámetros H y h debe dar aproximada a la flecha (f) de cada hipótesis, evaluando la ecuación 65:

$$f_{H-h}: H - h$$

$$f_{H-h}: 1936.661347 - 1935.652232$$

$$f_{H-h}: 1.009114914 \text{ m}$$

## 9.6 CÁLCULO MECÁNICO DE LAS ESTRUCTURAS

“Los conductores ejercen esfuerzos sobre la estructura y elementos de sujeción, estas cargas tienen tres componentes longitudinales, transversal y vertical”. [26]

### 9.6.1 TENSIÓN EN EL VÉRTICE

Se determina la tensión en el vértice para la condición más desfavorable con la siguiente ecuación 66:

$$\text{Ecuación 66: } T_V = t_V * S \quad [26]$$

Dónde:

$t_V$ : Tensión en el vértice por unidad de área de la condición más desfavorable, kg/mm<sup>2</sup>.

S: Sección transversal del conductor, mm<sup>2</sup>.

### 9.6.2 TENSIÓN EN EL VÉRTICE POR UNIDAD DE ÁREA

Para hallar la tensión en el vértice por unidad de área de la condición más desfavorable se utilizan los parámetros de H y h dados de la condición de máxima temperatura:

$$\text{Ecuación 67: } t_V = \frac{t_2 * h_D}{H_D} \quad [26]$$

Dónde:

$t_2$ : Tensión del cable por unidad de área, kg/mm<sup>2</sup>.

$H_D$ : Parámetro H condición de máxima temperatura, m.

$h_D$ : Parámetro h condición de máxima temperatura, m.

La tensión en el vértice y la tensión en el vértice por unidad de área se calcula para las hipótesis más desfavorables las cuales son para la máxima velocidad del viento y para temperatura máxima evaluando las ecuaciones 66 y 67 para las hipótesis A y D se obtiene:

### 9.6.2.1 HIPÓTESIS A

- Tensión en el vértice por unidad de área:

Evaluando la ecuación 66 se obtiene:

$$t_{VA} = \frac{7.560281459 * 2182.308077}{2183.20312}$$

$$t_{VA} = 7.557181987 \text{ kg/mm}^2$$

- Tensión en el vértice:

Evaluando la ecuación 67 se obtiene:

$$T_V = 7.557181987 * 39.24$$

$$T_V = 296.5438212 \text{ kg}$$

### 9.6.2.2 HIPÓTESIS D

- Tensión en el vértice por unidad de área:

Evaluando la ecuación 66 se obtiene:

$$t_{VD} = \frac{6.705722846 * 1935.652232}{1936.661347}$$

$$t_{VD} = 6.702228768 \text{ kg/mm}^2$$

- Tensión en el vértice:

Evaluando la ecuación 67 se obtiene:

$$T_V = 6.702228768 * 39.24$$

$$T_V = 262.9954569 \text{ kg}$$

### 9.6.3 DISTANCIA REAL DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO

Utilizando la ecuación 41, se determina la distancia de los conductores al terreno despejando  $D_{mt}$  para la hipótesis más desfavorable.

$$1.009026776 = 10.45 - D_{mt}$$

$$D_{mt} = 9.440973224 \text{ m}$$

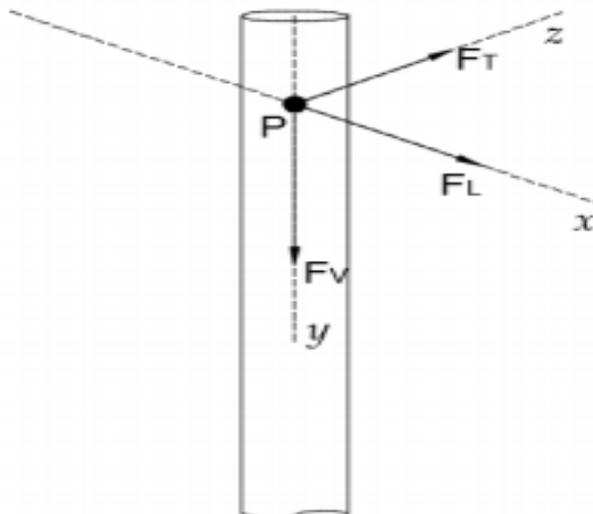
La distancia de los conductores al terreno será 9.440973224 m, siendo este valor mayor que la distancia mínima reglamentaria de 5,6 m.

### 9.6.4 ÁRBOL DE CARGAS

Para cada tipo de estructura, se definen tres tipos de cargas:

- Cargas verticales,  $F_v$ : en la dirección axial del poste. [26]  
 $F_c$ : fuerza de compresión debida al peso total soportado. [26]  
 $F_n$ : fuerzas de compresión debida a desnivel entre apoyos. [26]
- Cargas longitudinales,  $F_L$ : en el sentido de la línea. [26]  
 $F_L$ : fuerza flectora longitudinal, debida a desequilibrio de tracciones. [26]
- Cargas transversales,  $F_T$ :  
 $F_T$ : fuerza horizontal transversal debido al cambo de alineación ( $F_{T\alpha}$ ) y a la presión del viento sobre el conductor ( $F_{Tv}$ ). [26]

Figura 27. Tipos de cargas sobre la estructura.



Fuente: Extraída de “Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos”. [26]

### 9.6.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS ESTRUCTURAS.

En la siguiente tabla 27 se muestran las características de los postes de 12 m para la red de distribución.

Tabla 27. Características técnicas postes de concreto.

Longitud (m)	Carga de Rotura (kg)	Carga de Servicio (daN)	Diámetro punto (cms)	Diámetro base (cms)	Peso aproximado (kg)
12	510	200	14	32	1100
12	750	300	16	34	1200
12	1050	400	19	37	1450
12	1350	500	19	37	1500

Fuente: METALTEC P.I – SAS.[29]

### 9.6.6 FACTOR DE SEGURIDAD PARA ESTRUCTURA

La tabla 28 muestra los factores de seguridad exigidos por el RETIE para postes, crucetas y aisladores de diferentes materiales.

Tabla 28. Factor de seguridad de las estructuras

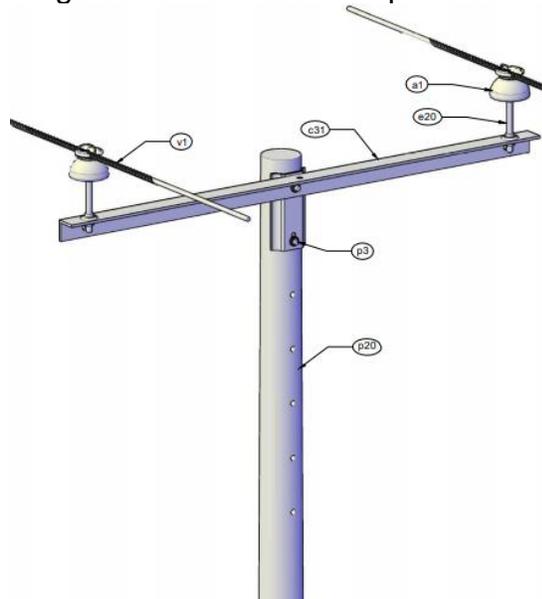
Material	Postes	Herrajes	Aisladores
Concreto	2.5	-	-
Acero	2	2.5	-
Fibra de Vidrio	2	2.5	-
Cerámica	-	-	2.5

Fuente: Extraída de “Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos.[26]

### 9.6.7 LAS ESTRUCTURAS A UTILIZAR SERÁN LAS DESCRITAS A CONTINUACIÓN:

- Estructura de paso circuito bifásico disposición horizontal.

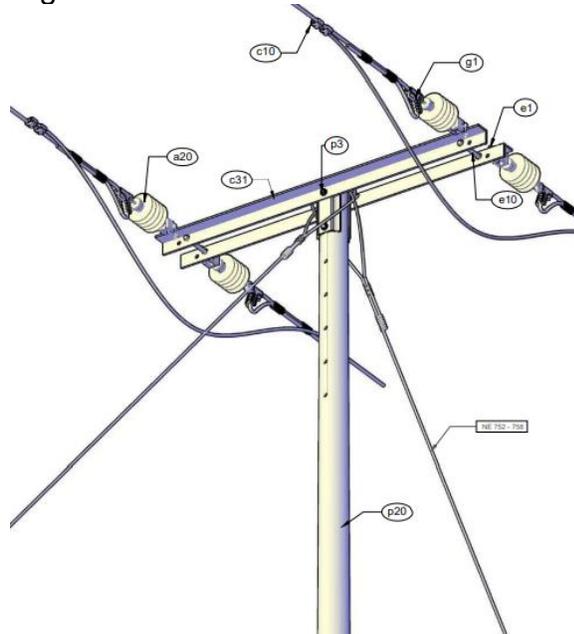
Figura 28. Estructura de paso s510



Fuente: Extraída de “NORMAS DE CONSTRUCCIÓN AÉREAS”. [28]

- Estructura de retención circuito bifásico disposición horizontal.

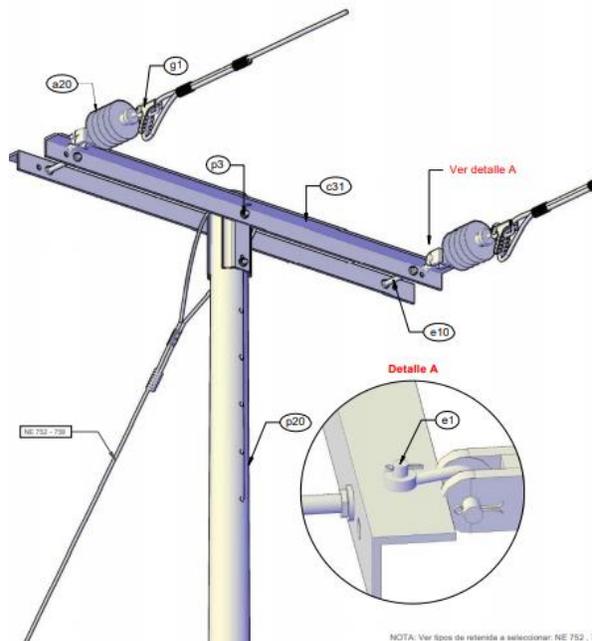
Figura 29. Estructura de retención s515



Fuente: Extraída de “NORMAS DE CONSTRUCCIÓN AÉREAS”.[28]

- Estructura retención terminal circuito bifásico disposición horizontal.

Figura 30. Estructura retención terminal s514



Fuente: Extraída de “NORMAS DE CONSTRUCCIÓN AÉREAS”.[28]

## 9.7 CALCULOS PRIMER APOYO (ESTRUCTURA 510)

### 9.7.1 FUERZA DEL VIENTO SOBRE LOS CONDUCTORES

El cálculo de la fuerza del viento sobre los conductores se determina a partir de la siguiente ecuación 68:

$$\text{Ecuación 68: } F_V = 0.0042 * V^2 * \emptyset * a_V * N \text{ [26]}$$

Dónde:

$V$ : Velocidad del viento crítica, m/s.

$\emptyset$ : Diámetro del conductor, m.

$a_V$ : Vano viento, es la semisuma de los vanos contiguos al apoyo, m.

$N$ : Número de conductores por apoyo.

Evaluando la ecuación 68 se obtiene:

$$F_V = 0.0042 * 8.333333333^2 * 0.00801 * 130 * 2$$

$$F_V = 0.607425 \text{ kg}$$

### 9.7.2 FUERZA DEL VIENTO SOBRE LOS APOYOS

El cálculo de la fuerza del viento sobre los apoyos se determina a partir de la siguiente ecuación 69:

$$\text{Ecuación 69: } F_{VA} = 0.0042 * V^2 * L_{LP} * \frac{(d'_1 + d_2)}{2} \text{ [26]}$$

Dónde:

$V$ : Velocidad del viento crítica, m/s.

$L_{LP}$ : Longitud libre del poste, m.

$d'_1$ : Diámetro exterior base a nivel del terreno del poste, m.

$d_2$ : Diámetro exterior cima del poste, m.

El cálculo del diámetro del poste a nivel del terreno se determina con la siguiente ecuación 70:

$$\text{Ecuación 70: } d'_1 = d_1 - 0.015 * L_e \text{ [26]}$$

Dónde:

$d_1$ : Diámetro exterior base del poste, m.

$L_e$ : Longitud de empotramiento del poste, m.

Evaluando la ecuación 70 se obtiene:

$$d'_1 = 0.32 - 0.015 * 1.8$$

$$d'_1 = 0.293 \text{ m}$$

Evaluando la ecuación 69 se obtiene:

$$F_{VA} = 0.0042 * 8.333333333^2 * 10.2 * \frac{(0.293 + 0.14)}{2}$$
$$F_{VA} = 0.6440874999 \text{ kg}$$

### 9.7.3 FUERZA POR CAMBIO DE DIRECCIÓN

El cálculo de la fuerza por cambio de dirección sobre los apoyos se determina a partir de la siguiente ecuación 70:

$$\text{Ecuación 70: } F_T = 2 * T * \text{sen} \left( \frac{\alpha}{2} \right) * N \text{ [26]}$$

Dónde:

$T$ : Tensión mecánica del conductor; se obtiene multiplicando la tensión por unidad de área dada en la condición de temperatura mínima con la sección transversal del conductor, kg.

$\alpha$ : Ángulo de desviación de la línea, grados.

Evaluando la ecuación 70 se obtiene:

$$F_T = 2 * 485.8499537 * \text{sen} \left( \frac{0}{2} \right) * 2$$

$$F_T = 0 \text{ kg}$$

### 9.7.4 MOMENTO DEBIDO AL VIENTO EN LOS CONDUCTORES

El cálculo del momento debido al viento de los conductores se determina con la siguiente ecuación 71, ya que este diseño no posee cable de guarda.

$$\text{Ecuación 71: } M_V = H_C * F_V \text{ [26]}$$

Dónde:

$H_C$ : Altura de amarre de los conductores, m.

$F_V$ : Fuerza del viento sobre los conductores, kg.

Evaluando la ecuación 71 se obtiene:

$$M_V = 10.45 * 0.607425$$

$$M_V = 6.34759125 \text{ kg.m}$$

### 9.7.5 MOMENTO DEBIDO AL VIENTO EN EL POSTE

El momento debido al viento en el poste se determina a partir de la siguiente ecuación 72:

$$\text{Ecuación 72: } M_P = \frac{L_{LP}}{3} * \frac{d'_1 + 2d_2}{d'_1 + d_2} * F_{VA} \text{ [26]}$$

Dónde:

$L_{LP}$ : Longitud libre del poste, m.

$d'_1$ : Diámetro exterior base a nivel del terreno del poste, m.

$d_2$ : Diámetro exterior cima del poste, m.

$F_{VA}$ : Fuerza del viento sobre los apoyos, kg.

Evaluando la ecuación 72 se obtiene:

$$M_P = \frac{10.20}{3} * \frac{0.293 + 2 * 0.14}{0.293 + 0.14} * 0.6440874999$$

$$M_P = 2.8979475 \text{ kg.m}$$

### 9.7.6 MOMENTO DEBIDO AL CAMBIO DE DIRECCIÓN DE LA LÍNEA

El cálculo del momento debido al cambio de la línea se determina con la siguiente ecuación 73, ya que este diseño no posee cable de guarda:

$$\text{Ecuación 73: } M_T = H_C * F_T \text{ [26]}$$

Dónde:

$H_C$ : Altura de amarre de los conductores, m.

$F_T$ : Fuerza por cambio de dirección sobre los apoyos, kg.

Evaluando la ecuación 73 se obtiene:

$$M_T = 10.45 * 0$$

$$M_T = 0 \text{ kg.m}$$

### 9.7.7 MOMENTO DE RESISTENCIA DEL POSTE

El cálculo del momento de resistencia del poste se determina a partir de la siguiente ecuación 74:

$$\text{Ecuación 74: } M_R = L_{LP} * \frac{C_r}{f_s} [26]$$

Dónde:

$C_r$ : Carga de rotura del poste, kg.

$f_s$ : Factor de seguridad.

Evaluando la ecuación 74 se obtiene:

$$M_R = 10.20 * \frac{510}{2.5}$$

$$M_R = 2080.8 \text{ kg.m}$$

Se debe cumplir el criterio de selección expuesto a continuación; ecuación 75:

$$\text{Ecuación 75: } M_R \geq M_V + M_P + M_T [26]$$

Dónde:

$M_R$ : Momento de Resistencia del poste, kg.m.

$M_V$ : Momento debido al viento de los conductores, kg.m.

$M_P$ : Momento debido al viento en el poste, kg.m.

$M_T$ : Momento debido al cambio de dirección de línea, kg.m.

Evaluando la ecuación 75 se obtiene:

$$2080.8 \geq 6.34759125 + 2.8979475 + 0$$

$$2080.8 \text{ kg.m} \geq 9.24506625 \text{ kg.m}$$

El apoyo seleccionado para la estructura de paso s510 si cumple; en caso tal que no cumpla la estructura debe usar templetes.

El procedimiento es similar para los demás apoyos, por facilidad del cálculo se realiza una plantilla en Excel.

Tabla 29. Cálculo mecánico de estructuras.

TIPO DE ESTRUCTURA	Descripción	HC	a <sub>v</sub>	carga de ruptura	FV	FVA	ÁNGULO	FT	MR	MP	MV	MT	MR CALCULAD	CRITERIO
s510	Estructura de paso	10,45	130	510	0,607425	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,347591	0	9,2455387	Cumple
s510	Estructura de paso	10,45	130	510	0,607425	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,347591	0	9,2455387	Cumple
s510	Estructura de paso	10,45	130	510	0,607425	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,347591	0	9,2455387	Cumple
s510	Estructura de paso	10,45	130	510	0,607425	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,347591	0	9,2455387	Cumple
s515	Estructura de retención	10,45	127,5	510	0,595744	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,225522	0	9,1234697	Cumple
s510	Estructura de paso	10,45	125	510	0,584062	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,103453	0	9,0014006	Cumple
s510	Estructura de paso	10,45	125	510	0,584062	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,103453	0	9,0014006	Cumple
s510	Estructura de paso	10,45	125	510	0,584062	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,103453	0	9,0014006	Cumple
s514	Estructura terminal	10,45	124,5	510	0,581726	0,644087	85	1312,942	2080,8	2,897947	6,079039	13720,24	13729,22	No Cumple
s514	Estructura terminal	10,45	132	510	0,61677	0,644087	101	1499,575	2080,8	2,897947	6,445246	15670,56	15679,303	No Cumple
s510	Estructura de paso	10,45	140	510	0,65415	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,835867	0	9,733815	Cumple
s514	Estructura terminal	10,45	140	510	0,65415	0,644087	0	0	2080,8	2,897947	6,835867	0	9,733815	Cumple

Fuente: Elaborada por el autor.

## 9.8 CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DE LOS TEMPLETES (RETENIDAS)

“Las retenidas o templetes tienen como función contrarrestar las fuerzas longitudinales originales por rotura de conductor, por tensiones desequilibradas entre vanos adyacentes, por operaciones de tendido en estructuras de retención, las fuerzas transversales debidas al viento y al ángulo de deflexión de la línea”. [4]

Para este diseño se optará por el uso de templete directo a tierra, la cual esta conformada por un cable tensor de acero de extra alta resistencia y su correspondiente anclaje, y cual consta de una varilla de acero y zapata de concreto.

### 9.8.1 MATERIAL DE LAS RETENIDAS

La tabla 30 muestra las características del cable para retenida en M.T.

Tabla 30. Características del cable para retenida en M.T.

Tipo de cable	Acero galvanizado extra resistente
Calibre	1/4"
Diámetro	6.35 mm
Factor de seguridad	2
Tensión de ruptura del templete	3020 kg

Fuente: Extraído de “CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO”. [4]

### 9.8.2 MOMENTO RESISTENTE PRODUCIDO POR LOS TEMPLETES

El cálculo del momento resistente producido por los templete se determina con la siguiente ecuación 76:

$$\text{Ecuación 76: } M_t = T_{th} * h_t * n_t \text{ [4]}$$

Dónde:

$T_{th}$ : Tensión de ubicación en el templete, kg.

$h_t$ : Altura de ubicación del templete, m.

$n_t$ : Número de templete por estructura.

### 9.8.3 TENSIÓN HORIZONTAL EN EL TEMPLETE

El cálculo del momento resistente producido por los templete se determina con la siguiente ecuación 77:

$$\text{Ecuación 77: } T_{th} = T_t * \text{sen}(\alpha) \text{ [4]}$$

Dónde:

$T_t$ : Tensión en el templete, kg.

$\alpha$ : Ángulo entre el poste y el templete, grados.

### 9.8.4 TENSIÓN EN EL TEMPLETE

El cálculo de la tensión en el templete se determina con la siguiente ecuación 78:

$$\text{Ecuación 78: } T_t = \frac{T_r}{f_s} \text{ [4]}$$

Evaluando la ecuación 78 se obtiene:

$$T_t = \frac{3020}{2}$$

$$T_t = 1510 \text{ kg}$$

El cálculo entre el poste y el templete se determina utilizando el teorema de Pitágoras:

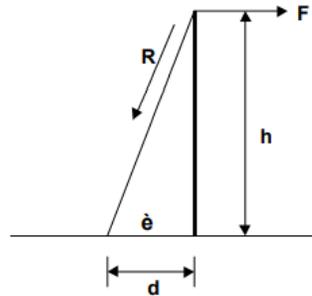
$$c^2 = a^2 + b^2$$

Dónde:

$a = h_t$ : Altura promedio de fijación del templete, 10.10 m.

$b$  = Distancia horizontal al nivel del piso, esta distancia será de 3.4 m que equivale a un tercio de la altura promedio de fijación del templete.

Figura 31. Disposición vertical de la estructura.



Fuente: Extraído de “CRITERIOS BÁSICOS DE DISEÑO”. [4]

Aplicando el teorema de Pitágoras:

$$\text{Ecuación 79: } \sin \alpha = \frac{b}{c}$$

Evaluando la ecuación 79 se obtiene:

$$\sin \alpha = \frac{3.4}{\sqrt{(10.10)^2 + (3.4)^2}}$$

$$\alpha = 18.60496547$$

Evaluando la ecuación 77 se obtiene:

$$T_{th} = 1510 * \text{sen}(18.60496547)$$

$$T_{th} = 481.7525824 \text{ kg}$$

Evaluando la ecuación 76 se obtiene:

$$M_t = 481.7525824 * 10.10 * 2$$

$$M_t = 9731.402164 \text{ kg.m}$$

El procedimiento para los demás templetes es el mismo, por facilidad del cálculo se realiza una plantilla en Excel, ver tabla 31.

Tabla 31. Cálculo mecánico de los templete

TIPO DE ESTRUCTURA	Descripción	Tensión en el templete kg	seno (a)	Tensión horizontal en el templete kg	Altura de ubicación del templete m	# de postes por estructura	# de templete por poste	Momento resistente del poste	MR+Mt	con templete
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s515	Estructura de retención	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	2	9731,402	11752,2	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s514	Estructura terminal	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	2	9731,402	11752,2	Cumple
s514	Estructura terminal	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	2	9731,402	11752,2	Cumple
s510	Estructura de paso	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	0	0	2020,8	Cumple
s514	Estructura terminal	1510	0,319041	481,7525824	10,1	1	1	4865,701	6886,501	Cumple

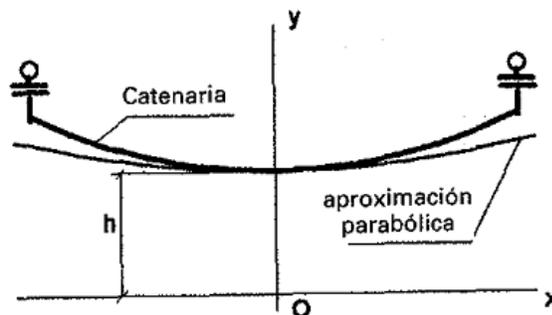
Fuente: Elaborado por el autor.

## 9.9 CÁLCULO DE UN VANO DE GRAN LONGITUD Y DESNIVELADO.

### 9.9.1 SOBRECARGAS EN LOS CABLES

La forma que adopta un conductor tendido entre dos puntos adopta la forma de una curva denominada catenaria, se debe a la acción de su propio peso. [30]

Figura 32. Forma adoptada por un conductor entre dos puntos.



Fuente: Extraído de “Líneas aéreas de media y baja tensión”. [30]

Los agentes atmosféricos viento y hielo se suman a veces a la acción del propio peso, produciendo una **sobrecarga**:

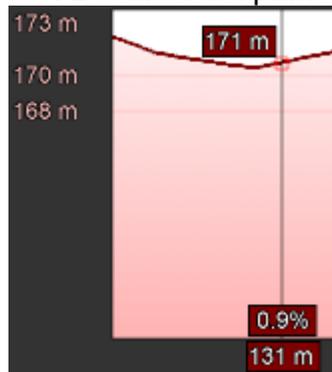
### 9.9.1.1 SOBRECARGA DE VIENTO

“Cuando el viento sopla en dirección transversal a la línea, se ejerce una presión sobre los conductores. La carga unitaria en un conductor debida a la acción del viento ( $pv$ ), es el resultado de multiplicar la presión que actúa sobre el mismo por diámetro del conductor”. [30]

### 9.9.2 CÁLCULOS DE UN VANO DE GRAN LONGITUD Y DESNIVELDO

Los cálculos de desnivel se realizaron para el primer tramo de la red, tomando como referencia el perfil topográfico del terreno se determina un desnivel de 2 metros como se observa en la figura 33:

Figura 33. Desnivel del primer tramo.



Fuente: Google Earth.

El vano está definido por una separación horizontal entre apoyos de  $a = 130$  metros, y un desnivel  $h = 2$  metros.

Características del conductor ASCR # 2 AWG.

Aluminio:  $6 \times 2.67 \text{ mm}$

Acero:  $1 \times 2.67 \text{ mm}$

Sección total:  $39.24 \text{ mm}^2$

Diámetro del conductor:  $8.01 \text{ mm}$

Módulo de elasticidad:  $E = 8930.237003 \frac{\text{kg}}{\text{mm}^2}$

Coefficiente de dilatación:  $\alpha = 1.895904 \times 10^{-5} \frac{1}{^\circ\text{C}}$

Carga de rotura: 1290 Kg

Peso,  $p$ :  $135.94 \frac{\text{kg}}{\text{km}}$

### 9.9.2.1 VALOR DE LA TRACCIÓN HORIZONTAL MÁXIMA ADMISIBLE EN EL CONDUCTOR

En las condiciones desfavorables a efectos de tracción el conductor estará sometido a su propio peso y a la sobrecarga del viento:

$$p = 0.13594 \frac{Kg}{m}$$
$$q = (0.06 * d) \frac{Kg}{m} = 0.4806$$

La carga unitaria total con viento se determina con la siguiente ecuación 80:

$$\text{Ecuación 80: } r = \sqrt{p^2 + q^2} \quad [30]$$

Evaluando la ecuación 80 se obtiene:

$$r = \sqrt{(0.13594)^2 + (0.4806)^2}$$
$$r = 0.4994 \frac{Kg}{m}$$

El peso aparente resultante estará inclinada respecto de la vertical a un ángulo:

$$\text{Ecuación 81: } \tan \phi = \frac{q}{p} \quad [30]$$

Evaluando la ecuación 81 se obtiene:

$$\tan \phi = \frac{0.4994}{0.13594} = 74.7726$$

Longitud real del vano b, se determina con la siguiente ecuación 82:

$$\text{Ecuación 82: } b = \sqrt{a^2 + h^2}$$

Evaluando la ecuación 82 se obtiene:

$$b = \sqrt{(130)^2 + (2)^2}$$
$$b = 130.0143 \text{ m}$$

Desnivel del vano por efecto del viento,  $h_v$ :

$$\text{Ecuación 83: } h_v = h \cos \phi$$

Evaluando la ecuación 83 se obtiene:

$$h_v = 2 \cos 74.7726$$

$$h_v = 0.5253 \text{ m}$$

Longitud del vano proyectado con viento,  $a_v$ :

$$\text{Ecuación 84: } a_v = \sqrt{b^2 + h_v^2}$$

Evaluando la ecuación 84 se obtiene:

$$a_v = \sqrt{130.0143^2 + 0.5253^2}$$

$$a_v = 130.0153 \text{ m}$$

“El coeficiente de seguridad del conductor debe cumplirse en aquel punto en el que la tracción a la que pueda estar sometido sea la máxima,  $T_A$ , y corresponderá al punto de fijación en el apoyo más alto del vano”. [30]

$$\text{Ecuación 85: } T_A = \frac{\text{Carga de rotura}}{3} \text{ [30]}$$

Evaluando la ecuación 85 se obtiene:

$$T_A = \frac{1290}{3}$$

$$T_A = 430 \text{ Kg}$$

“Conocida la tensión total en el punto más alto del conductor se puede calcular la componente horizontal,  $T$ , pero teniendo en cuenta que se deben utilizar el desnivel ( $h_v$ ) y la longitud proyectada del vano ( $a_v$ ) existentes en el plano inclinado de la catenaria por efecto del viento, así como el valor de carga total sobre el conductor,  $r$ ”. [30]

$$\text{Ecuación 86: } T = \frac{T_A - r \frac{h_v}{2} + \sqrt{\left(T_A - r \frac{h_v}{2}\right)^2 - \frac{r^2 b^2}{2}}}{2 \frac{b}{a_v}} \quad [30]$$

Evaluando la ecuación 86 se obtiene:

$$T = \frac{430 - 0.4994 * \frac{0.5253}{2} + \sqrt{\left(430 - 0.4994 * \frac{0.5253}{2}\right)^2 - \frac{0.4994^2 * 130.0143^2}{2}}}{2 \frac{130.0143}{130.0153}}$$

$$T = 428.6427 \text{ Kg}$$

### 9.9.2.2 DETERMINACIÓN DE LA COMPONENTE HORIZONTAL DE LA TRACCIÓN EL DÍA DEL TENDIDO

Las ecuaciones que definen este método para el caso de un único vano son las siguientes:

$$\text{Ecuación 87: } T_m^2 (T_m + A) = B \quad [30]$$

$$\text{Ecuación 88: } A = \delta(t - t_0)SE - T_{m,0} + \frac{a_0^2 r_0^2}{24 T_{m,0}^2} SE \quad [30]$$

$$\text{Ecuación 89: } B = \frac{a^2 r^2}{24} SE \quad [30]$$

$$\text{Ecuación 90: } T_{m,0} = T_0 \frac{b}{a_0} \quad [30]$$

$$\text{Ecuación 91: } T_m = T \frac{b}{a} \quad [30]$$

Se trata de pasar de unas condiciones de temperatura, carga sobre el conductor y tensión a nuevas condiciones, siendo la longitud del vano  $b = 130.0143 \text{ m}$ .

Condiciones iniciales:

$$T_0 = 428.6427 \text{ Kg} \quad (\text{Tensión horizontal en todo el vano})$$

$$a_0 = a_v = 130.0153 \text{ m}$$

$$T_{m,0} = 428.6394 \quad (\text{Tensión en el punto medio del vano})$$

$$r_0 = 0.4994 \frac{\text{Kg}}{\text{m}} \quad (\text{peso del conductor y sobrecarga de viento})$$

$$t_0 = -5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Utilizando la ecuación de cambio de condiciones se deben calcular:  $T_m$ .

Conocida  $T_m$ , se calculará el valor de la tensión horizontal,  $T$ .

$$a = 130 \text{ m}$$

$$r = 0.13594 \frac{\text{Kg}}{\text{m}} \text{ (Peso conductor sin sobrecarga)}$$

$$t = 40 \text{ }^\circ\text{C}$$

Evaluando las ecuaciones 88 y 89 se obtiene:

$$A = 1.895904 \times 10^{-5} * (40 - 5)) * 39.24 * 8930.237003 - 428.6394 + \frac{130.0153^2 * 0.4994^2}{24 * 428.6394^2} * 39.24 * 8930.237003$$

$$A = 138.9178$$

$$B = \frac{130^2 * 0.13594^2}{24} * 39.24 * 8930.237003$$

$$B = 4.5599 \times 10^6$$

Resolviendo la ecuación de cambio de condiciones se obtiene para el valor de la tensión en el punto medio del vano.

$$T_m^2(T_m + A) = B$$

$$T_m = 130.1747 \text{ Kg}$$

A continuación, se calcula el valor de la calcula el valor de la componente horizontal de la tensión. Evaluando la ecuación 91 se obtiene:

$$T = T_m \frac{a}{b}$$

$$T = 130.1747 * \frac{130}{130.0143}$$

$$T = 130.1603 \text{ Kg}$$

### 9.9.2.3 DETERMINACIÓN DE LA FLECHA

La flecha se determina a partir de la siguiente ecuación 92:

$$\text{Ecuación 92: } f = \frac{rab}{8T} \left( 1 + \frac{a^3 r^2}{48T^2} \right) [30]$$

Evaluando la ecuación 92 se obtiene:

$$f = \frac{0.13594 * 130 * 130.0143}{8 * 130.1603} \left( 1 + \frac{130^3 * 0.13594^2}{48 * 130.1603^2} \right)$$

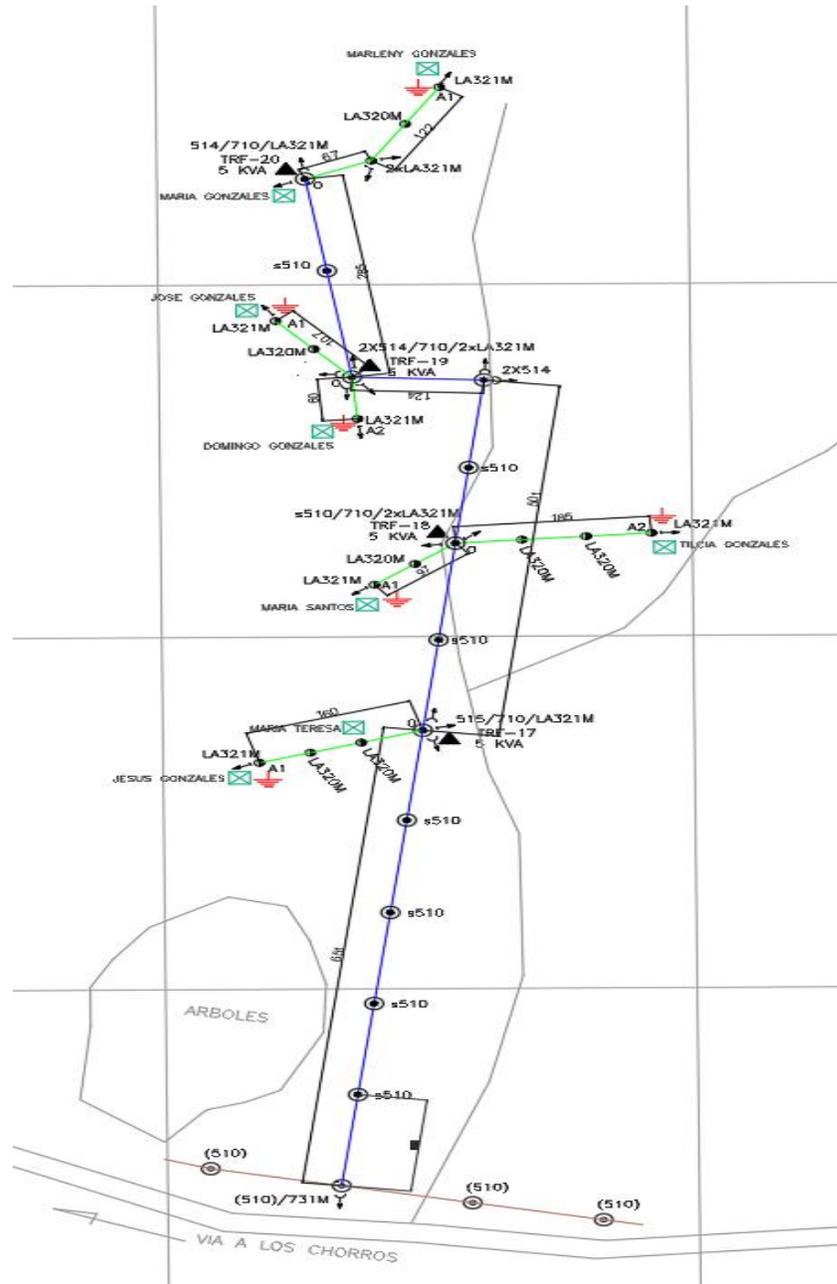
Se obtiene una flecha:

$$f = 1.9516 \text{ m}$$

## 10 PLANO DE LA VEREDA LOS CHORROS

En la siguiente figura 33 se muestra la red de distribución para la Vereda Los Chorros.

Figura 34. Plano eléctrico de la red de distribución.



Fuente: Elaborado por el Autor, Software AutoCAD.

## 11 CONCLUSIONES

Se logró establecer la trayectoria para el trazado de las redes de distribución, evitando la tala innecesaria de árboles contando con los permisos de servidumbre de los usuarios a beneficiar y los correspondientes permisos de las entidades ambientales del departamento de Arauca.

Con la puesta en marcha de este proyecto se busca contribuir al desarrollo del departamento de Arauca, debido a que impacta de manera positiva el sector agro-industrial mediante el aprovechamiento de la energía eléctrica, y se abre las puertas a la electrificación de comunidades más apartadas.

El presente proyecto cumple con los criterios de diseño dados por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas "RETIE", la NTC 2050 y normativa de la empresa electrificadora ENELAR E.S.P., ya que se realizaron los respectivos cálculos eléctricos seleccionando los conductores para media y baja tensión adecuados que cumplieran con los porcentajes de regulación y pérdidas de potencia, también se realizaron los cálculos mecánicos cumpliendo con los parámetros dados.

Se logro diseñar las subestaciones para la red de distribución de la vereda Los Chorro y calcular los esfuerzos mecánicos de la red de distribución.

## **12 RECOMENDACIONES**

Se recomienda que para este tipo de proyectos de electrificación rural donde las redes de distribución abarcan gran extensión del terreno se haga uso de las redes compactas, debido a que su zona de servidumbre es menor y se minimizan los impactos ambientales.

El presente proyecto queda sujeto a modificaciones y correcciones que se requiera para su respectiva ejecución por parte de la empresa CONTELSA LTDA.

Debido a que la normatividad de ENELAR E.S.P. se encuentra incompleta se hace necesario el uso de otras normas de diferentes empresas electrificadoras del país para la realización de cálculos eléctricos, mecánicos y protección.

Se logro

### 13 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ministerio del Trabajo FUPAD, “Documento Diagnóstico Del Departamento De Arauca”, 2013.
- [2] U. D. L. LLANOS y G. DE ARAUCA, “ANÁLISIS DE DIAGNÓSTICO DEL PLAN BÁSICO DE ORDENAMIENTO TERRITORIAL (PBOT) DEL MUNICIPIO DE ARAUQUITA”, 2016.
- [3] ESSA, “CRITERIOS DE DISEÑO DE LA RED DE ELECTRIFICACIÓN RURAL”, 2019.
- [4] E. D. E. D. A.-E. E.S.P., “CRITERIOS BÁSICOS DE SIEÑO”.
- [5] Weather Spark, “VIENTO”, 2021. <https://es.weatherspark.com/y/25949/Clima-promedio-en-Arauquita-Colombia-durante-todo-el-año>.
- [6] S. Ramírez, “Redes de subtransmisión y distribución de energía.”, 1995.
- [7] A. Tama Franco, “Las Pérdidas de Energía Eléctrica”, 2018. <http://www.sectorelectricidad.com/20860/las-perdidas-de-energia-electrica/>.
- [8] S. R. Castaño, “Redes de Distribución de Energía”.
- [9] M. de M. y Energía, *REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS (RETIE)*. 2013.
- [10] GARMIN, “Precisión de las lecturas de distancia/velocidad”. <https://support.garmin.com/es-AR/?faq=IcyYpjUzRZ8vwH6C107CE8>.
- [11] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación [ICONTEC], “Código eléctrico colombiano NTC2050”, *Código Eléctrico Colomb.*, 1998.
- [12] E. SURAMERICA, “Transformador Monofasico”, 2020. <https://electricossuramerica.com/producto/transformador-monofasico-15-kva-13-2-o-11-4-240v/>.
- [13] E. Públicas de Medellín, “FUSIBLES PARA PROTECCIÓN DE RAMALES Y TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN A INSTALAR EN POSTE”, pp. 1–5, 2011.
- [14] ICONTEC, “NTC 2797”, 1990.
- [15] G. A. Guzmán Mora, “Manual para coordinación de fusibles en la red de media tensión”, 2012.
- [16] B. electro Oriente, “Cañuela cortacircuito 15kv”. <https://beoriente.com/productos/83-canuela-cortacircuito-con-fusible-tipo-expulsion-15kv.html>.
- [17] D. P. S.A.S, “Descargador por Sobretensión DPS”, 2019. <http://dpsprotecciones.com/dps.php>.
- [18] E. P. de Medellín, “DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN PARA EL SISTEMA DE 7.62 KV Y 13.2 KV”, 2009.
- [19] E. Codensa, “Instalación de puesta a tierra”.
- [20] E. D. E. D. A.-E. E.S.P., “NORMAS DE MATERIALES”, pp. 1–241, 2005.
- [21] Y. NARVAEZ L y K. PRADO L, “DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA LA NORMALIZACION DEL BARRIO EL PIÑONCITO DE CAMPO DE LA CRUZ”, *Univ. LA COSTA CUC*, 2012.
- [22] E. Codensa, “CONSTANTES DE REGULACION DE CABLES MT Y BT”, 2019.
- [23] E. D. E. D. B. S.A.E.S.P, “NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA”, 2014.
- [24] J. Ramírez y E. Cano, *Sistemas de puesta a tierra: diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. 2010.

- [25] D. Coronel Bonilla, "Redes Eléctricas Proyectadas en Media y Baja Tensión.", 2017.
- [26] E. P. de M. E.P.M., "Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos .", 2019.
- [27] CENTELSA, "CABLES ACSR". [https://www.centelsa.com/cables\\_acar/cables-acsr/](https://www.centelsa.com/cables_acar/cables-acsr/).
- [28] E. D. E. D. A.-E. E.S.P., "NORMAS DE CONSTRUCCIÓN AÉREAS", 2005, doi: 10.2307/2034794.
- [29] METALTEC P.I - SAS, "CARACTERISTICAS TÉCNICAS POSTES DE CONCRETO", *Postes de concreto para redes eléctricas, telefonía o iluminación*: <http://www.metaltecpi.com/productos/postes.html>.
- [30] F. Camarero B, *Líneas aéreas de media y baja tensión*. 2016.
- [31] ENELAR E.S.P., "NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA LOS NIVELES I Y II", 2006.

## 14 ANEXOS

### Anexo 1. Factores de diversidad

NUMERO DE USUARIOS	BAJO-BAJO BAJO MEDIO-BAJO	MEDIO	MEDIO-ALTO	ALTO
1	1,00	1,00	1,00	1,00
2	1,53	1,55	1,75	1,85
3	1,86	1,91	2,34	2,58
4	2,09	2,15	2,81	3,22
5	2,25	2,33	3,19	3,77
6	2,37	2,46	3,51	4,27
7	2,47	2,57	3,78	4,71
8	2,55	2,66	4,02	5,10
9	2,61	2,73	4,22	5,45
10	2,66	2,79	4,40	5,78
11	2,71	2,84	4,55	6,07
12	2,75	2,89	4,69	6,34
13	2,78	2,92	4,82	6,58
14	2,81	2,96	4,93	6,81
15	2,84	2,99	5,03	7,02
16	2,86	3,01	5,12	7,21
17	2,88	3,04	5,21	7,39
18	2,90	3,06	5,28	7,56
19	2,92	3,08	5,35	7,71
20	2,94	3,10	5,42	7,86
21	2,95	3,11	5,48	8,00
22	2,96	3,13	5,54	8,13
23	2,98	3,14	5,59	8,25
24	2,99	3,16	5,64	8,36
25	3,00	3,17	5,68	8,47
30	3,04	3,22	5,87	8,94
35	3,07	3,25	6,02	9,30
40	3,09	3,28	6,13	9,59
45	3,11	3,30	6,22	9,83
50	3,13	3,32	6,30	10,03
<b>CONSTANTE</b>	<b>0,5506</b>	<b>0,6606</b>	<b>0,7010</b>	<b>0,9307</b>
Bajo-Bajo (Rural) : Corresponde a Estrato 1 (Urbano)      Medio (Rural) : Corresponde a Estrato 4 (Urbano) Bajo (Rural) : Corresponde a Estrato 2 (Urbano)            Medio-Alto (Rural) : Corresponde a Estrato 5 (Urbano) Medio-Bajo (Rural) : Corresponde a Estrato 3 (Urbano)      Alto (Rural) : Corresponde a Estrato 6 (Urbano)				

Fuente: Anexo A.3.2 Factores de diversidad ENELAR E.S.P.[31]

Anexo 2. Tipo de suelo Areno Arcilloso.



Anexo 3. Tipo de suelo Areno Arcilloso.



Anexo 4. Tipo de suelo Areno Arcilloso.



Anexo 5. Tipo de suelo Areno Arcilloso.



Anexo 6. Tipo de suelo Areno Arcilloso.



Anexo 7. Topografía del terreno 1.



Anexo 8. Topografía Tramo 1.



Anexo 9. Topografía del terreno 2.



Anexo 10. Topografía del terreno 3.



Anexo 11. Topografía del terreno 4.

