



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

**DISEÑO DE LAS REDES ELÉCTRICAS Y ALUMBRADO PÚBLICO PARA EL
PROYECTO URBANÍSTICO ASOGESPAV EN EL MUNICIPIO DE SARAVERENA
EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA.**

**AUTOR:
CRISTIAN ANDRÉS SÁNCHEZ VARGAS**

**DIRECTOR:
JOSÉ HENRY DUQUE REINOSO**

**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
22 DE NOVIEMBRE DEL 2016**

**DISEÑO DE LAS REDES ELÉCTRICAS Y ALUMBRADO PÚBLICO PARA EL
PROYECTO URBANÍSTICO ASOGESPAV EN EL MUNICIPIO DE SARAVERA
EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA.**

**AUTOR:
CRISTIAN ANDRÉS SÁNCHEZ VARGAS**

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

**DIRECTOR:
JOSÉ HENRY DUQUE REINOSO**

**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
22 DE NOVIEMBRE DE 2016**

**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 LAS REDES ELÉCTRICAS Y ALUMBRADO PÚBLICO PARA EL
PROYECTO URBANÍSTICO ASOGESPAV EN EL MUNICIPIO DE SARAVENA
EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA.**

FECHA DE INICIO DEL TRABAJO: septiembre de 2015

FECHA DE TERMINACIÓN DEL TRABAJO: febrero de 2016

NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA SUSTENTAR

AUTOR: CRISTIAN ANDRÉS SÁNCHEZ VARGAS _____

DIRECTOR: ING. JOSÉ HENRY DUQUE _____

DIRECTOR DE PROGRAMA: ING. PABLO SANTAFÉ _____

JURADO CALIFICADOR:

PRESIDENTE: ING. PABLO SANTAFE _____

OPONENTE: ING. EDISON CAICEDO _____

SECRETARIO: ING. LUIS DAVID PABON _____

PAMPLONA, COLOMBIA

22 DE NOVIEMBRE DE 2016

(Acta de sustentación diligenciada y Escaneada)

**DISEÑO DE LAS REDES ELÉCTRICAS Y ALUMBRADO PÚBLICO PARA EL
PROYECTO URBANÍSTICO ASOGESPAV EN EL MUNICIPIO DE SARAVERA
EN EL DEPARTAMENTO DE ARAUCA.**

DEDICATORIA

A mi madre Rosa
A mi padre Carlos
A mi esposa Laura Zarate
A mi hija Allison
A mi hermana Avril
Al Santísimo Dios
A mis docentes y compañeros de
estudio.

Cristian Andrés Sánchez

"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

De ante mano quiero expresar mis más sinceros agradecimientos.

“Por bendecir mi familia en los momentos más difíciles por acompañarme en los momentos de caída, por guiarme a lo largo de mi carrera y ser mi amigo en los momentos de más necesidad”. Dios.

“Por ser la persona que me dio la vida, quien me enseñó y me educó a lo largo del camino de la vida, por amarme y siempre ser incondicional, a ti quien me apoyo en toda decisión que tome y me diste fuerzas por salir adelante”. Madre.

“Por ser la luz de mis ojos, la fuerza de mi corazón la que cada día me ayuda a luchar por ti, el ser que me hace mejor cada día y a la que quiero tener por siempre”. Allison hija mía.

“Por ser mi amiga, mi acompañante en el camino de la vida, la persona que alegra mi día tras día y siempre compartirá parte de mi vida”. Mi esposa Laura

“A aquellos que en este andar por la vida, influyeron con sus lecciones y experiencias en formarme como una persona de bien y preparada para los retos que pone la vida, a todos y cada uno de ellos les dedico una a una las páginas de mi tesis”. Maestros.

“A ENELAR E.S.P Zona Norte, empresa que me abrió las puertas para el desarrollo de las prácticas empresariales y a la vida profesional, de la cual he aprendido mucho y he puesto en práctica lo cursado durante el ciclo Universitario, en especial al Ingeniero Henry Duque, al Coordinador Uriel Castro, y demás compañeros de trabajo”.

CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN	18
2. OBJETIVOS	19
2.1 OBJETIVO GENERAL	20
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
2.3. ACOTACIONES	20
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	22
3.2. JUSTIFICACIÓN	22
4. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	23
4.1. LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS GARANTIZAN LA DISPONIBILIDAD DE ELECTRICIDAD	24
4.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	25
4.2.1. Sistemas de distribución industrial	25
4.2.2. Sistema de distribución comercial	26
4.2.3. Sistema de distribución urbana.....	26
4.3. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	27
4.3.1. Sistema radial.....	27
4.3.2. Sistema de anillos.....	28
4.4. PARTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	29
4.4.1. Redes primarias	29
4.4.2. Redes secundarias	30
4.4.3. Transformadores de Distribución.....	30
4.4.4. Pararrayo	31
4.4.5. Los cortacircuitos (fusibles).....	32
4.4.6. Postes	32
4.4.7. Cruquetas.	33
4.4.8. Aisladores	33
4.5.9 Acometidas.....	34
5. MEMORIA DESCRIPTIVA	35
5.1. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS	35
5.1.1. Análisis de Carga.....	36
5.1.2. Calculo de transformadores	37
5.1.3. Análisis de nivel de Tensión Requerido	39
5.1.4. Distancias de Seguridad.....	39
5.1.5. Calculo Económico de Conductores	40
5.1.6. Parámetros Eléctricos.....	41

5.1.7.	Cálculos de Regulación.....	42
5.1.8.	Cálculos de Pérdidas de Energía	43
5.1.9.	Corriente de falla a tierra	44
5.1.10.	Cálculo y coordinación de protecciones.....	44
5.1.11.	Diseño Del Sistema De Puesta A Tierra	49
5.1.12.	Nivel De Aislamiento De Una Línea	56
5.2.	MEMORIAS DE CÁLCULO DISEÑO MECÁNICO	57
5.2.1.	Parámetros De Diseño Conductores.....	58
5.2.2.	Calculo Mecánico.....	63
5.3.	ALUMBRADO PUBLICO	70
5.3.1.	Programas De Cálculo.....	70
5.3.2.	Programas Y Herramientas De Diseño	70
5.3.3.	Requisitos De Diseño	70
5.3.4.	Topologías	73
5.3.5.	Alumbrado De Proyección.....	74
5.3.6.	Métodos Numéricos	78
5.3.7.	Representación Gráfica De Las Magnitudes Lumínicas.....	79
5.3.8.	Curvas Isolux.....	80
5.3.9.	Factor de utilización.....	81
6.	DISEÑO RED ELÉCTRICA JUAN V.....	82
6.1.	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO	82
6.1.1.	Punto de arranque de la red de Media Tensión	83
6.2.	ANÁLISIS DE LA CARGA	84
6.3.	SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	85
6.3.1.	Ubicación de los transformadores	88
6.4.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	89
6.4.1.	Redes.....	89
6.5.	REGULACION Y PERDIDAS DE ENERGIA	89
6.5.1.	Regulación de media tensión.....	92
6.5.2.	Regulación de baja tensión.....	93
6.6.	SELECCIÓN DE LA PROTECCIONES	97
6.6.1.	Calculo De Fusibles	97
6.6.2.	Dispositivo Contra Sobretensiones.....	99
6.6.3.	Sistema De Puesta A Tierra.....	101
6.7.	CÁLCULOS MECÁNICOS	104
6.7.1.	Características de los conductores.....	104
6.7.2.	Distancias de Seguridad.....	104
6.7.3.	Condiciones Mecánicas De Los Conductores	105
6.8.	CALCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES	107
6.8.1.	Cálculo de Flechas y Tensiones media tensión	107
6.9.	CALCULO MECÁNICO DE APOYOS	108
6.9.1.	Calculo mecánico para apoyos de media tensión.....	109

6.9.2.	Graficas de utilización para apoyos.....	111
6.9.3.	Graficas de utilización para apoyos de media tensión.....	111
7.	PRESUPUESTO	113
8.	ALUMBRADO PUBLICO	115
8.1.	Presupuesto Alumbrado Público.....	123
9.	PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE	124
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
	BIBLIOGRAFÍA.....	127

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1 demanda diversificada para estrato 1.....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 2 Distancias de seguridad.....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 3 tipos de conexión</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 4 Capacidad termina por tiempo.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 5 Relación de curva corriente-tiempo.....</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 6 Relación de curva corriente-tiempo.....</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 7 Fuerza del viento por unidad de longitud.</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 8 Peso del hielo por unidad de longitud.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 9 Hipótesis de diseño para las líneas.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabla 10 Factores de seguridad redes de distribución.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabla 11 Clases de iluminación para vías vehiculares.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 12 Clases de iluminación para diferentes tipos de vías en áreas peatonales y de ciclistas.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 13 Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 14 Requisitos mínimos de iluminación para vías con ciclo rutas y andenes adyacentes.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 15 Tabla de apertura del haz con respecto a su descripción.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 16 Cuadro De Cargas.....</i>	<i>85</i>
<i>Tabla 17 Toma de cargas del transformador B. 4 de diciembre.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 18 Demanda diversificada de acuerdo a la empresa.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 19 demanda máxima por etapa.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 20 demanda máxima proyectada a 8 años.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabla 21 Coordenadas de ubicación.....</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 22 Constantes para determinación de regulación de media tensión.....</i>	<i>90</i>
<i>Tabla 23 Constantes para conductor ACSR 2 y 3 fases.....</i>	<i>91</i>
<i>Tabla 24 Cálculos de regulación y pérdidas de energía TRF 1.....</i>	<i>93</i>
<i>Tabla 25 Cálculos de regulación y pérdidas de energía TRF 2.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 26 Cálculos de regulación y pérdidas de energía TRF 3.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 27 Cálculos de regulación y pérdidas de energía TRF 4.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 28 Clasificación y denominación de las tensiones nominales.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 29 2 Márgenes de protección típicos, según norma IEEE std C62.22.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 30 Características de selección del DPS.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 31 IEC 60815: niveles de contaminación III: 25 mm/kV y IV: 31 mm/kV.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabla 32 Tabla de resultados de medición del terreno.....</i>	<i>102</i>
<i>Tabla 33 Resultados de configuraciones por tipo de malla.....</i>	<i>103</i>
<i>Tabla 34 Características del conductor N° 2 AWG ACSR.....</i>	<i>104</i>
<i>Tabla 35 Resultados de las ecuaciones de cambio de estado.....</i>	<i>108</i>
<i>Tabla 36 Resultado de las características de luminiscencia calle 1.....</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 37 Resultado de las características de luminiscencia calle 2.....</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 38 Resultado de las características de luminiscencia camino peatonal 2.....</i>	<i>119</i>
<i>Tabla 39 Resultados de acuerdo a observadores.....</i>	<i>121</i>
<i>Tabla 40 Promedios de luminiscencia.....</i>	<i>122</i>

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 Esquema del sistema eléctrico peninsular.</i>	25
<i>Figura 2 Sistema eléctrico industrial</i>	26
<i>Figura 3 Esquema de una red de distribución rural.</i>	27
<i>Figura 4 Topología sistema de distribución radial</i>	28
<i>Figura 5 Topología sistema de distribución anillo.</i>	28
<i>Figura 6 Transformador de distribución</i>	31
<i>Figura 7 pararrayos.</i>	31
<i>Figura 8 cortacircuitos de media tensión.</i>	32
<i>Figura 9 crucetas para estructuras de media tensión</i>	33
<i>Figura 10 aislador de suspensión</i>	34
<i>Figura 11 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones</i>	40
<i>Figura 12 Diseño de puesta a tierra básico</i>	50
<i>Figura 13 Diagrama de flujo para el cálculo de la malla de puesta a tierra Fuente: IEEE 80 – 2000 [16]</i>	51
<i>Figura 14 Esquema del dispositivo simétrico de Wenner</i>	56
<i>Figura 15 Curva de la catenaria.</i>	58
<i>Figura 16 Sobrecarga de Viento</i>	59
<i>Figura 17 La carga unitaria total con viento.</i>	60
<i>Figura 18 Incremento del peso del conductor.</i>	61
<i>Figura 19 Longitudes de los vanos (an).</i>	63
<i>Figura 20 Central o axial</i>	73
<i>Figura 21 Central o axial configuración 2</i>	74
<i>Figura 22 Apertura del haz</i>	75
<i>Figura 23 Distribución del flujo luminoso</i>	76
<i>Figura 24 Alcance del flujo luminoso</i>	77
<i>Figura 25 Apertura del flujo luminoso</i>	77
<i>Figura 26 Control del flujo luminoso</i>	78
<i>Figura 27 Separación de las luminarias</i>	79
<i>Figura 28 División de la zona en 9 puntos</i>	79
<i>Figura 29 Diagrama de curvas polares</i>	80
<i>Figura 30 Diagrama de curvas isolux</i>	80
<i>Figura 31 Diagrama del factor de utilización</i>	81
<i>Figura 32 Vista del terreno Satelital.</i>	82
<i>Figura 33 Plano georeferenciado y cuadro de áreas</i>	83
<i>Figura 34 Punto de Arranque de la red de Media Tensión</i>	83
<i>Figura 35 Dimensiones de vivienda en el sector</i>	84
<i>Figura 36 Distribución del lote por etapas</i>	87
<i>Figura 37 Disposición de los conductores en una cruceta</i>	90
<i>Figura 38 Curva de operación de un fusible tipo Dual f31</i>	98

<i>Figura 39 Configuración de conexión del DPS</i>	99
<i>Figura 40 Diagrama polar GELIGHTING 42641</i>	116
<i>Figura 41 Disposición de las luminarias</i>	117
<i>Figura 42 Diseño en 3d Calles Juan V</i>	120
<i>Figura 43 Procesado en colores falsos</i>	120
<i>Figura 44 Resultados aplicando método de los puntos calle 1</i>	121
<i>Figura 45 Incidencia lumínica a través de colores falsos</i>	122

RESUMEN

ENELAR E.S.P en el área de DESARROLLO DE PROYECTOS DE REDES; es el encargado de la planeación y programación de los proyectos de infraestructura para las redes de T&D y/o subestaciones, diseño de la infraestructura para las redes de T&D, la ejecución de los proyectos de infraestructura para las redes de T&D y/o subestaciones y por último la evaluación y seguimiento de la ejecución de los proyectos de infraestructura para las redes de T&D y/o subestaciones. En este proyecto se quiere proponer un proyecto urbanístico con las normativas y/o reglamentos para el desarrollo del municipio de Saravena en cumplimiento con el desarrollo social de la gobernación de Arauca que estén bajo los siguientes lineamientos:

- Cumplimiento de la normatividad RETIE
- Económica
- Segura
- Construcción con los menores inconvenientes posibles
- Cumplimiento de distancias eléctricas y de seguridad

En tal proyecto se incluirán los respectivos diseños baja y media tensión con cada calculo necesario que cumpla la normativa vigente y además con cada estructura necesaria para su montaje.

Se realizaran los respectivos planos eléctricos que detallen el sistema eléctrico, se calculara las propiedades de técnicas de los materiales calculados para así hacer un balance económico del proyecto a realizar.

1. INTRODUCCIÓN

El diseño de un sistema eléctrico es un perfil fundamental en el desarrollo de expansiones de redes eléctricas por parte de operadores de red; realizar estudios de los sistemas de distribución eléctrica, es de especial interés para las empresas distribuidoras, interesadas en aumentar su eficiencia y mejorar la Operación y administración de la red.

Uno de los componentes básicos de estos sistemas; son los sistemas de distribución, toda instalación de uso final depende de estos sistemas, por este motivo es de gran importancia un buen diseño en base en buenos criterios, buenas prácticas de ingeniería y por ultimo tomando como base las normas y reglamentos que rigen toda instalación eléctrica, garantizaran un buen desempeño de todos sus elementos; disminuyendo perdidas de energía y mejorando la calidad de la misma.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar las redes eléctricas y alumbrado público para el proyecto urbanístico ASOGESPAV en el municipio de Saravena en el departamento de Arauca.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Calcular las subestaciones necesarias para el suministro eléctrico del proyecto urbanístico ASOGESPAV.
2. Diseñar las redes eléctricas y alumbrado público en proyecto urbanístico ASOGESPAV que cumpla con la normativa vigente.
3. Calcular el sistema de puesta a tierra y protecciones para la red de distribución en proyecto urbanístico ASOGESPAV.
4. Determinar las especificaciones técnicas y económicas de los materiales calculados en el proyecto urbanístico.
5. Elaborar los planos eléctricos detallados que compilen el sistema eléctrico diseñado para el proyecto urbanístico ASOGESPAV.

2.3. ACOTACIONES

- Se hará uso del software SPARD para datos estadísticos y rutas eléctricas en el municipio de Saravena.
- El diseño y cálculo de éste proyecto se hará según las siguientes normas: ENELAR, RETIE, NTC 2050, CODENSA,ESSA,CENS, dependiendo de cómo se fundamente el trabajo
- Los diseños eléctricos se harán de acuerdo a las sugerencias del Director de Zona de ENELAR E.S.P.
- Este proyecto tiene como fin brindar a la asociación ASOGESPAV los diseños de las redes eléctricas con sus respectivas regulaciones.
- La implementación del proyecto será en cumplimiento con los organismos de financiación y no por el estudiante; ya que la empresa es la encargada del diseño y no de expansión de redes eléctricas.
- El Informe final del proyecto detallara los cálculos según criterios ingenieriles de la Subestación, protecciones eléctricas, redes media y baja tensión, iluminación, sistema de puesta a tierra y demás ítems presentados en el artículo 10 del RETIE para la urbanización

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

3.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Debido a un aumento significativo en la expansión urbanística en el municipio de Saravena la Empresa como prestadora de servicio tiene el deber de generar proyectos eléctricos de redes de media y baja tensión que cumplan con los lineamientos para prestar un servicio de calidad a todos los usuarios.

La asociación ASOGESPAV hizo una solicitud del diseño de las redes de Media y baja tensión para el abastecimiento de energía eléctrica para aproximadamente 606 usuarios con el fin de que el proyecto sea radicado a la nueva administración de la Gobernación del Departamento de Arauca.

Actualmente el sector se encuentra habitado en un 30% donde las redes de eléctricas se encuentran deterioradas dado a que no cumplen las normativas exigidas por la empresa, como están soportadas por postes de maderas los cuales presentan deterioro por los cambios climáticos a los que estas sometidos diariamente;

Seguido los problemas que se han presentado debido a los sistemas de protección de las redes de la empresa, se hace necesario un estudio minucioso que permita corregir los diferentes problemas que se han evidenciado en los últimos meses por la falla de los transformadores, ya sean por las sobretensiones o las sobrecorrientes que pueda presentar el sistema

3.2. JUSTIFICACIÓN

ENELAR E.S.P, es una empresa comercializadora y distribuidora de energía comprometida con la satisfacción de sus clientes en la prestación del servicio, bajo los principios de accesibilidad, continuidad, calidad, sostenibilidad y oportunidad de una manera eficiente, además de incrementar los niveles de gestión orientado hacia el mejoramiento continuo de la prestación del servicio, la sostenibilidad económica, social y aumentar la demanda del servicio.

ENELAR E.S.P. tiene como objeto principal la prestación del servicio público domiciliario de energía en el Departamento, que comprende las actividades de

distribución y comercialización de energía eléctrica; Esta empresa ha venido desempeñando un papel estratégico dentro del sector eléctrico regional, ya que se constituye en el instrumento de que dispone el Gobierno Departamental y la región Araucana para ejecutar e impulsar la expansión requerida para el cumplimiento del mandato constitucional de garantizar el suministro de energía eléctrica a la población.

4. SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La energía puede ser aprovechable por parte de la naturaleza tal como la vemos en las tormentas eléctricas, tanto para el ser humano no es muy aprovechable de forma directa, pero en aplicaciones singulares como en la medicina puede ser muy beneficioso. Sin embargo es una de las principales energías debido fundamentalmente a la facilidad para transportarla, convertirla en otras formas de energía y producirla también a partir de otras fuentes de energía. [1]

Las instalaciones para generación y el transporte de la energía eléctrica utilizan generalmente corriente alterna, debido a que es más fácil reducir o elevar el voltaje por medio de transformadores. Para transportar la energía se eleva el voltaje para impedir que se produzcan caídas de tensión significativas y la consecuente pérdida en la eficiencia. Para el transporte de una cantidad de energía dada, si se eleva la tensión disminuye la intensidad de corriente necesaria, esto disminuye las pérdidas que son proporcionales al cuadrado de la intensidad. Posteriormente, para la distribución se reduce el voltaje en las subestaciones que gradúan la tensión según se utilicen en la industria (entre 33 KV y 440 Voltios) o en instalaciones domiciliarias (entre 220 y 110 V). [1]

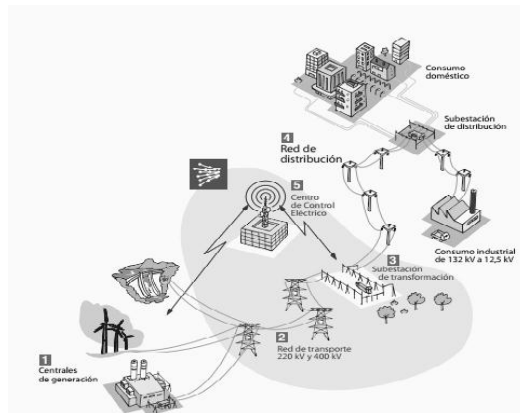
4.1. LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS GARANTIZAN LA DISPONIBILIDAD DE ELECTRICIDAD

Un sistema eléctrico es el conjunto de elementos que operan de forma coordinada en un determinado territorio para satisfacer la demanda de energía eléctrica de los consumidores.

Los sistemas eléctricos están constituidos básicamente por los siguientes elementos:

- 1) los centros o plantas de generación donde se produce la electricidad (centrales nucleares, hidroeléctricas, de ciclo combinado, parques eólicos, etc.).
- 2) las líneas de transporte de la energía eléctrica de alta tensión (AT),
- 3) las estaciones transformadoras (subestaciones) que reducen la tensión o el voltaje de la línea (Alta tensión/Media tensión, Media tensión/Baja tensión)
- 4) las líneas de distribución de media y baja tensión que llevan la electricidad hasta los puntos de consumo.

5) un centro de control eléctrico desde el que se gestiona y opera el sistema de



generación y transporte de energía. [2]

Figura 1 Esquema del sistema eléctrico peninsular. [2]

4.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Dependiendo de las características de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, como las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar, los sistemas de distribución se clasifican en:

- Industriales.
- Comerciales.
- Urbana.
- Rural

4.2.1. Sistemas de distribución industrial

Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc. Que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diésel. [3]

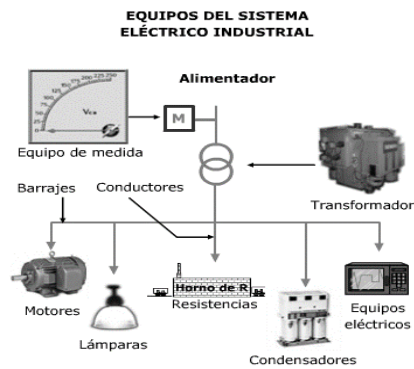


Figura 2 Sistema eléctrico industrial [3]

4.2.2. Sistema de distribución comercial

Caracterizadas por ser resistivas y se localizan en áreas céntricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de potencia. Hoy en día predominan cargas muy sensibles que introducen armónicos. [3]

4.2.3. Sistema de distribución urbana

Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento; debido al manejo de cargas que pueden variar dependiendo de la cantidad de usuarios que tengan la demanda en estos sectores. [3]

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:
 Subestación de Distribución: conjunto de elementos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión en 2 circuitos

- Circuito Primario.
- Circuito Secundario.

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas.

La primera está constituida por la red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV.

La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV y con una característica muy radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 ó 220/380 V).

La localización de averías se hace por el método de "prueba y error", dividiendo la red que tiene la avería en dos mitades y energizando una de ellas; a medida que se acota la zona con avería, se devuelve el suministro al resto de la red. [4]

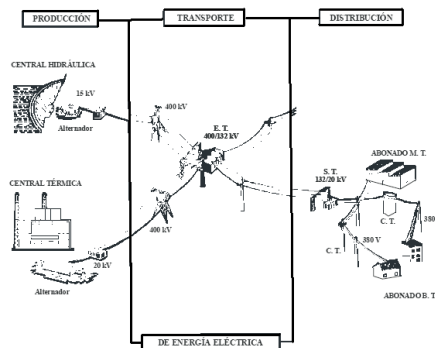


Figura 3 Esquema de una red de distribución rural. [4]

4.3. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

4.3.1. Sistema radial

En el sistema radial la corriente eléctrica circula en una sola dirección, lo que ofrece un control sencillo del flujo ya que es realizado exclusivamente del centro de alimentación.

El sistema radial es análogo a una rueda con rayos emanando desde el centro. La potencia principal se envía a un punto central, y desde allí se divide en circuitos con ramificaciones en serie para suministrar servicios a clientes individuales. El sistema tipo red se parece a una rejilla en paralelo y, dada su facilidad de lectura se ha convertido en el estándar para los sistemas de distribución subterráneos donde existe una densidad elevada de carga. [6]

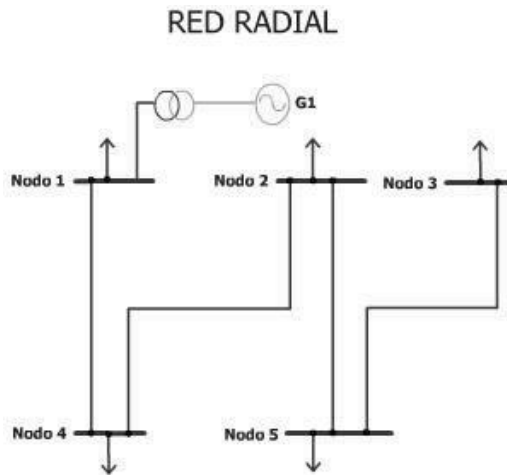


Figura 4 Topología sistema de distribución radial [8]

4.3.2. Sistema de anillos

Esta topología se utiliza en situaciones en las que queremos aumentar la fiabilidad del servicio, ya que si hay una avería en un punto del anillo, se puede mantener dicho servicio si alimentamos desde otro punto (se recomienda, por ejemplo, en polígonos industriales).

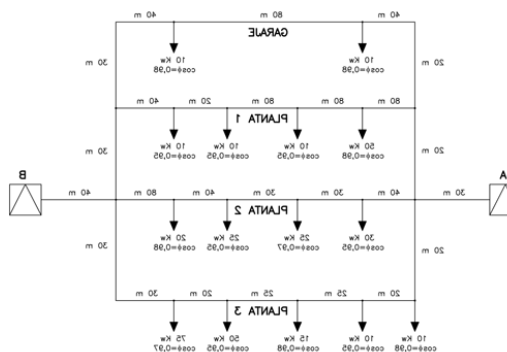


Figura 5 Topología sistema de distribución anillo. [6]

Vemos que hay dos centros de transformación A y B, que evidentemente no pueden estar en servicio simultáneamente.

4.4. PARTES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los principales elementos componentes de un sistema de distribución son:

- Redes primarias.
- Redes secundarias.
- Transformadores de distribución.
- Postes.
- Crucetas.
- Aisladores.
- Acometidas.
- Equipo de medición. [6]

4.4.1. Redes primarias

Red primaria es una denominación que se da al sistema con un valor definido generalmente en Media Tensión (MT), que es la encargada de distribuir la energía en una ciudad (al usuario final) o también usada en la interconexión de ciudades cercanas.

Red primaria puede llamarse también a una línea principal, tal y como pasa en los hospitales y lugares en los que se debe tener tensión continuamente; Los componentes de un alimentador primario son:

- Troncal.
- Ramal.

4.4.1.1. Troncal

Es el tramo de mayor capacidad de la red que transmite la energía eléctrica desde la subestación de potencia a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de calibres gruesos 336, 556 y hasta 795 MCM, ACSR (calibre

de aluminio con alma de acero), dependiendo del valor de la densidad de carga. [6]

4.4.1.2. Ramal

Es la parte de la red primaria energizada a través de un troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de calibre menor al troncal.

Las redes primarias normalmente se estructuran en forma radial, en un sistema de este tipo la forma geométrica del alimentador asemeja la de un árbol, donde por el grueso del tronco, el mayor flujo de la energía eléctrica se transmite por toda una troncal, derivándose a la carga a lo largo de los ramales. [7]

4.4.2. Redes secundarias

Las redes secundarias distribuyen la energía desde los transformadores de distribución hasta las acometidas a los usuarios. En la mayoría de los casos estas redes secundarias son circuitos radiales, salvo en los casos de las estructuras subterráneas malladas (comúnmente conocidas como redes automáticas) en las que el flujo de energía no siempre sigue la misma dirección. [7]

4.4.3. Transformadores de Distribución.

El transformador de distribución es indudablemente el componente más importante de la instalación. Sin su uso sería imposible distribuir la energía eléctrica a tan grandes distancias. La finalidad del transformador es elevar o reducir tensión de salida; en nuestro caso disminuye la tensión de la línea primaria hasta el valor correspondiente a la red de distribución secundaria, o sea de 13,2 KV a 120V o 240V. La mayoría de los transformadores de distribución se componen de:

1. Un núcleo magnético cerrado sobre el que se devanan dos o más bobinas de cobre independientes.
2. Un tanque lleno de aceite refrigerante y aislante en el que se sumerge la bobina con su núcleo.

3. La pasa tapas, a través de los cuales se introducen o se sacan los



conductores.

Figura 6 Transformador de distribución [7]

Los transformadores de distribución están casi siempre ubicados al aire libre, donde se suspenden de las crucetas, montadas directamente en los postes o colocadas en plataformas. En general, los transformadores hasta de 75 KVA se montan directamente en el poste o en una cruceta y los transformadores más grandes se colocan en plataformas o se montan sobre postes en baterías o racimos.

4.4.4. Pararrayo

Es el encargado de proteger al transformador u otros aparatos eléctricos contra los impulsos de sobretensión debidos a descargas atmosféricas o a una conmutación impropia efectuadas en el circuito.



Figura 7 pararrayos. [7]

Existen diferentes tipos de pararrayos como lo son el pararrayo de válvula, pararrayos con aislador y el pararrayos de expulsión. El pararrayos de válvula como todos los pararrayos tiene un intersticio y un elemento resistivo, solo se diferencia por su construcción mecánica y el tipo de elementos resistivo utilizado. [7]

4.4.5. Los cortacircuitos (fusibles).

Este lugar se denomina fusible y consiste en un trocito de metal con bajo punto de fusión que se derretirá a una temperatura determinada. La intensidad que circula por el conductor hace que a veces el conductor se caliente y no pueda tocarse con las manos. Pueden instalarse de modo que corten la sección en peligro y permitan que el resto del circuito siga recibiendo energía. Si se intercala un cortocircuito fusible entre las líneas primarias y el transformador para protegerlo de las sobrecargas y dejarlo desconectado en caso de producirse una falla. Ese cortacircuitos fusible, denominado primario, también abre cualquier parte del circuito que alimenta a varios transformadores de distribución y deja el resto energizado.

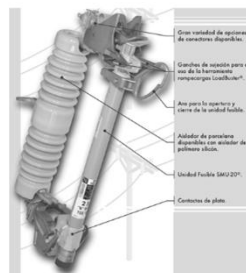


Figura 8 cortacircuitos de media tensión. [12]

4.4.6. Postes

El acabado de los postes debe ser en el color natural del concreto en toda su superficie, la cual debe estar libre de porosidades e imperfecciones originadas por deficiencias en la fabricación, tales como escorias producidas por mala fluidez del concreto, burbujas originadas por mala compactación de los materiales, grietas no capilares, desprendimientos de concreto, etc.

Las perforaciones no deben presentar protuberancias, tampoco deben estar obstruidas ni presentar porosidad o desprendimientos en su interior. Según su

forma geométrica, los postes de concreto para redes de distribución pueden ser de sección anular (circular ahuecada) u octogonal ahuecada. [7]

4.4.7. Crucetas.

Son accesorios que se montan en la parte superior de los postes para sujetar adecuadamente los soportes de los aisladores. Crucetas para postes metálicos: se utilizan metálicas de hierro laminado. [7]



Figura 9 crucetas para estructuras de media tensión [7]

4.4.8. Aisladores

Los conductores de las líneas están eléctricamente aislados entre sí y también del poste o la torre por medio de elementos no conductores denominados aisladores. Para determinar si un aislador puede ser utilizado o no, deben considerarse su resistencia mecánica y sus propiedades eléctricas. Los materiales más prácticos para aisladores son la porcelana y el vidrio. Por consiguiente, al utilizar un aislador de porcelana, debemos procurar que las fuerzas ejercidas sobre él actúen por compresión y no por tracción. Lo mismo podemos decir, en general, del vidrio. Aunque los aisladores de vidrio son buenos para baja tensión, el empleo de los aisladores de porcelana se ha extendido mucho más debido a que resultan más prácticos. La porcelana tiene dos ventajas sobre el vidrio:

1. puede soportar mayores diferencias de temperatura, o sea que no se cuartea cuando está expuesta a temperaturas muy altas o muy bajas.
2. la porcelana no es tan frágil como el vidrio y no se rompe con tanta facilidad durante el transporte o la instalación. [8]



Figura 10 aislador de suspensión [8]

4.5.9 Acometidas

Las acometidas son las partes que ligan al sistema de distribución de la empresa suministradora con las instalaciones del usuario. Las acometidas se pueden proporcionar a la tensión primaria (media tensión) o la tensión secundaria (baja tensión), esto depende de la magnitud de la carga que el usuario requiera ante la empresa suministradora. [13]

5. MEMORIA DESCRIPTIVA

5.1. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

“Toda instalación eléctrica, que se construya a partir de la vigencia del reglamento, deberá contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esa actividad. El diseño debe cubrir los aspectos que le apliquen, según el tipo de instalación y complejidad de la misma” [8]:

- a) Análisis de carga
- b) Calculo de transformadores
- c) Análisis de nivel de tensión requerido
- d) Distancia de seguridad
- e) Cálculos de regulación
- f) Cálculos de pérdidas de energía
- g) Análisis de corto circuito y falla a tierra
- h) Cálculo y coordinación de protecciones
- i) Calculo económico de conductores
- j) Calculo de ductos (tuberías, canalizaciones, canaletas, blindo barras).
- k) Calculo de sistema de puesta a tierra
- l) Análisis de protección contra rayos
- m) Calculo mecánico de estructuras
- n) Análisis de coordinación de aislamiento
- o) Calculo de campos electromagnéticos cercanos a elementos de alta tensión o corrientes, donde desarrollen actividades rutinarias los seres humanos.
- p) Calculo de iluminación
- q) Especificaciones de construcción complementarios a los planos incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales.
- r) Justificación técnica de la desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido.
- s) Diagramas unifilares
- t) Planos eléctricos de construcción
- u) Demás estudios que el tipo de instalación requiera el proyecto para su Correcta y segura operación.

5.1.1. Análisis de Carga

Uno de los parámetros que determinan las especificaciones de diseño es la característica de la carga, la cual define las propiedades de las redes del sistema de distribución lo que se puede decir que es la determinante ya que esta existe y no se le pueden hacer modificaciones como las que se le pueden hacer al sistema de distribución en si para ajustarse a las necesidades de dicha carga.

Un estudio de las cargas y sus características abarca no solamente los diversos tipos de aparatos que se usan y su agrupación para conformar la carga de un consumidor individual, sino también el grupo de consumidores que integran la carga en una zona. En el presente proyecto la carga corresponde a cargas de tipo residencial, las cuales no tienen una mediana concentración de carga. [8]

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, entre los cuales destacan:

- a) Localización geográfica
- b) Tipo de utilización de la energía
- c) Dependencia de la energía Eléctrica (Confiabilidad)
- d) Efecto de la carga en el sistema de distribución (Ciclo de las cargas)
- e) Tarifas

5.1.1.1. Demanda máxima por Usuario

De acuerdo al artículo 220-16 de la NTC2050. Calculo opcional en viviendas multifamiliares o grupos de viviendas, Para determinar la demanda máxima diversificada expresada en kVA. [9]

$$Dm = 32 \text{ kVA/m}^2 * \text{Area} + 1500\text{kVA} + 1500 \text{ kVA} \quad (1)$$

De acuerdo a la metodología para la determinación de la demanda máxima presentada en la sección 1.5 de la norma de ENELAR se aplicara los siguientes factores: [10]

$$S_r = [S_m + (D_m - S_m) * F_d] * N \quad (2)$$

Sr: Carga demandada sector residencial

Sm: carga aparato mayor potencia

A: área del terreno

N: número de usuarios

Fd: Factor de demanda

5.1.2. Calculo de transformadores

Los transformadores de distribución son los equipos encargados de cambiar la tensión primaria a un valor menor de tal manera que el usuario pueda utilizarla sin necesidad de equipos e instalaciones costosas y peligrosas. En si el transformador de distribución es la liga entre los alimentadores primarios y los alimentadores secundarios.

La conexión del transformador trifásico es uno de los puntos de mayor interés cuando se trata de seleccionar un transformador para un sistema de distribución de energía eléctrica. Las opciones que se le presentan al ingeniero que diseñara dicho sistema, son en forma general entre seleccionar transformadores con neutro flotante o con neutro aterrizado. El transformador con neutro flotante es una necesidad cuando el sistema primario es trifásico tres hilos y el de neutro aterrizado cuando se trata de un sistema trifásico cuatro hilos.

5.1.2.1. Cálculo de la Demanda Máxima Diversificada Proyectada

De acuerdo al artículo 220-37 de la NTC2050. Calculo opcional en viviendas multifamiliares o grupos de viviendas, según la reglamentación de las empresas locales de energía se permite calcular la capacidad de un transformador, una acometida o un alimentador para edificaciones multifamiliares o grupo de viviendas, de acuerdo con las tablas o métodos establecidos por las empresas locales de suministro de energía. Dado que la empresa no tiene un método propio para proyectar la demanda diversificada se usara una comparación de 3 empresas para la determinación de este tipo de demanda por consiguiente se aplicaran las siguientes ecuaciones que se describe a continuación. [9]

ENERTOLIMA	ESSA	CENS
$F_d = \frac{UN * Kva - \min}{\text{Constante}(UN - 1) + Kva - \min}$ <p style="text-align: center;">(3)</p>	$F_d = \frac{1}{0.2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-n}{6}\right)}}$ <p style="text-align: center;">(4)</p>	$F_d = \left(\frac{1}{A * N + B} + C \right) * N$ <p style="text-align: center;">(5)</p>
FD: factor de diversidad. UN: número de usuarios. kVA-min: potencia mínima por estrato socio-económico. Constante: 0,5506 kVA-MIN: 1,80	N: número de usuarios [11]	N = Número de usuarios residenciales A:1.30 B:3.51 C: 0.28 [12]

Tabla 1 demanda diversificada para estrato 1

Sin embargo para la zona urbana con estratos 1 y 2 la demanda máxima por cada usuario puede ser estimada como se indica a continuación:

$$D_{\max} = \frac{S_r}{F_{d\text{resi}}} \quad (6)$$

D_{max}: demanda máxima por usuarios
 F_{dresi}: factor diversificado residencial

- En el caso de la empresa CENS esta fórmula aplica directamente la demanda diversificada por ende la formula anterior no se usa para esta empresa.

Para este proyecto se tomara una tasa vegetativa del 3% anual y se realizara la proyección a 8 años según la ecuación:

$$DMP = KVA \times (1 + tv)^n \quad (7)$$

Donde n son los años de proyección
 tv: porcentaje de tasa vegetativa de anual [10]

5.1.3. Análisis de nivel de Tensión Requerido

Los sistemas eléctricos tiene tan diversos niveles de tensión como tipos de carga reconocer este tipo de carga e identificar la red necesaria para alimentar el proyecto es el punto inicial del proceso de diseño.

El Operador de Red podrá especificar un nivel de tensión de conexión diferente al solicitado (artículo 4.4.1 Resolución CREG 070/98). Donde establece el servicio residencial con un nivel de tensión 208/120 ya que la configuración de baja tensión es trifásico tetra filar en media tensión a 13200 v. [12]

5.1.4. Distancias de Seguridad

La norma establece las distancias mínimas entre las edificaciones y las redes de distribución de energía eléctrica, de tal manera que se garantice la seguridad de las personas y los bienes así como la calidad del servicio. De la misma manera se establecen las distancias entre las redes y los anuncios, vallas, antenas, chimeneas o cualquier otro elemento que se ubique sobre las edificaciones

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

Las distancias horizontales se toman desde la fase más cercana al sitio de posible contacto. [13]

- Distancias mínimas de aislamiento

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas. (Figura 5 del RETIE)	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 5 del	115/110	2,8
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3

RETIE)	<1	1,7
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 5 del RETIE)	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6

Tabla 2 Distancias de seguridad

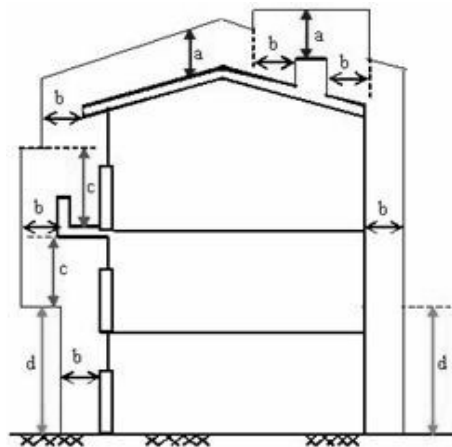


Figura 11 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

5.1.5. Calculo Económico de Conductores

En general, el cálculo de un cable se basa en requerimientos técnicos, teniendo en cuenta los posibles problemas que pueden acontecer durante su vida útil. Esto se realiza a partir de tres criterios: el de capacidad de corriente, que asegura la posibilidad de transmitir potencia suficiente en régimen permanente; el de caída de tensión, que asegura que se mantenga entre los valores requeridos por la Normativa aplicable; y el de cortocircuito: que asegura que el cable resiste la condición de cortocircuito un tiempo lo suficientemente largo para que la

protección asociada al cable actué. La combinación de estos tres cálculos nos da la solución técnica.

Sin embargo, existe un cuarto criterio que debería ser considerado en ciertas ocasiones, el criterio económico, y que es aquel que tiene en cuenta las pérdidas térmicas en la vida útil esperada de la instalación. La aplicación de este cuarto criterio puede ser importante con vistas a obtener un diseño que sea aceptable desde un punto de vista económico y energético. [14]

5.1.6. Parámetros Eléctricos

5.1.6.1. Resistencia Eléctrica

La resistencia eléctrica total de una línea se calcula mediante la siguiente expresión:

$$RT = R_{km} * LT \quad (8)$$

Donde:

- RT = es la resistencia total de la línea (Ω).
- R_{km} = es la resistencia por kilómetro de conductor (Ω/km).
- LT = longitud total de la línea (km). [10]

5.1.6.2. Reactancia Inductiva

La reactancia inductiva por km, ' XL ', viene dada por la fórmula siguiente:

$$XL = 2\pi fL [\Omega Km] \quad (9)$$

Donde:

- f = frecuencia (Hz).
- L = es el coeficiente de inducción, que a su vez viene dado por la expresión:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\sqrt{\frac{D_{eq}}{R_{MG}}} \right) [Hm] \quad (10)$$

Donde:

Deq: es la distancia media geométrica entre fases dada por:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{23} * D_{13}} \quad (11)$$

RMG: es el radio medio geométrico del conductor (mm). [10]

5.1.7. Cálculos de Regulación

La caída de tensión en el conductor se origina debido a la resistencia eléctrica al paso de la corriente. Esta resistencia depende de la longitud del circuito, el material, el calibre y la temperatura de operación del conductor. El calibre seleccionado debe verificarse por la caída de tensión en la línea. Al suministrar corriente a una carga por medio de un conductor, se experimenta una caída en la tensión y una disipación de energía en forma de calor. [10]

La regulación de voltaje se calcula aplicando la siguiente metodología.

$$R\% = \frac{FC \cdot KgM}{VI^2} \quad (12)$$

Donde:

Fc = Factor de corrección.

Se establece de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito según la siguiente tabla:

Tipo de subestación	monofásica	Tipo de red Bifilar ff	Trifilar FFN
monofásica	8	2	2
trifásica	6	1,732	2,25

Tabla 3 tipos de conexión

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

KG = Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula como

VL = Voltaje de línea (V).

$$KG = (r \cos\phi + XL \sin\phi)(13)$$

Donde:

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

ϕ = Angulo del factor de potencia de la carga.

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

5.1.8. Cálculos de Pérdidas de Energía

Las pérdidas de potencia y energía se pueden calcular en porcentaje por tramo de red, garantizando que no excedan los requerimientos de la norma.

El porcentaje de potencia perdida en la red está dada por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada y se calcula según la siguiente expresión: [10]

$$\Delta P(\%) = \frac{100 * M * R}{V^2 * \cos\phi} \quad (14)$$

En donde

M = momento eléctrico en KVA

R = resistencia por unidad de longitud

Φ = Angulo del factor de potencia de la carga

VL = tensión de línea en voltios

Independientemente del origen de la energía eléctrica, hay factores macro ambientales que no se tienen en cuenta como las pérdidas producidas en los transformadores para elevar la tensión para transportarla, en los cables, y en los transformadores para bajar la tensión para inyectarla en la red pública.

5.1.9. Corriente de falla a tierra

Las diferentes corrientes de falla simétrica estas deben ser suministradas por el Operador de Red donde este establece el valor máximo de corriente y el tiempo de despeje de la misma; de acuerdo con lo anterior la empresa de energía ENELAR E.S.P. establece la corriente de falla en 1 kA y el tiempo de despeje en 100 ms.

5.1.10. Cálculo y coordinación de protecciones

Los sistemas de distribución están directamente ligados a los usuarios y por lo tanto, estos sistemas juegan un papel muy importante en la confiabilidad percibida por estos. El mejoramiento y optimización de los sistemas de protección permiten, de manera muy efectiva, reducir las interrupciones en el servicio.

Para diseñar las protecciones de un sistema de distribución deben tenerse en cuenta tres consideraciones principales:

1. Dónde instalar los dispositivos de protección.
2. Cómo calcular los ajustes de dichos dispositivos.
3. Cómo lograr una adecuada coordinación entre dichos dispositivos.

Las etapas de planeación, diseño y operación de los sistemas de distribución son esenciales para proveer las redes con los elementos necesarios para maximizar su confiabilidad, tal como la utilización de equipos de seccionamiento, equipos de protección, elementos de medida, uso de conductores apropiados para las fases y la realización de las inspecciones periódicas de la red. [15]

Confiabilidad

El Sistema de protección debe siempre operar correctamente. La confiabilidad se refiere a la capacidad de la protección de no solo operar correctamente ante la presencia de una falla, sino de garantizar que no ocurran operaciones indeseadas para fallas externas a su zona de operación.

Los sistemas de protección son en conjunto mecanismos y procedimientos que ayudan a que el sistema de distribución cuente con un buen nivel de confiabilidad; por lo tanto las protecciones deben: [16]

Todos los usuarios de la red eléctrica (residencial, industrial, institucional, comerciales, etc.) dependen de la disponibilidad de energía. Cada uno de estos usuarios sufre consecuencias diferentes en caso de una ausencia de energía; por ejemplo el residencial “solo” pierde la facilidad de usar los equipos domésticos pero los industriales se ven enormemente afectados pues se detienen sus procesos productivos con los correspondientes perjuicios económicos.

Selectividad

La selectividad consiste en la capacidad del sistema de protección en aislar únicamente la porción del circuito que ha sido afectada por una falla. Los diferentes equipos de protección deben operar apropiadamente para que este procedimiento ocurra tan rápido como sea posible.

En la práctica, el análisis de selectividad consiste en determinar los diferentes ajustes (umbrales y retardos) para los equipos de protección, de manera que asegure una compatibilidad en los tiempos de operación entre las protecciones aguas arriba y las protecciones aguas abajo.

Sensibilidad

La sensibilidad se describe como la habilidad de la protección de operar confiablemente ante la menor condición de falla para la cual está programado o construido para operar. Por ejemplo, un relé de sobre corriente debe operar ante la menor condición de falla esperada en el sistema.

Velocidad

La velocidad es la habilidad de la protección de operar en el tiempo requerido. Esta característica es muy importante ya que tiene relación directa con la cantidad de daño que puede producirse en los equipos, y en general en el sistema, debido a la falla, por lo que el fin ultimo

5.2.9.1 Calculo de los Fusibles

De acuerdo con la norma de la NTC 2797 en el numeral 3.4.2.1 la máxima duración de la corriente de cortocircuito para transformadores Categoría I (15 a 500 kVA trifásicos) está dada por la expresión: [18]

$$t = \frac{1250}{I^2} \quad (15)$$

Donde:

t = duración del corto en segundos.

I = I_{cc} = corriente corto simétrica en múltiplos de la corriente nominal.

U_z = Impedancia del Transformador.

$$I_{ccfuse} = \frac{1}{U_z} \quad (16)$$

Los fusibles según el tiempo de despeje de falla se clasifica en los tipos H, K, y T, siendo el tipo H el más rápido, y el tipo T el más lento; Para determinar la corriente en media tensión usamos la fórmula:

$$I_{np} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot V_p} \quad (17)$$

Donde:

I_{np}= Corriente nominal primario en A.

S_n= Capacidad nominal del transformador en kVA.

V_p= Tensión primario en Línea

5.2.9.1.1 Capacidad térmica

La característica de capacidad térmica sufre algunos desplazamientos dependiendo de la magnitud de la corriente, la impedancia del transformador y el tipo de conexión.

Corriente	Tiempo
111,8 I _n	0,1 s
25,0 I _n	2 s

11,3 In	10 s
6,3 In	30 s
4,75 In	60 s
3,0 In	300 s
2,0 In	1 800 s

Tabla 4 Capacidad termina por tiempo

5.2.9.1.2 Capacidad Para Soportar Corriente De Conexión Del Transformador

Cuando un transformador se energiza, existe una corriente de excitación cuya magnitud viene definida por el flujo residual en el núcleo del transformador y el punto de conexión en la curva de tensión. [17]

Corriente	Tiempo
25 In	0,01 s
12 In	0,1 s
5 In	1,0 s
3 In	10,0 s

Tabla 5 Relación de curva corriente-tiempo

5.2.9.1.3 Capacidad de Sobrecarga

La expectativa de vida normal de un transformador es una referencia convencional que se basa en considerar su funcionamiento en servicio continuo con su carga nominal, en un medio ambiente cuya temperatura es de 20°C y con una sobreelevación de temperatura del punto caliente de 78°C (temperatura 98°C). Si este valor se supera debe esperarse una reducción de la vida especificada en la NTC 2482. [18]

Corriente	Tiempo
1.95* In	1h
1.69 *In	2 h
1.48 *In	4 h

1.33 *In	8 h
1.157*In	24 h

Tabla 6 Relación de curva corriente-tiempo

5.2.9.2 Calculo de los DPS

Para determinar los DPS se debe aplicar determinando la tensión nominal de acuerdo a la norma NTC 2878 en el numeral 3.2.1 que permite obtener las características de operación. [20]

- Determinación de la tensión continua de operación (VOC)

$$\mathbf{VOC} = \frac{\mathbf{Vmr}}{\sqrt{3}} \quad (18)$$

Donde

Vm= tensión máxima del sistema.

- Determinación de una tensión preliminar basada en la tensión continúa de operación.

$$\mathbf{Vo} = \frac{\mathbf{VOC}}{\mathbf{Ko}} \quad (19)$$

Donde

Vo= tensión preliminar

Ko= Factor de diseño del pararrayo propio del fabricante

- Determinación de sobretensión temporal en falla a tierra.

$$\mathbf{VTG} = \mathbf{Ke} * \mathbf{VOC} \quad (20)$$

Donde

VTG=sobretensión temporal en falla a tierra

Ke= Factor de falla a tierra que depende de la relación Xo/X1

- Selección de otra tensión nominal preliminar basad en la sobretensión temporal en falla a tierra

$$V1 = \frac{VTG}{K1} \quad (21)$$

Donde

V1= tensión preliminar

K1= capacidad de la sobretensión temporal del pararrayo expresada como múltiplo de la tensión nominal.

5.1.11. Diseño Del Sistema De Puesta A Tierra

El Reglamento Técnico para Instalaciones Eléctricas RETIE, en revisión más reciente a la norma NTC 2050 establece en el artículo 15 del capítulo de Puestas a tierra y de acuerdo a la IEEE80 que toda instalación eléctrica cubierta en dicho reglamento debe disponer de un sistema de puesta a tierra (SPT), en tal forma que cualquier punto accesible a las personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidas a tensiones de paso o de contacto que superen los umbrales de soportabilidad, cuando se presente una falla, y se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima corriente que pueden soportar, debida a la tensión de paso o de contacto y no el valor de la resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente.

Un bajo valor de resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir el máximo potencial de tierra, por tanto al diseñar un sistema de puesta a tierra, es fundamental determinar tensiones máximas aplicadas al ser humano en caso de falla.

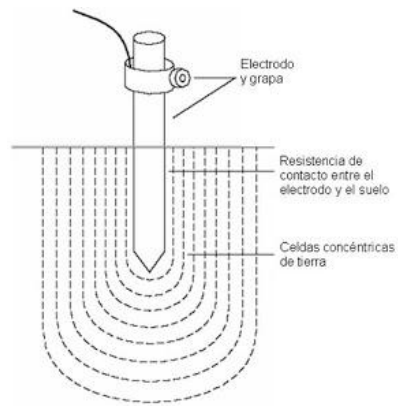


Figura 12 Diseño de puesta a tierra básico

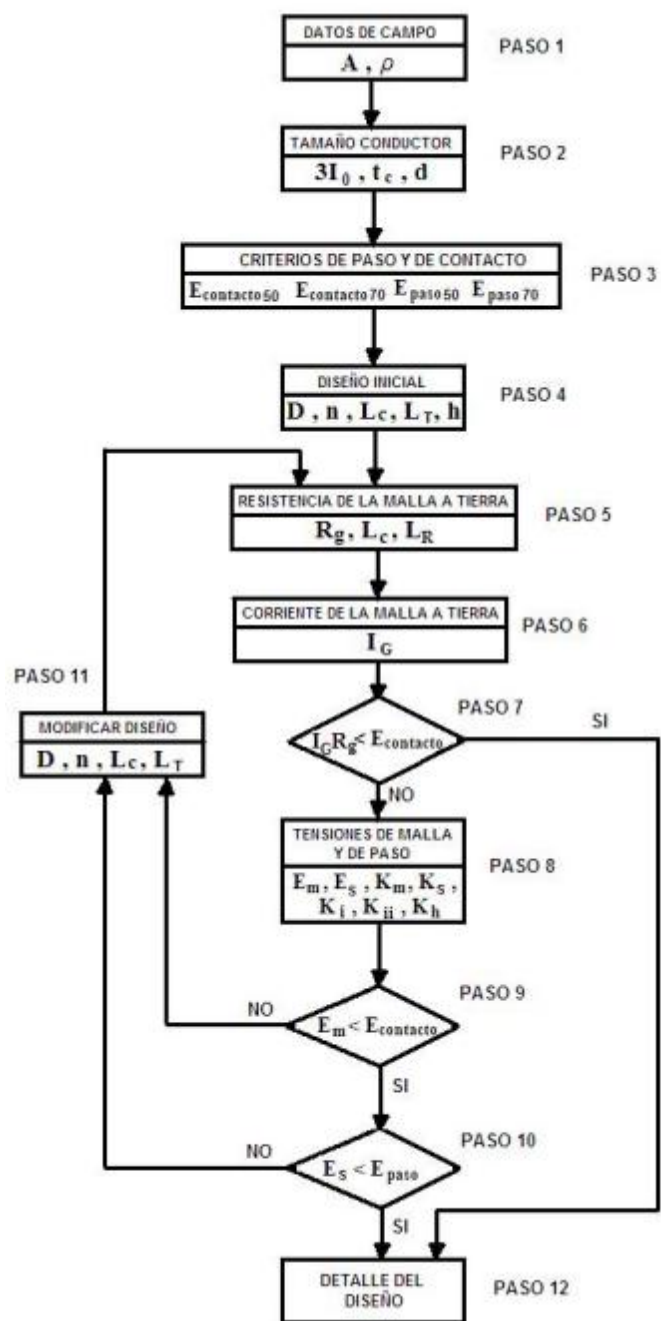


Figura 13 Diagrama de flujo para el cálculo de la malla de puesta a tierra Fuente: IEEE 80 – 2000 [16]

5.1.11.1. Tensiones de paso y contacto permisibles

5.1.11.1.1. Tensión de paso.

Es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (22)$$

Donde:

- E_p = Tensión de Paso Permisible en voltios.
- ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno en (Ω -m).
- t = Duración máxima de falla en segundos.

5.1.11.1.2. Tensión de contacto.

Es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que se pueda ser tocado simultáneamente por una persona; su valor permisible está dado por:

$$E_p = \frac{165 + 0,25 \cdot \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (23)$$

Donde:

E_t = Tensión de Contacto Permisible en voltios.

5.1.11.1.3. Selección del conductor de la Malla de puesta a tierra.

Para calcular la sección del conductor se aplica la siguiente ecuación:

$$A_c = \frac{1}{\sqrt{\frac{T_{cap} \cdot 10^{-4}}{T_c \cdot \beta \cdot \rho_r} \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} \quad (24)$$

En donde:

- A_c = Área de la sección transversal del conductor en mm².

- I = Corriente del conductor en (kA RMS).
- Tm= Máxima temperatura permisible en (°C)
- Ta = Temperatura ambiente (°C).
- β= Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura.
- Ko= Coeficiente térmico de resistividad a 0°C.
- Rr = Resistividad del conductor de tierra a la temperatura Tr (micro ohmios - cm)
- Tc= Tiempo que fluye la corriente de falla en segundos
- Tcap= Factor de capacidad térmica dado en la tabla 1, página 42 del estándar 80-2000 de IEEE.8

5.1.11.1.4. Tensiones Reales de Paso y de Contacto.

La tensión de paso real en una subestación está dada por:

$$E_p = K_s * k_i * \frac{\rho I}{L} \quad (25)$$

En donde:

- Ep = Tensión de paso real en voltios.
- ks = Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla.
- ki = Coeficiente de irregularidad del terreno.
- ρ = Resistividad del suelo (Ω-m).
- I = Corriente máxima de falla (Amp).
- L = Longitud total del conductor (m).

La tensión de contacto real está dado por:

$$E_t = K_m * k_i * \frac{\rho I}{L} \quad (26)$$

Donde:

Et = Tensión de contacto en voltios.

km = Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

5.1.11.1.4.1. Determinación de los coeficientes k_m , k_i , k_s .

Para la determinación de los coeficientes es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones: [16]

- A= Longitud de la malla (m).
- B= Ancho de la malla (m).
- L= Longitud total del conductor (m).
- n= Número de conductores en paralelo de longitud A.
- m= Número de conductores en paralelo de longitud B.
- D= Espaciamiento entre conductores (m).
- h= Profundidad de enterramiento (m).
- d= Diámetro del conductor (m)

Donde:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln\left(\frac{D^2}{16h}\right) + \frac{1}{\pi} \ln\left(\frac{3}{4} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8}\right) \quad (27)$$

n-2 términos

$$K_i = 0.65 + 1,72 n \quad n \leq 7 \quad (28)$$

$$K_i = 2 \quad n \geq 7 \quad (29)$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} \dots \right) \quad (30)$$

5.1.11.2. Valor de la Resistencia de la Malla

Se emplea la ecuación (52) de la página 65 estándar 80-2000 de la IEEE.

$$R_g = P \left(\left(\frac{1}{Lc} + \frac{1}{\sqrt{20Am}} \left(1 + \left(\frac{1}{1+H\sqrt{\frac{20}{Am}}} \right) \right) \right) \right) \quad (31)$$

Donde:

- RG= Resistencia de la Tierra.
- P= Resistividad del piso.
- Lc= Longitud total de los conductores de la malla.
- Am= Área de la malla.
- H= Profundidad de conductores de la malla.
- Nv= Número de varillas a enterrar.
- R= Longitud de la varilla.
- D= Espaciamiento entre conductores.

5.1.11.3. Corriente de la Malla.

De la ecuación (73) Pág. 78 estándar 80-2000 de la IEEE.

$$I_g = S_f * 3I_o \quad (32)$$

De acuerdo con la ecuación (64) Pág. 73, estándar 80-2000 de la IEEE.

$$IG = S_f * D_f * I_g * S_f \quad (33)$$

Donde:

- IG= Máxima corriente de la malla en amperios.
- Cp = Factor de proyección
- Df = Factor de decremento.
- Ig = Corriente simétrica RMS de falla a tierra en amperios.

5.1.11.4. Comparaciones de tensión

$$GPR = IG \times RG \quad (34)$$

Donde:

GPR= Gradiente de Potencial de resistencia de tierra.

5.1.11.5. Medición De La Resistividad Del Suelo

Este dispositivo consta de cuatro electrodos, A, B de emisión y M, N de medición, dispuestos en línea recta, cada electrodo está separado a una distancia “a”, la cual es la misma entre todos electrodos. Para poder determinar la simetría entre los diferentes electrodos, se debe escoger un punto de referencia “0” del sistema, este punto también es denominado “punto de exploración”, puesto que dependiendo de las condiciones del terreno, la distancia entre los electrodos de emisión, la frecuencia del equipo de medición, etc., este punto llegará a ser el punto de máxima exploración. [17]

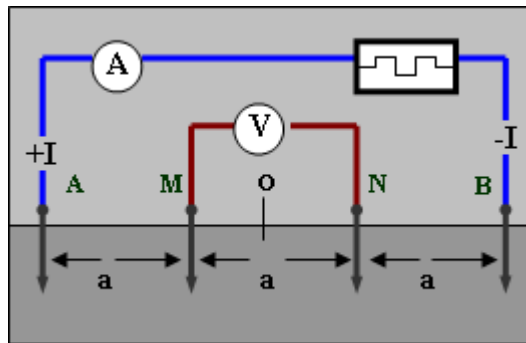


Figura 14 Esquema del dispositivo simétrico de Wenner

5.1.12. Nivel De Aislamiento De Una Línea

Hay dos métodos para el cálculo del nivel de aislamiento: Un método convencional que es utilizado para tensiones menores a 300 kV y un método estadístico que es utilizado para tensiones mayores a 300 kV. Como la subestación a diseñar es de media tensión, se utilizará el método convencional

Se aplica un factor de seguridad (KI) para relacionar el NPR y el BIL. Este factor tiene un rango entre 1.2 y 1.4 siendo 1.25 un valor normalmente aplicado. Para niveles de tensión inferiores a 52kV, el valor KI más utilizado es 1.4.

Se aplica un factor de seguridad KM para relacionar el NPM y el BSL. Donde KM =1.15.

Existe un factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL y que depende del medio aislante así:

Equipos sumergidos en aceite, $K=0.83$

Equipos aislados al aire, $K=0.6$ a 0.75 .

A continuación se escribe el procedimiento general para determinar el BIL de un equipo. Este procedimiento es válido para alturas inferiores a 1000 metros sobre el nivel del mar.

- Obtener el NPR y el NPM del descargador.
- Determinar el KI y el KM deseados.
- Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso atmosférico: $BIL=KI \cdot NPR$.
- Elegir el valor normalizado por encima del BIL encontrado, obteniéndose así el BIL normalizado del equipo en consideración (BILN).
- Obtener el nivel mínimo de aislamiento al impulso de maniobra: $BSL=K \cdot BILN$.
- Obtener la relación entre BSL y NPM: $KF=BSL/NPM$.
- El valor determinado en el paso anterior debe ser mayor o igual a KM: $KF^3 \geq KM$.
- Si no se cumple la anterior relación se debe incrementar el BIL encontrado en el paso 4 en un nivel superior y repetir, con este nuevo valor, los pasos 5 y 6.
- Este incremento del BIL se debe efectuar de modo iterativo hasta obtener el $KF^3 \geq KM$.
- Es suficiente con especificar el BIL del equipo ya que el BSL está directamente relacionado. [21]

5.2. MEMORIAS DE CÁLCULO DISEÑO MECÁNICO

La construcción de una red aérea de distribución rural y en general de una línea de transmisión de energía conlleva la búsqueda de unos objetivos específicos, dentro de los cuales está el brindar un servicio de energía con calidad.

El objetivo principal de los cálculos mecánicos se debe efectuar de tal forma que se realicen los análisis mecánicos de los apoyos de las redes primarias y

secundarias para optimizar los materiales eléctricos a emplear. Adicionalmente a los cálculos eléctricos necesarios para la realización del diseño, se debe tener en cuenta que los componentes de la red de distribución están permanentemente sometidos a la influencia de las variaciones de temperatura y ambiente y a la acción que el viento ejerce sobre los mismos

5.2.1. Parámetros De Diseño Conductores

5.2.1.1. Ecuación de un Hilo (Cable) Tendido entre dos Puntos

Un hilo o cable suspendido (tendido) entre dos puntos adopta la forma de una curva denominada catenaria, cuyas ecuaciones:

$$h = \frac{T}{p} \quad (35)$$

Donde:

- T = tensión del cable en el punto más bajo
- p = peso unitario del cable (peso por unidad de longitud)

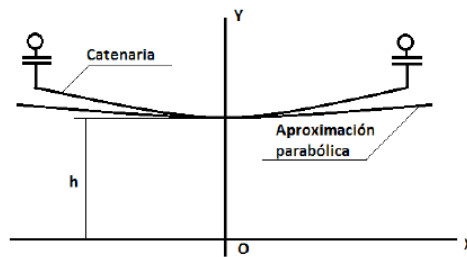


Figura 15 Curva de la catenaria.

5.2.1.1.1. Flecha

La flecha (f) (Figura 14) es la distancia máxima, en un vano de línea aérea, entre el conductor y la recta que une los puntos de fijación a éste, es decir, la ordenada de los puntos A y B cuando $x = a/2$, siendo a la longitud del vano (distancia entre A y B). Por tanto su valor se obtiene haciendo $x = a/2$.

$$f = \frac{a^2 p}{8T} \quad (36)$$

5.2.1.2. Sobrecargas en los Cables

La forma que adopta un conductor tendido entre dos puntos, descrita en la sección 6.1.1 del presente proyecto, se debe a la acción de su propio peso.

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

5.2.1.2.1. Sobrecarga de Viento

Cuando el viento sopla en dirección transversal a la línea, se ejerce una presión (fuerza en cada unidad de superficie) sobre los conductores.

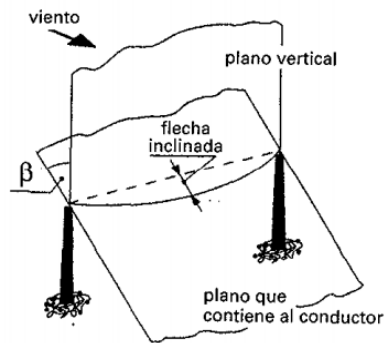


Figura 16 Sobrecarga de Viento

La carga unitaria en un conductor debida a la acción del viento (p_v), es el resultado de multiplicar la presión que actúa sobre el mismo por el diámetro del conductor: [22]

$$p_v = P_v * d \quad (37)$$

Donde:

- p_v = Fuerza o carga unitaria en kg/m en la dirección normal al cable y horizontal.
- P_v = Presión del viento kg/m².
- d = Diámetro del cable en m.

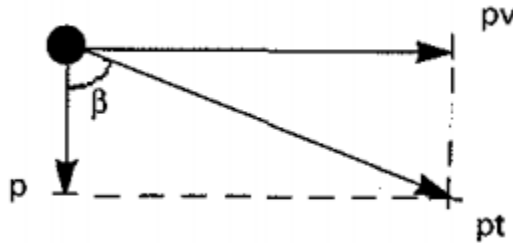


Figura 17 La carga unitaria total con viento.

La carga unitaria total con viento (peso más viento) será:

$$p_t = \sqrt{p^2 + p_v^2} \quad (38)$$

Obsérvese que bajo la acción del viento la flecha calculada es inclinada, en la dirección de p_t : $\tan\beta = p_v/p$ (β : ángulo de oscilación). La flecha vertical es la calculada para p , aunque la que se considera siempre en los cálculos, para todos los efectos, es la flecha inclinada.

DIÁMETRO	PV (kg/m)* D (mm)
$D \leq 16$ mm	$PV = 0,06 * D$
$D > 16$ mm	$PV = 0,05 * D$

Tabla 7 Fuerza del viento por unidad de longitud.

5.2.1.2.2. Sobrecarga de Hielo

Existen zonas en las que las condiciones meteorológicas y la temperatura, determinan la formación de un manguito de hielo alrededor de los conductores. En consecuencia el peso del conductor se ve incrementado en el peso del manguito de hielo.

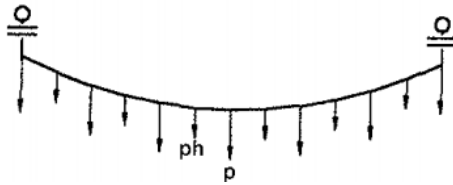


Figura 18 Incremento del peso del conductor.

Siendo ph el peso unitario del manguito de hielo, el peso total debido al propio cable más el manguito de hielo, será:

$$pt = p + ph \quad (39)$$

ZONA	PH (kg/m) D (mm)
B	$ph = 0,18 * (D)^{1/2}$
C	$ph = 0,36 * (D)^{1/2}$

Tabla 8 Peso del hielo por unidad de longitud

5.2.1.2.3. Acción de la Temperatura sobre los Conductores

Si suponemos que los conductores de una línea se tienden a la temperatura de 20°C, que es la ideal para esta operación, posteriormente podrá ocurrir que:

- La temperatura aumente, con lo cual los conductores se alargan, disminuyendo la tensión y aumentando la flecha: hay que asegurarse en el cálculo de que para una temperatura máxima, que se fija en un valor de 70°C, la flecha no supere un valor máximo.
- La temperatura disminuya, con lo que los conductores se acortan, aumentando la tensión. En este caso el cálculo debe asegurar que la tensión máxima no supere el límite establecido
- Otro valor crítico es el de flecha mínima, en la hipótesis de temperatura mínima de la zona y sin sobrecarga: el motivo es que algunos apoyos pueden quedar en situación de sollicitación ascendente, con el peligro de ser arrancados del suelo.

5.2.1.2.4. Ecuación de Cambio de Condiciones

La ecuación de cambio de condiciones (ecc) relaciona dos estados diferentes de un cable tendido entre dos puntos. Es decir:

Para un cable dado, tendido en un vano de longitud dada, si conocemos la tensión (y/o flecha) a una temperatura y una sobrecarga inicial (estado inicial), podemos conocer la tensión (y/o flecha) a otra temperatura y otra sobrecarga (estado final).

Llamaremos:

- L_0 = Longitud del cable tendido en el estado inicial (m).
- L = Longitud del cable tendido en el estado final (m).
- P_{t0} = Peso unitario total del cable en el estado inicial (kg/m).
- P_t = Peso unitario total del cable en el estado final (kg/m).
- t_0 = Temperatura del cable en estado inicial (°C).
- t = Temperatura del cable en estado final (°C).
- T_0 = Tensión del cable en estado inicial (kgf).
- T = Tensión del cable en estado final (kgf).
- a = Longitud horizontal del vano (m).
- δ = Coeficiente de dilatación lineal del cable (°C-1).
- S = Sección del cable (mm²).
- E = Módulo de elasticidad del cable (kg/mm²).

$$A = SE\left[\delta(t - t_0) + \frac{a^2 \cdot P_t^2}{24 \cdot T_0^2}\right] - T_0 \quad (40)$$

$$B = SEa^2 \frac{P_t^2}{24} \quad (41)$$

Y la expresamos de la siguiente forma práctica:

$$T^2[T + A] = B \quad (42)$$

Esta ecuación, de tercer grado, se resuelve por aproximaciones sucesivas: se da un valor a la incógnita T que parezca apropiado, se sustituye y se verifica si cumple la igualdad; si la cumple es la solución, si no, daremos otro(s) valor(es) hasta encontrar la solución.[19]

5.2.1.3. Vano Ideal de Regulación

Si el cálculo de las tensiones y flechas se hiciese de modo independiente para cada uno de los vanos del tramo, en función de las diferentes longitudes de los vanos, habría que tensar de manera distinta en vanos contiguos, pero como los cables cuelgan de cadenas de aisladores de suspensión, las diferencias de tensión quedarían automáticamente anuladas por las inclinaciones que en sentido longitudinal tomarían dichas cadenas, cuya posición correcta es precisamente vertical y no inclinada. [22]

El vano ideal de regulación a_r puede calcularse mediante la fórmula siguiente:

$$a_r = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n}} \quad (43)$$

En la que $a_1, a_2, a_3, \dots, a_n$ son las diferentes longitudes de los vanos que forman una determinada alineación comprendida entre dos postes de anclaje.

Donde:

- a_r = longitud del vano ideal de regulación.
- a = longitud de cada uno de los vanos del cantón.
- n = número de vanos del cantón.

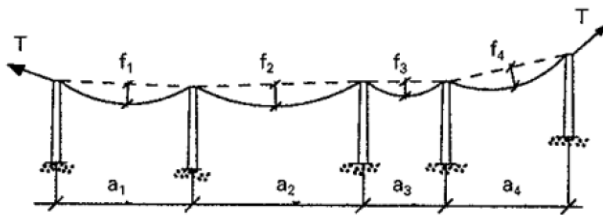


Figura 19 Longitudes de los vanos (a_n).

5.2.2. Calculo Mecánico

5.2.2.1. Hipótesis de Diseño para Líneas

Las temperaturas ambiente mínima y máxima de la zona fueron consultadas en los anuarios meteorológicos del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM) (Sección 3.1, tabla 3 del presente proyecto). La velocidad del viento, Tensión mecánica de operación y factores de seguridad para cada hipótesis se tomaron en base a la Norma ENELAR E.S.P.

	VELOCIDAD DEL VIENTO	TEMPERATURA DEL CONDUCTOR	TENSIÓN MECÁNICA
CONDICIÓN NORMAL O DIARIA	0	Temperatura ambiente	Máxima 25% de la tensión de rotura
CONDICIÓN EXTREMA DE TRABAJO MECÁNICO	80 km/h	Temperatura ambiente mínima de zona donde se instala el conductor	Máximo 50% de tensión de rotura
CONDICIÓN EXTREMA DE FLECHA	0	Temperatura máxima del conductor	

Tabla 9 Hipótesis de diseño para las líneas

5.2.2.2. Distancias

5.2.2.2.1. Distancia de los Conductores al Terreno

Los conductores desnudos de una línea de M.T. han de quedar situados por encima de cualquier punto del terreno o superficie de agua no navegable, a una altura mínima de:

$$DT = 5,3 + \frac{U}{150} \text{ (m)} \quad (44)$$

Con una distancia mínima de 6 m.

Donde:

- U = tensión en kV.

5.2.2.2.2. Distancia entre Conductores y Apoyos

Es una de las distancias que más hay que cuidar desde el punto de vista de la seguridad.

La separación mínima entre conductores y sus accesorios en tensión, y los apoyos, no será inferior a:

$$DA = 0,1 + \frac{U}{150} \quad (45)$$

Con un mínimo de 0,2 m.

Donde:

- U = tensión en kV.

5.2.2.3. Factores De Seguridad

Para el diseño mecánico de las estructuras y demás elementos que hacen parte de las redes de distribución, Se consideran cargas normales: las cargas de ángulo, las cargas de viento (con velocidad de viento promedio de la zona donde se desarrollará el proyecto) y las cargas longitudinales de las estructuras terminales. Se han de tener en cuenta los siguientes factores de seguridad:

DESCRIPCIÓN	FACTOR
Postería de concreto	2,5
Estructura Metálica	1,5
Cargas Verticales	1,1
Cargas Horizontales	2,0
Cargas ángulo	1,5
Cables para templetes	1,5
Anclajes para templetes	2,0
Herrajes	3
A la flexión para espigos	1,5

Tabla 10 Factores de seguridad redes de distribución

Los anteriores factores se aplican para condición normal. En caso de condición anormal, el factor de sobrecarga para los diferentes tipos de carga es de 1,25, excepto para cargas verticales.

5.2.2.4. Esfuerzos

- Verticales: Corresponde al peso propio de los apoyos, conductores, cables de guarda, crucetas, aisladores, herrajes, empuje vertical de templetes, equipos y otros. En todos los puntos de cálculo que intervengan esfuerzos verticales, se supondrá una carga adicional de 100 kg por carga viva.
- Por tensiones desequilibradas: Los origina la diferencia de tensión horizontal en una estructura de los conductores de los vanos adyacentes, por lo tanto su acción es en el sentido longitudinal de la línea. [23]
- Por cambio de dirección: Los originan los cambios de dirección en el conductor en los apoyos de ángulo. Su sentido de aplicación se considera en el sentido de la bisectriz.
- Por levantamiento: Se presenta en apoyos localizados en puntos topográficos bajos con respecto a los dos apoyos que lo comprenden. Estos esfuerzos no se admitirán en apoyos de alineamiento. En apoyos de ángulos y retención se evitarán en lo posible, pero de presentarse no serán superiores al 10% del peso total de la estructura.

6.2.2.2.1 Esfuerzo Transversal Producido por el Viento Sobre la Apoyo

Este esfuerzo es producido por la presión que ejerce el viento sobre la superficie del apoyo y está definido axial:

$$MP = CP * HP \text{ (kg * m)} \quad (46)$$

- CP = carga ejercida por el viento sobre el apoyo, en kg.
- HP = punto de aplicación de la carga CP, en m.

La carga que ejerce el viento y el punto de aplicación de dicha carga sobre el poste, matemáticamente se expresan así:

$$CP = 0,0042 * VV^2 * \frac{d1+d2}{200} * h \text{ (kg)} \quad (47)$$

$$HP = \frac{h}{3} * \left[\frac{d1+2*d2}{d1+d2} \right] \text{ (m)} \quad (48)$$

Donde:

Adicionalmente la longitud de empotramiento del poste está definido por la siguiente ecuación:

$$HE = \frac{1}{10} * H_{\text{poste}} + K \text{ (m)} \quad (49)$$

Donde:

- HE = Longitud de empotramiento.
- H_{poste} = Longitud total del poste (m).
- K = 0,40 para áreas urbanas y 0,60 para áreas rurales

La longitud del poste sobre el terreno se calcula de la siguiente manera:

$$h = H_{\text{poste}} - HE \quad (50)$$

5.2.2.4.1. Esfuerzo Transversal Producido por el Viento Sobre los Conductores

Este esfuerzo es el producido por la presión del viento sobre la superficie de cada uno de los conductores. La ecuación presentada es:

$$MV = CV * N * HC \text{ (kg * m)} \quad (51)$$

Donde:

- CV = carga ejercida por el viento sobre los conductores, en kg.
- N = número de conductores al mismo nivel sobre el terreno (3).
- HC = altura de los conductores sobre el terreno, en m (12m).

La carga que ejerce el viento sobre los conductores se expresa así:

$$CV = 0,0042 * VV^2 * \emptyset * aV \text{ (kg)} \quad (52)$$

Donde:

- VV = velocidad del viento para la condición más desfavorable, en km/h (80 km/h).
- \emptyset = diámetro del conductor, en m (0,0143m).
- aV = vano viento, en m.

5.2.2.4.2. Esfuerzo Transversal Producido por las Desviaciones en la Red

Este esfuerzo es el producido por la tensión que ejercen los conductores sobre los postes, debido al ángulo de desviación de la ruta de la línea. Matemáticamente se expresa de la siguiente manera:

$$MA = CA * N * HC \text{ (kg * m)} \quad (53)$$

$$CA = 2 * Tmax * \text{sen}(\alpha/2) \text{ (kg)} \quad (54)$$

Donde:

- Tmax = Tensión máxima de tendido para la condición extrema de trabajo mecánico, en kg.
- α = ángulo de desviación de la ruta de la red, en grados. [23]

5.2.2.4.3. Esfuerzo Resistente del Poste

$$\mathbf{MR} = \frac{\mathbf{CR \cdot h}}{\mathbf{Fs}} \quad (55)$$

Donde:

- CR = carga de rotura del poste, en kgf.
- h = altura de la aplicación de la carga, en m (12m).
- FS = factor de seguridad.

5.2.2.5. Gráficas de Utilización

Será la representación gráfica de la magnitud de ángulo de desviación en función de la dimensión del vano viento que pueda soportar un apoyo sin necesidad de templetes.

5.2.2.5.1. Gráfica de Utilización para Estructuras

Los esfuerzos mecánicos que deben soportar las estructuras estarán dentro de los límites que satisfagan la siguiente desigualdad:

$$\mathbf{MR} \geq \mathbf{MP} + \mathbf{MV} + \mathbf{MA} \quad (56)$$

5.2.2.5.2. Selección de Estructuras

Para la selección de estructuras hay que tener en cuenta una serie de criterios:

- Empleo de postes ya sea sencillo o en H con base a la curva de utilización; con este criterio se hace la primera selección dependiendo de la longitud del vano y del ángulo de desviación, si lo hay.
- La distancia mínima entre conductores: Este criterio está prácticamente definido en cada tipo de estructura ya que para cada caso está normalizada la longitud de la cruceta.

Longitud del vano. Cada estructura dependiendo de la distancia mínima entre los conductores tiene un vano máximo de utilización

5.3. ALUMBRADO PUBLICO

En el Municipio de Arauca, la prestación del servicio de alumbrado público se realiza a través del Concesionario LUZ DE ARAUCA, mediante contrato suscrito con la Administración Municipal, desarrollando las actividades de expansión, modernización, operación y mantenimiento. Adicionalmente en la expansión de la infraestructura de alumbrado público, participan Urbanizadores y Constructores de nuevos desarrollos.

El reglamento técnico de iluminación y alumbrado público (RETILAP) si bien es una norma que rige todo diseño y principio de iluminación colombiano siendo expedido por los organismos de regulación, para nadie es un secreto que es una adaptación de la norma internacional, por lo que en muchos casos no es aplicable a casos de estudio específicos; esto es evidenciable en el mismo reglamento donde por falta de amplitud en las actividades, remite directamente a la norma norteamericana IESNA lighting handbook por los que presenta así muchos vacíos, pues existen muchas diferencias entre ambas naciones.[21]

5.3.1. Programas De Cálculo

Se ha empleado el programa de cálculo denominado Dialux 4.5 Programa de concepción de proyectos de alumbrado exterior. [24]

5.3.2. Programas Y Herramientas De Diseño

Se ha empleado como herramienta de diseño, en programa de dibujo asistido AutoCAD, para el diseño y realización de los planos. Programa de Word 2013 para escritura y hoja de cálculo Excel 2013.

5.3.3. Requisitos De Diseño

Como se ha expuesto anteriormente, el presente proyecto se origina por la necesidad de reducir el consumo eléctrico y de disminuir drásticamente la contaminación lumínica. Por otra parte la instalación de alumbrado exterior viario, que se proyecta debe cumplir con la normativa vigente y las recomendaciones de los organismos competentes en materia de eficiencia energética y seguridad vial.

5.3.3.1. Requisitos mínimos para el diseño del alumbrado público

Los criterios que se deben tener en cuenta para asignar una clasificación de iluminación están asociados a las características de las vías, siendo las principales: la velocidad de circulación y el número de vehículos de acuerdo a la Tabla 510.1.1 del capítulo 5 del anexo de alumbrado público de la alcaldía de Bogotá.

Clase de Iluminación	Descripción vía	Velocidad de circulación (km/h)		Vías principales y ejes viales.	
M3	Vías principales y ejes viales.	Media	$30 < V < 60$	Media	$250 < T < 500$

Tabla 11 Clases de iluminación para vías vehiculares

La iluminación de estas áreas debe garantizar que los peatones y ciclistas puedan distinguir la textura y diseño del pavimento, la configuración de bordillos, escalones marcas y señales; adicionalmente debe ayudar a evitar agresiones al transitar por estas vías de acuerdo a la tabla 510.1.2 del capítulo 5 del anexo de alumbrado público de la alcaldía de Bogotá. . [25]

DESCRIPCIÓN DE LA CALZADA	CLASE DE ILUMINACIÓN
Utilización nocturna intensa por peatones y ciclistas	P2

Tabla 12 Clases de iluminación para diferentes tipos de vías en áreas peatonales y de ciclistas

Conocidas las características de las vías y sus requerimientos visuales, se deberá asignar la clase de iluminación necesaria. A cada clase de iluminación se le

establecen los requisitos fotométricos mínimos mantenidos a través del tiempo los cuales se condensan en la Tabla 510.2.1 del capítulo 5 del anexo de alumbrado público de la alcaldía de Bogotá [25]

Clase de Iluminación	Luminancia promedio Lprom (cd/m ²)	Factor de uniformidad Uo Mínimo	Incremento de umbral TI %	Factor de uniformidad longitudinal	SR Mínimo
M1	2	0,4	10	(0,5 a 0,71)	0,5
M2	1,5	0,4	10	(0,5 a 0,71)	0,5
M3	1,2	0,4	10	0,5	0,5

Tabla 13 Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado

El diseño de iluminación debe considerar no solamente las calzadas vehiculares, sino las ciclo rutas y los andenes adyacentes, como componente del espacio público. De acuerdo con los tipos de vías de cada municipio, los sistemas de alumbrado público se deben diseñar y construir con los valores fotométricos como lo establece las tablas 510.3.a. del capítulo 5 numeral 510.3 del anexo de alumbrado público de la alcaldía de Bogotá. [25]

Tipo de vía	Calzadas Vehiculares				Ciclo-rutas		Relación de alrededores		
							En andenes adyacentes	Alrededor sin	
Clase de iluminación	Lprom	Uo	UI	TI	Eprom	Uo	Eprom	Uo	SR
	cd/m ²	≥ %	≥ %	≤ %	luxes	≥ %	luxes	≥ %	%
M3	1,2	40	50	10	15	40	9	33	50

Tabla 14 Requisitos mínimos de iluminación para vías con ciclo rutas y andenes adyacentes

5.3.4. Topologías

5.3.4.1. Central o axial

En las vías de tráfico con mediana de separación entre los dos sentidos de circulación, los puntos de luz se implantarán en columnas o báculos de doble brazo, situados en la mediana central, cuando la anchura de ésta esté comprendida entre 1 y 3 m.

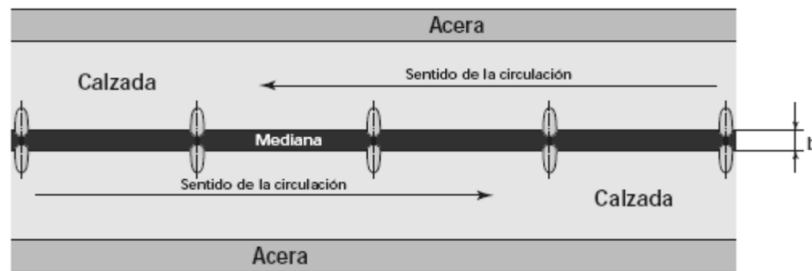


Figura 20 Central o axial

Para anchuras de medianas superiores a 3 m. no se utilizarán báculos dobles. En cualquier caso, la disposición se estudiará como si se tratara de dos calzadas independientes, dando lugar a las implantaciones de las figuras siguientes, en este caso se puede incitar a los conductores de los vehículos para que circulen permanentemente por el carril de tráfico más próximo a la mediana (carril de la izquierda). [25]

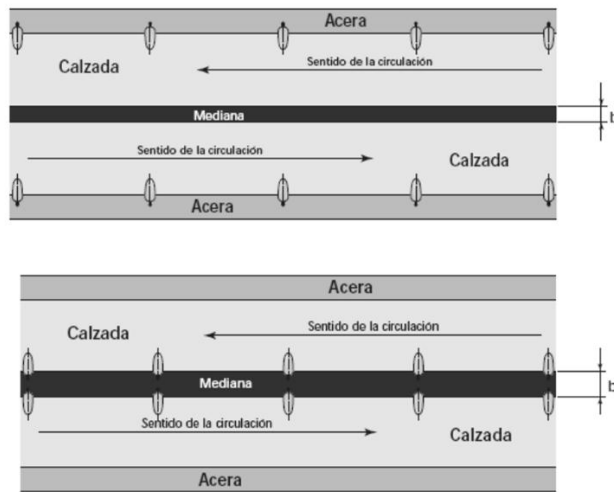


Figura 21 Central o axial configuración 2

5.3.5. Alumbrado De Proyección

La iluminación de un lugar (escena, área) o de un objeto, por medio de proyectores, a fin de aumentar fuertemente su iluminación en relación con los alrededores. Los proyectores también se clasifican de acuerdo con la apertura de su haz que es el ángulo, en un plano que contiene al eje del haz, sobre el cual la intensidad luminosa disminuye hasta un porcentaje determinado (generalmente 50% o 10%) de su valor pico.

Descripción	Apertura del haz (al 50% I_{max})
Haz estrecho	$<20^\circ$
Haz medio	20° a 40°
Haz ancho	$>40^\circ$

Tabla 15 Tabla de apertura del haz con respecto a su descripción

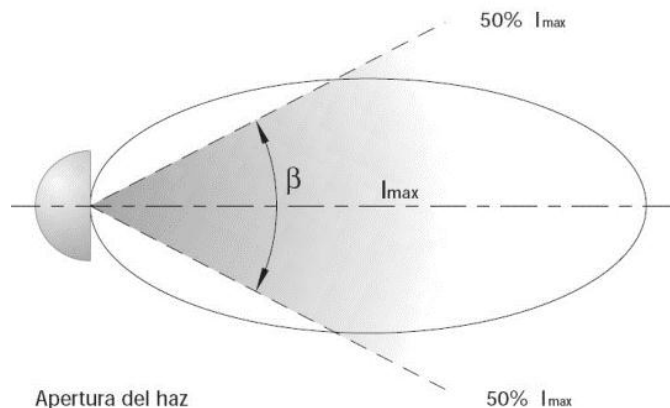


Figura 22 Apertura del haz

Para un proyector con distribución de la intensidad de la luz rotacionalmente simétrica (es decir, una distribución que permanece sin cambios independientemente del plano que contiene al eje del haz que se considere) se puede establecer una cifra para la apertura del haz, por ejemplo 28° a ambos lados del eje del haz.

En los casos de distribución asimétrica, como la proporcionada por los proyectores rectangulares, se dan dos cifras: por ejemplo 6°/24°, ya que el haz se disemina en los dos planos mutuamente perpendiculares de simetría (vertical y horizontal respectivamente). En ocasiones, la distribución en el plano vertical de dichos proyectores es asimétrica con relación al eje del haz. En ese caso, se dan dos cifras para la apertura del haz en este plano: por ejemplo 5° - 8°/24°, esto es 5° por encima y 8° por debajo del eje del haz y en el plano horizontal 12° a la izquierda y 12° a la derecha del haz.

Magnitudes lumínicas de las luminarias:

1. Eficacia luminosa de una lámpara

Es la relación entre el flujo luminoso emitido por la lámpara y la potencia consumida por ésta. Se expresa en lm/W (lúmenes/vatio).

2. Flujo luminoso

Potencia emitida por una fuente luminosa en forma de radiación visible y evaluada según su capacidad de producir sensación luminosa, teniendo en cuenta la variación de la sensibilidad del ojo con la longitud de onda. Su símbolo es ϕ y su unidad es el lumen (lm). [26]

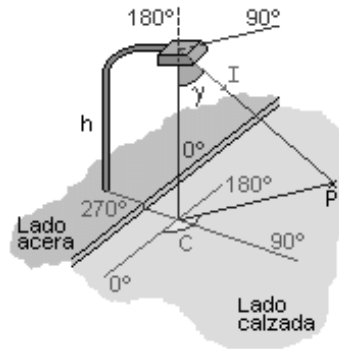


Figura 23 Distribución del flujo luminoso

Donde I es la intensidad recibida por el punto P en la dirección definida por el par de ángulos (C, γ) y h la altura del foco luminoso. Si el punto está iluminado por más de una lámpara, la iluminancia total recibida es entonces:

$$EH = \sum_{i=1}^n \frac{I(C_i * \gamma_i)}{h_i^2} * \cos^3 \gamma_i \quad (57)$$

3. Rendimiento de una Luminaria

Es la relación entre el flujo luminoso total procedente de la luminaria y el flujo luminoso emitido por la lámpara o lámparas instaladas en la luminaria. Su símbolo es η y carece de unidades.

4. El alcance está definido por el ángulo γ_{max} que forma el eje del haz con la vertical que va hacia abajo. El eje del haz está definido por la dirección de la bisectriz del ángulo formado por las dos direcciones de 90% I_{max} en el plano vertical de intensidad máxima. [26]

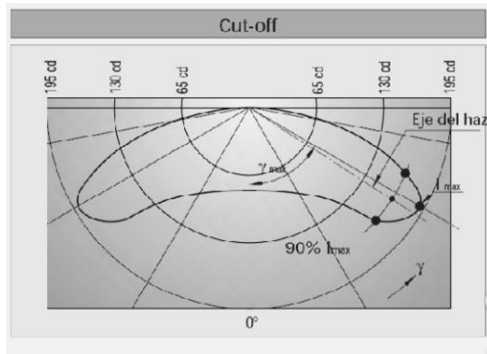


Figura 24 Alcance del flujo luminoso

5. Apertura

La apertura o dispersión está definida por la posición de la línea, que corre paralela al eje del camino y que apenas toca el lado más alejado del 90% I_{max} en el camino. La posición de esta línea está definida por el ángulo γ_{90} .

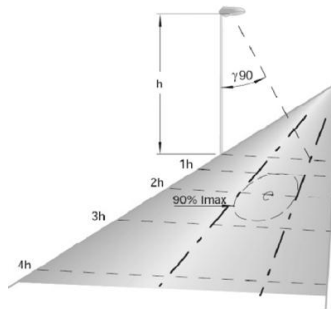


Figura 25 Apertura del flujo luminoso

6. Control

El control está definido por el índice específico de la luminaria, SLI de la luminaria. Este es parte de la fórmula G de control del deslumbramiento molesto que está determinado sólo por las propiedades de la luminaria.

$$SLI = 13,81 - 3,31 * \log\left(\frac{I_{80}}{I_{88}}\right)^{0,5} - 0,08 * \log\left(\frac{I_{80}}{I_{88}}\right) + 1,29 * \log(\tau) + c \quad (58)$$

- I_{80} = Intensidad luminosa a un ángulo de elevación de 80° , en un plano paralelo al eje de la calzada (cd).
- I_{88} = Relación entre intensidades luminosas para 80° y 88° .

- F = Área emisora de luz de las luminarias (m^2) proyectadas en la dirección de elevación a 76° .
- C = Factor de color, variable de acuerdo al tipo de lámpara (+0.4 para sodio baja presión y 0 para las otras).[26]

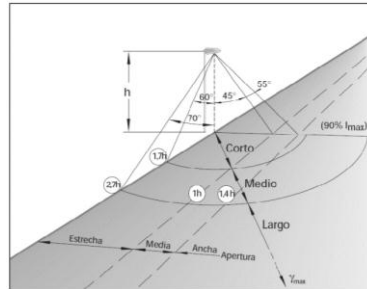


Figura 26 Control del flujo luminoso

5.3.6. Métodos Numéricos

Se basan en la idea de que no es preciso calcular la iluminancia en todos los puntos de la calzada para tener una idea exacta de la distribución luminosa, sino que basta con hacerlo en unos cuantos puntos representativos llamados nodos. Para ello, dividiremos la zona a estudiar en pequeñas parcelas llamadas dominios, cada una con su correspondiente nodo, en las cuales supondremos la iluminancia uniforme. La iluminancia total de la calzada se calculará como una media ponderada de las iluminancias de cada dominio. [25]

El número de particiones que hagamos dependerá de la precisión que queramos obtener. En nuestro caso trabajaremos con el criterio de los nueve puntos que es el más sencillo, aunque la mecánica de trabajo es la misma siempre independientemente del número de dominios que tengamos.

Los métodos numéricos son herramientas de cálculo muy potentes pero que requieren mucho tiempo para su ejecución. Por ello es imprescindible el concurso de ordenadores para aplicarlos. [26]

5.3.6.1. Método de los nueve puntos

Supongamos un tramo de vía recta con disposición unilateral de las luminarias y separadas una distancia d . [25]



Figura 27 Separación de las luminarias

Debido a las simetrías existentes en la figura, bastará con calcular las iluminancias en la zona señalada. En el resto de la calzada estos valores se irán repitiendo periódicamente. [28]

Para hacer los cálculos, la zona se divide en nueve dominios con otros tantos puntos.

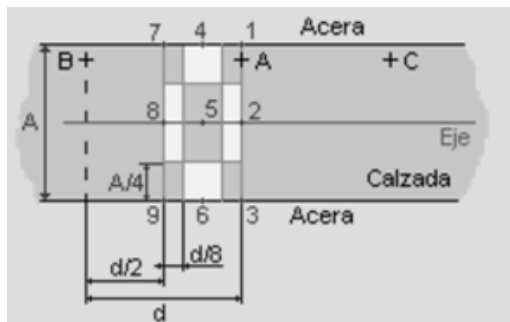


Figura 28 División de la zona en 9 puntos

$$E_m = \frac{\sum_{i=1}^9 E_i * S_i}{\sum_{i=1}^9 S_i} \quad (59)$$

5.3.7. Representación Gráfica De Las Magnitudes Lumínicas

5.3.7.1. Diagrama polar

Estas curvas generalmente se suelen representar para el sistema de coordenadas. Como existen infinitos planos, se dan en general tres planos C representados, que son:

- El plano transversal ($C = 90^\circ$ y 270°). Este plano sería, en una luminaria para iluminación viaria, perpendicular al eje de la carretera. - El plano longitudinal ($C = 0^\circ$ y 180°). Este plano sería, en una luminaria para iluminación viaria, paralelo al eje de la carretera. [29]
- El plano en el que se encuentra la intensidad máxima. Este plano generalmente es denominado plano vertical principal.

Las curvas de distribución polar están definidas en cd por 1.000 lúmenes de flujo emitido por lámpara y se representa por $cd/1.000\text{ lm}$ o cd/Klm .

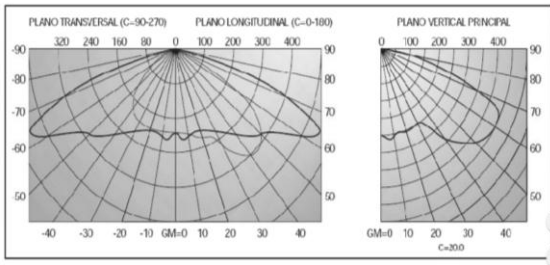


Figura 29 Diagrama de curvas polares

5.3.8. Curvas Isolux

En la práctica, en los proyectos de alumbrado se desea, en muchos casos, conocer las iluminancias sobre la superficie de la carretera y la distribución total de estas iluminancias. Con el fin de facilitar la determinación de estos datos en una instalación, las hojas fotométricas nos dan las curvas relativas isolux para cada luminaria sobre un plano iluminado. Los valores de cada línea isolux se dan en porcentajes de $E_{m\acute{a}x}$; la más alta alcanza el 100%. La cuadrícula sobre la cual están dibujadas las líneas isolux está dimensionada en términos de la altura de montaje h de la luminaria. [27]

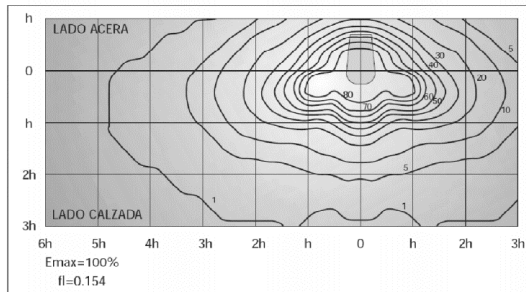


Figura 30 Diagrama de curvas isolux

Debajo del diagrama se indica un factor para la luminaria en uso La iluminancia máxima se calcula mediante la siguiente expresión:

$$E_{max} = \frac{\phi\varphi}{h^2} \quad (60)$$

Donde:

- φ = factor de la luminaria en uso.
- Φ = flujo luminoso de la lámpara.
- h = interdistancia entre luminarias.

5.3.9. Factor de utilización

En el alumbrado de caminos se define el factor de utilización (η) como la fracción del flujo luminoso proveniente de una luminaria que efectivamente alcanza el camino. Las curvas del factor de utilización que se dan en las hojas de información fotométrica, nos ofrecen un método simple para calcular la iluminación media, la cual puede ser determinada para una cierta sección transversal de la carretera.

$$\eta = \frac{\phi_{utilizado}}{\phi_{lampara}} \quad (61)$$

Las curvas del factor de utilización para una luminaria se dan como una función de las distancias transversales, medidas en términos de h (altura de montaje) sobre la superficie del camino, desde el centro de la luminaria hasta cada una de las dos curvas [27]

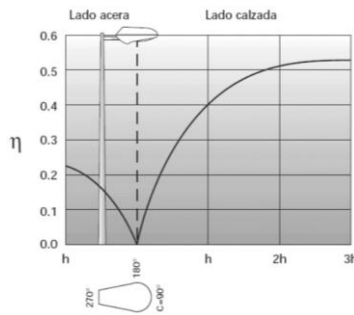


Figura 31 Diagrama del factor de utilización

La forma más fácil y rápida de calcular la iluminancia media de un camino recto de longitud infinita es utilizando las curvas del factor de utilización:

$$E_{med} = \frac{\eta \Phi n}{w * s} \quad (62)$$

η = factor de utilización.

Φ = flujo luminoso de la lámpara.

n = número de lámparas por luminaria.

w = ancho del camino.

s = interdistancia entre la luminarias.

Los diagramas polares se suelen usar para luminarias de:

- Alumbrado público.
- Alumbrado de parques y jardines.

6. DISEÑO RED ELÉCTRICA JUAN V

6.1. LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto se realizara en el nor-oeste del municipio de Saravena



Figura 32 Vista del terreno Satelital. [31]

Este terreno limita al norte con la quebrada la pava, al sur con el colegio nacional la Frontera y el sendero peatonal Alameda de la Paz, al este con el barrio Villa Verde, y al oeste con el barrio 4 de diciembre el lote cuenta con 1500 m² de área,

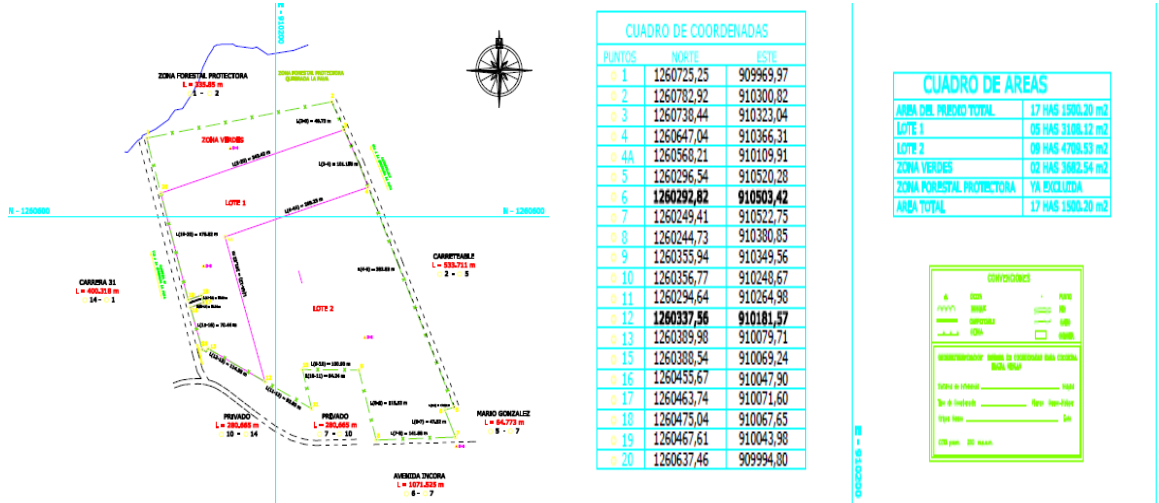


Figura 33 Plano georeferenciado y cuadro de áreas

6.1.1. Punto de arranque de la red de Media Tensión

El punto de conexión en media tensión (M.T) se tomará de un punto existente en la el circuito libertadores del municipio de Saravena, Arauca, corresponde al indicado con coordenadas Norte: 910381.3000, Este: 1260044.9000 y proveniente del circuito MVEL12534 en M.T, con voltaje nominal de 13,2 kV. [28]

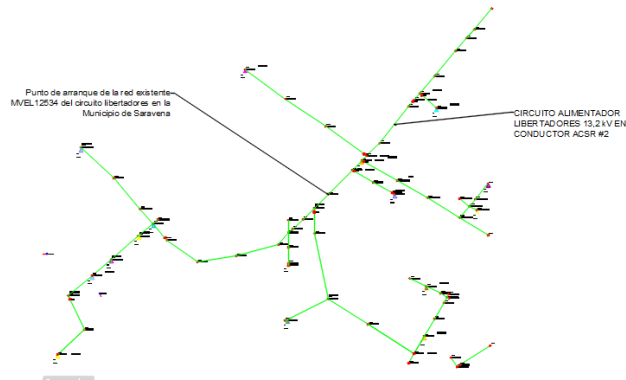


Figura 34 Punto de Arranque de la red de Media Tensión

6.2. ANÁLISIS DE LA CARGA

El proyecto está constituido por aproximadamente 37 manzanas las cuales están distribuidas uniformemente, el terreno está predispuesto para la construcción de 606 viviendas de las cuales un 30% de estos lotes se encuentran habitados y son consideradas subnormales debido al tipo de edificación adyacentes.



Para la identificación de la demanda se procedió a determinar el área correspondiente a zona construida, debido a que el área total del lote es de 144 mts^2 esto sobredimensionaría los transformadores dado que la mayoría de esta área no será construida.

Se tomó en cuenta unas de las viviendas y se realizó las respectivas medidas del área construida (Anexo 1) arrojando un área de 80 mts^2 que será usado para el respectivo cálculo del alumbrado general por área de acuerdo a la NTC2050 en la tabla 220-3.

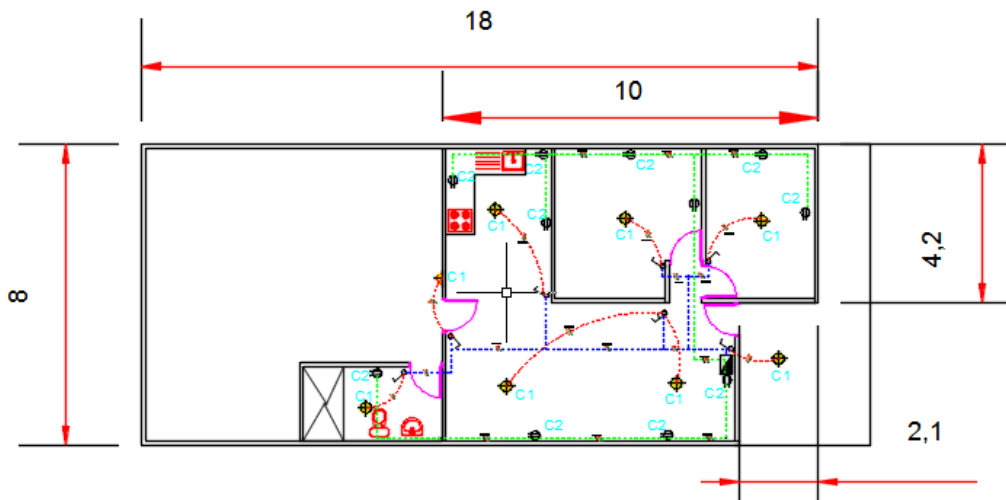


Figura 35 Dimensiones de vivienda en el sector

CUADRO DE CARGAS

CIRCUITO	ILUMI 75 W	TOMAS 180 W	TOMA ESPECIAL (1200W)	TOTAL DE WATTS	INTERRUPTOR
1	8			600	5A
2		10		1800	20A
3			1	1200	20
TOTAL				3600	

Tabla 16 Cuadro De Cargas

En la figura 18 se observa el diseño de la vivienda tomada con sus respectivas redes eléctricas; esta vivienda cuenta con solo 2 circuitos de alimentación, uno para el alumbrado interior y el otro para la alimentación de los tomacorriente, además no se tiene en cuenta un circuito de alimentación para el área de la cocina y otro para la lavadora como lo exige la NTC2050 en el numeral 220-16 para pequeños electrodomésticos.

De acuerdo a lo anterior aplicamos la ecuación 1

$$d_{max} = \left(80 \text{ m}^2 * 32 \frac{\text{VA}}{\text{m}^2} \right) + 1500 \text{ VA} + 1500 \text{ VA}$$

$$d_{max} = 5560 \text{ VA}$$

Si aplicamos la ecuación 2 para determinar la carga demandada obtenemos

$$S_r = 1,2 + (5560 \text{ VA} - 1200 \text{ VA}) * 0,35$$

$$S_r = 2,726 \text{ kVA}$$

6.3. SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Para la identificación de los transformadores se procedió a implementar una toma de carga en el transformador en el barrio adyacente al sector debido a que cuenta con las mismas características socioeconómicas del proyecto, esta toma de carga se realizó en el lado de baja tensión a la salida del transformador. Dado que la empresa ENELAR E.S.P. toma como referencia la normativa de ENERTOLIMA

para el cálculo de la demanda máxima por usuario y debidos cálculos no se ajustan a la realidad del municipio. Esto facilitara hacer una comparación entre 3 demandas diversificadas lo cual permitirá seleccionar la demanda diversificada que sea más adecuada.

TOMA DE CARGAS DEL T4321									
KVA TRAF0	75	MARCA	ABB	SERIAL	126523	USU	78	BARRIO	4. DE DICIEMBRE
		AMPERAJES				VOLTAJES			PROMEDIO KVA
FECHA	HORA	N	R	S	T	R	S	T	
5/08/2016	12:30 p. m.	68	121	118	120	122	123	120	43,676
5/08/2016	7:30 p. m.	62	119	122	122	120	121	120	43,682
6/08/2016	11:50 a. m.	70	125	117	125	115	123	121	43,891
6/08/2016	8:00 p. m.	64	121	125	124	110	120	123	43,562
15/08/2016	12:10 p. m.	80	120	117	123	105	124	122	42,114
15/08/2016	7:40 p. m.	72	119	125	118	100	125	123	42,039
16/08/2016	12:30 p. m.	76	117	118	123	95	121	124	40,645
16/08/2016	7:30 p. m.	81	121	125	120	90	123	121	40,785
20/08/2016	12:50 p. m.	85	123	123	123	85	124	123	40,836
20/08/2016	7:05 p. m.	69	125	121	118	80	120	124	39,152

Tabla 17 Toma de cargas del transformador B. 4 de diciembre.

Si aplicamos las ecuaciones 3,4 y 5 de la tabla 1 de demanda diversificada obtenemos

Usuarios de ESTRATO SOCIOECONOMICO 1					
Número de Usuarios	Factor de Diversidad (ENERTOLIMA)	Factor de ESSA	Demanda Máxima año 0 ENERTOLIMA (kVA)	Demanda Máxima año 0 (kVA) ESSA	Demanda Máxima año 0 (kVA) CENS
75	3,2	5,0	61,9	39,3	21,7
76	3,2	5,0	62,7	39,8	22,0
77	3,2	5,0	63,5	40,4	22,3
78	3,2	5,0	64,3	40,9	22,6
79	3,2	5,0	65,1	41,4	22,9
80	3,2	5,0	65,9	41,9	23,1

Tabla 18 Demanda diversificada de acuerdo a la empresa

Si se realiza la comparación entre la toma de carga y la tabla de demanda diversificada entre las empresas se puede observar que la demanda que más se asemeja es de la empresa ESSA dado que la mayoría de las tomas están en un

rango promedio de 39 kVA y 44 kVA y de acuerdo a la empresa para 77 usuarios está en 40,4 kVA, por consiguiente será usado en la selección de los transformadores.

Se decidió dividir los 606 usuarios en 4 transformadores lo que permitirá disminuir los problemas de regulación y las pérdidas de energía, además se disminuirá la cantidad de usuarios que pueden ser afectados por fallas en los transformadores, dado que estas fallas pueden ser pérdidas económicas para la empresa de energía eléctrica (artículo 137 de la Ley 142 de 1994).

Por consiguiente se dividió el terreno en 4 etapas para hacer una mejor distribución de los usuarios; donde la etapa 1 cuenta con 152 usuarios, la etapa 2 cuenta con 154 usuarios, la etapa 3 cuenta con 149 usuarios, y la etapa 4 cuenta con 151 usuarios;

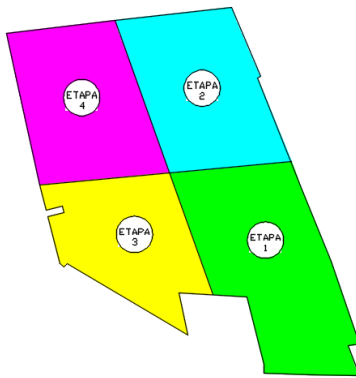


Figura 36 Distribución del lote por etapas

Si aplicamos la ecuación 6 podemos ver la demanda diversificada para la diferente cantidad de usuarios por etapa obtenemos:

ETAPA	Número de Usuarios	Factor Diversidad de ESSA	Demanda Máxima año 0 (kVA) ESSA
1	152	5,00	82,9
2	154	5,00	84,0
3	149	5,00	81,2

4	151	5,00	82,3
---	-----	------	------

Tabla 19 demanda máxima por etapa

Si aplicamos la ecuación 7 para proyectar la demanda a 8 años obtenemos

ETAPA	Número de Usuarios	Demanda Máxima año 0 (kVA) ESSA	Demanda Máxima Proyectada a 8 años ESSA (kVA)
1	152	82,9	104,98
2	154	84,0	106,36
3	149	81,2	102,91
4	151	82,3	104,29

Tabla 20 demanda máxima proyectada a 8 años

Debido a que no se encuentra un transformador de potencia cercana a la demanda proyectada se usara el de valor por encima más cercano el cual es de 112,5 kVA por consiguiente se usaran 4 transformadores de tipo aéreo de potencia nominal ya mencionada.

6.3.1. Ubicación de los transformadores

Los centros de carga estarán ubicados de acuerdo al sitio donde mejor se convenga, por cuestiones de regulación de tensión, para esto se utilizó el GPS garmin ETREX 20.

NORTE	ESTE
195592,3777	268140,1778
195630,5466	268017,7238
195719,8000	268038,4563
195851,3177	267979,1335

Tabla 21 Coordenadas de ubicación

6.4. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Las distancias de seguridad que se implementaran se tomaran de la norma según esta los valores de las distancias de seguridad correspondientes serán:

6.4.1. Redes

Para la red de media tensión se tiene los valores de distancias:

- Distancia horizontal a cualquier edificación 2,3 m
- Distancia vertical a vías pea tonales 5,5 m
- Distancia vertical a vías 5 m

Para el presente proyecto se tomaran estas tres distancias mínimas ya que por diseño, la red proyectada no pasara por encima de ninguna edificación, con este parámetro ya propuesto.

Las redes de baja tensión, por tratarse de una red trenzada, se garantiza el grado de aislamiento, que se cumplirá con lo dispuesto en el Reglamento Técnico De Instalaciones Eléctricas (RETIE).

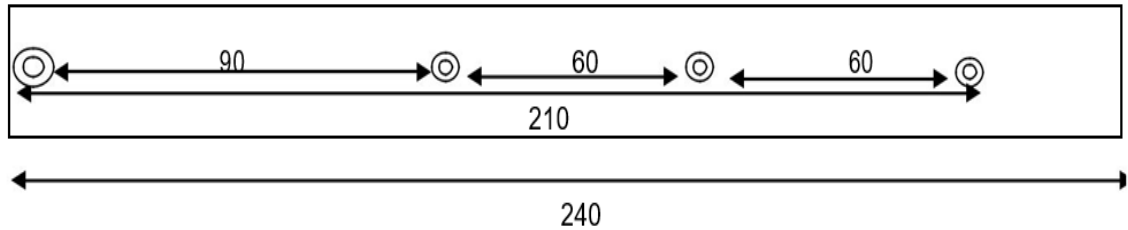
6.5. REGULACION Y PERDIDAS DE ENERGIA

Para obtener las mejores valores de regulación se tuvo en cuenta las distancias de hincado de los postes ya sea para las redes de media o las de baja tensión; por consiguiente de acuerdo a la normativa de ENELAR E.S.P en el capítulo 4 establece una distancia máxima de 70 mts para los postes de 12 mts de media tensión y para los postes de 8 mts de baja tensión una distancia máxima de 35 mts.

La subestación hasta el punto de conexión del proyecto es alimentada por el circuito IP15-2 y de acuerdo al sistema SPARD tiene una regulación en el punto de arranque de 0,0035%, este circuito tiene normalmente un consumo de 0,65 MVA en horas pico lo cual no interfiere en los cálculos de regulación del presente proyecto; dado que la distancia total es de 2,7 Km en conductor ACSR 2 Sparrow.

Teniendo en cuenta la sección 5.1.7 se calculan las regulaciones para la red de media y baja tensión

Disposición de los conductores



DISPOSICION BANDERA

Figura 37 Disposición de los conductores en una cruceta

Deq 3F =	raiz cúbica de $(90 * 60 * 210) =$	1,0428	m 3f
Deq 2F =	raiz cuadrada de $(180 * 180) =$	1,8	m 2f
XL =	$X_{le} + X_{lp}$		
XLe=	$75,4e-3 * \ln(\text{Deq})$		
XLp =	$75,4e-3 * \ln(1/D_s)$		
Z =	$r * \cos\phi + X_L \sin\phi$		
K =	$(100 * Z) / \sqrt{r^a}$		
R % =	$K * M =$	$K * S * L$	
cosφ =	0,9		
P =	$(r * S^a * L) / \sqrt{r^a}$		
^a =	2		
Vr =	13200		

Tabla 22 Constantes para determinación de regulación de media tensión

Conduc.No	6	4	2	1/0	2/0
r (&/km)	2,4735	1,5972	1,0503	0,698	0,5562
Ds (cm)	0,12	0,1332	0,1274	0,1359	0,1554
XLp	0,5078	0,4991	0,5029	0,4978	0,4879
Xle	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032
XL (&/km)	5,11E-01	5,02E-01	5,06E-01	5,01E-01	4,91E-01
Z (&/km)	2,4489	1,6564	1,1659	0,8466	0,7146
k 3 fases =	1,41E-06	9,51E-07	6,69E-07	4,86E-07	4,10E-07
XLe (&/km)	4,43E-02	4,43E-02	4,43E-02	4,43E-02	4,43E-02
XL	5,52E-01	5,43E-01	5,47E-01	5,42E-01	5,32E-01
Z (&/km)	2,4668	1,6744	1,1838	0,8645	0,7326
k 2 fases =	2,83E-06	1,92E-06	1,36E-06	9,92E-07	8,41E-07

Tabla 23 Constantes para conductor ACSR 2 y 3 fases

6.5.1. Regulación de media tensión

TRAMO	LONGITUD (m)	Numero Usarios por Tramo	Carga KVA por Usuario	Potencia KVA ALUMBRADO	Demanda Máxima Diversificada del Tramo en KVA	DEMANDA POR TRAMO	COS φ	No FASES	NUMERO DEL TRANSFORMADOR		TIPO DE CUITO	COMBINACION				
									CAPACIDAD KVA	RED PRIMARIA			RED SECUNDARIA			
TRAMO SE - B									AREEA	SUBT						
										0,24		ESPAJAMIENTO ENTRE CONDUCTORES				
PR - CT1	138,50	152	3,453	2,410	104,978	107,388	0,9	3	14873	20	3,926.E-07	0,0058390	0,00584	0,000456	0,0165	0,0167
PR - CT2	431,30	154	3,453	3,410	106,359	109,769	0,9	3	47343	20	3,926.E-07	0,0189860	0,01899	0,000456	0,05301	0,0530
PR - CT3	448,30	149	3,453	4,410	102,906	107,316	0,9	3	48110	20	3,926.E-07	0,0189870	0,01899	0,000456	0,05387	0,0539
PR - CT4	657,40	151	3,453	5,410	104,287	109,697	0,9	3	72115	20	3,926.E-07	0,0283120	0,02831	0,000456	0,08075	0,0807

En conclusión, el conductor seleccionado ACSR 2/0 cumple con la regulación de voltaje, la pérdida de potencia establecida por el RETIE, tal como se menciona en la sección 5.1.7 y 5.1.8 del presente trabajo.

6.5.2. Regulación de baja tensión

TRAMO 1		SECRETARIA OBRAS PUBLICAS DEPARTAMENTAL		REDES DE DISTRIBUCION DPTODE ARAUCA		CUADRO DE CALCULOS		NOMBRE DEL PROYECTO: RED ELECTRICA BARRIO JUAN V		NOMBRE DEL TRANSFORMADOR		TIPO DE DETECTOR		CONFIGURACION			
TRAMO S/E - C		SECTOR		NOMBRE DEL PROYECTO: RED ELECTRICA BARRIO JUAN V		CAPACIDAD IVA		SECUNDARIA		RED TRENZADA		TRAFASICO		RADIAL			
TRAMO	LONGITUD (m)	Numero Usuarios por Tramo	Carga kVA por Usuario	Potencia kVA ALUMBRADO	Demanda Maxima Diversificada del Tramo en kVA	DEMANDA POR TRAMO	COEF	No PASOS	MONTEO (kVA-m)	CONDIC. (AVG)	K	%VAm	REGULACION % PARCIAL	TOTAL	Resistencia Cond. Ohm/m	%Pérdidas PARCIAL	TOTAL
S/E - CT1	2,00	152	3,453	2,410	1281,109	131,519	0,9	3	283	2,0	0,000998	0,26	0,26	0,000434	0,32014	0,32014	0,32
CT1-CE1	22,53	55	3,453	0,886	46,740	47,596	0,9	3	1072	2,0	0,000998	1,07	1,33	0,000434	1,30560	1,63	1,63
CE1-CE2	27,13	18	3,453	1,933	18,886	20,819	0,9	3	565	2,0	0,000998	0,56	1,90	0,000434	0,6527	2,26	2,26
CE2-CE3	21,93	12	3,453	2,933	16,711	19,644	0,9	3	431	2,0	0,000998	0,43	2,33	0,000434	0,45437	2,72	2,72
CE3-CE4	21,33	6	3,453	3,933	13,956	17,889	0,9	3	382	2,0	0,000998	0,38	2,71	0,000434	0,36907	3,08	3,08
CE1-CE5	35,14	2	3,453	0,933	7,451	8,384	0,9	3	295	2	0,001908	0,56	0,82	0,000871	0,65983	2,28	2,28
CE1-CE7	48,45	33	3,453	0,730	28,572	29,302	0,9	3	1420	2,0	0,000998	1,42	1,68	0,000434	1,71628	3,34	3,34
CE7-CE8	14,10	18	3,453	0,050	18,886	18,936	0,9	3	267	2,0	0,000998	0,27	1,95	0,000434	0,33016	3,67	3,67
CE8-CE9	21,49	12	3,453	0,933	16,711	17,644	0,9	3	379	2,0	0,000998	0,38	2,32	0,000434	0,44525	4,12	4,12
CE9-CE10	21,91	6	3,453	1,933	13,956	15,889	0,9	3	348	2,0	0,000998	0,35	2,67	0,000434	0,37911	4,50	4,50
CE7-CE11	25,21	4	3,453	1,933	11,641	13,574	0,9	3	342	2	0,001908	0,65	2,33	0,000871	0,72948	4,07	4,07
CE7-CE13	41,39	11	3,453	0,886	16,402	17,258	0,9	3	714	2,0	0,000998	0,71	2,39	0,000434	0,84171	4,18	4,18
CE13-CE14	18,55	2	3,453	1,933	7,451	9,384	0,9	3	174	2,0	0,000998	0,17	2,57	0,000434	0,17156	4,36	4,36
CE13-CE15	12,03	9	3,453	2,933	15,705	18,638	0,9	3	224	4,0	0,000659	0,15	2,54	0,000273	0,14740	4,33	4,33
CE15-CE16	21,88	6	3,453	3,933	13,956	17,889	0,9	3	388	4,0	0,000659	0,26	2,80	0,000273	0,25605	4,57	4,57
CE16-CE17	21,73	3	3,453	4,933	9,882	14,785	0,9	3	321	4,0	0,000659	0,21	3,01	0,000273	0,16702	4,73	4,73
CT1-CE18	24,44	18	3,453	2,933	18,886	21,819	0,9	3	533	2	0,001908	1,02	1,28	0,000871	1,14239	1,47	1,47
CE18-CE19	21,69	12	3,453	3,933	16,711	20,644	0,9	3	448	2	0,001908	0,56	2,13	0,000871	0,9202	2,37	2,37
CE19-CE20	21,57	6	3,453	4,933	13,956	18,889	0,9	3	407	2	0,001908	0,78	2,91	0,000871	0,74829	3,12	3,12
CE21-CE28	24,32	72	3,453	2,933	61,159	64,092	0,9	3	1559	4,0	0,000659	1,03	1,29	0,000273	1,16041	1,48	1,48
CE28-CE21	22,31	69	3,453	3,933	58,612	62,546	0,9	3	1395	4,0	0,000659	0,92	2,21	0,000273	1,03017	2,50	2,50
CE21-CE22	12,95	17	3,453	4,933	18,453	23,386	0,9	3	303	4,0	0,000659	0,20	2,41	0,000273	0,18644	2,69	2,69
CE22-CE23	21,69	11	3,453	2,933	16,402	19,335	0,9	3	419	4,0	0,000659	0,28	2,68	0,000273	0,27756	2,96	2,96
CE23-CE24	21,79	6	3,453	3,933	13,956	17,889	0,9	3	390	4,0	0,000659	0,26	2,94	0,000273	0,23725	3,20	3,20
CE21-CE26	52,41	18	3,453	4,933	18,886	23,819	0,9	3	1248	2,0	0,000998	1,25	3,45	0,000434	1,2271	3,73	3,73
CE26-CE27	11,3	13	3,453	2,933	17,020	19,953	0,9	3	225	2,0	0,000998	0,23	3,68	0,000434	0,23845	3,97	3,97
CE27-CE28	22,19	8	3,453	3,933	15,259	19,192	0,9	3	426	2,0	0,000998	0,43	4,10	0,000434	0,41981	4,39	4,39
CE28-CE29	20,96	3	3,453	4,933	9,882	14,785	0,9	3	310	2,0	0,000998	0,31	4,41	0,000434	0,25601	4,64	4,64
CE26-CE31	52,76	5	3,453	4,933	12,969	17,902	0,9	3	945	2,0	0,000998	0,94	4,40	0,000434	0,88384	4,58	4,58
CE31-CE32	21,91	3	3,453	2,933	9,882	12,785	0,9	3	290	2,0	0,000998	0,28	4,68	0,000434	0,26762	4,84	4,84
CE21-CE34	52,36	35	3,453	3,933	30,141	34,074	0,9	3	1794	4,0	0,000659	1,18	3,38	0,000273	1,23122	3,73	3,73
CE34-CE35	12,19	18	3,453	4,933	18,886	23,819	0,9	3	290	4,0	0,000659	0,19	3,58	0,000273	0,17961	3,91	3,91
CE35-CE36	21,48	12	3,453	2,933	16,711	19,644	0,9	3	422	4,0	0,000659	0,28	3,85	0,000273	0,29005	4,19	4,19
CE36-CE37	21,51	6	3,453	3,933	13,956	17,889	0,9	3	385	4,0	0,000659	0,25	4,11	0,000273	0,23420	4,43	4,43
CE34-CE38	16,21	17	3,453	3,933	18,453	22,386	0,9	3	363	4,0	0,000659	0,24	3,69	0,000273	0,23337	3,97	3,97
CE38-CE39	33,9	17	3,453	4,933	18,453	23,386	0,9	3	793	4,0	0,000659	0,52	4,22	0,000273	0,48804	4,45	4,45
CE39-CE40	22,13	12	3,453	2,933	16,711	19,644	0,9	3	435	4,0	0,000659	0,29	4,50	0,000273	0,28852	4,74	4,74
CE40-CE41	22,03	7	3,453	3,933	14,695	18,628	0,9	3	410	4,0	0,000659	0,27	4,77	0,000273	0,25257	4,99	4,99
Demanda Maxima diversificada a 8 años en MVA:										Potencia del Transformador en kVA:		112,5					

Tabla 24 Cálculos de regulación y pérdidas de energía TRF 1

TRAMO 2	SECRETARIA OBRAS PUBLICAS DEPARTAMENTAL				CUADRO DE CALCULOS REDES DE DISTRIBUCION DPTO DE ARAUCA				NUMERO DEL TRANSFORMADOR				TIPO DE CIRCUITO				CONFIGURACION			
TRAMO S/E - CT12	LONGITUD (m)	Numero Usuarios por Tramo	Carga kVA por Usuario	Potencia kVA ALUMBRADO	Demandas Máximas Diferenciales del Tramo en kVA	REANUNO POR TRAMO	COE Q	NO FASER	NO MONTO kVA-m	CONEX. (AVG)	K	%kVA/m	REGULACION% PARCIAL	REGULACION% TOTAL	Resistencia Cond. Omnia	% Perdidas PARCIAL	% Perdidas TOTAL			
SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R	URBANO	SECTO R		
CT12-CD1	16,06	76	3,453	0,856	64,556	17,341	0,9	3	1051	2/0	0,000998	1,05	1,31	0,000434	1,28540	1,61				
CD1-CD2	19,51	14	3,453	0,950	17,341	18,291	0,9	3	397	2/0	0,000998	0,36	1,67	0,000434	0,41945	2,03				
CD2-CD3	20,30	12	3,453	0,890	16,711	17,601	0,9	3	357	2/0	0,000998	0,36	2,03	0,000434	0,42060	2,45				
CD3-CD4	21,51	6	3,453	0,700	13,956	14,656	0,9	3	315	2/0	0,000998	0,31	2,34	0,000434	0,37219	2,82				
CD1-CD5	44,81	29	3,453	0,230	25,559	25,789	0,9	3	1156	4/0	0,000659	0,76	2,08	0,000273	0,89353	2,50				
CD5-CD6	33,19	16	3,453	0,450	18,053	18,503	0,9	3	614	4/0	0,000659	0,40	2,48	0,000273	0,46745	2,97				
CD6-CD7	29,43	12	3,453	2,400	16,711	19,111	0,9	3	562	4/0	0,000659	0,37	2,85	0,000273	0,38270	3,35				
CD7-CD8	2,69	10	3,453	1,300	16,075	17,575	0,9	3	47	4/0	0,000659	0,03	2,88	0,000273	0,03974	3,39				
CD8-CD9	21,88	5	3,453	0,800	15,259	16,059	0,9	3	351	4/0	0,000659	0,23	3,11	0,000273	0,26048	3,65				
CD9-CD10	21,48	5	3,453	1,600	12,969	14,569	0,9	3	313	4/0	0,000659	0,21	3,32	0,000273	0,21733	3,87				
CD10-CD11	21,44	2	3,453	0,800	7,451	8,251	0,9	3	177	4/0	0,000659	0,12	3,44	0,000273	0,12463	3,99				
CD5-CD12	35,81	20	3,453	0,600	19,852	20,452	0,9	3	732	2/0	0,000998	0,73	2,81	0,000434	0,88138	3,38				
CD12-CD13	21,86	14	3,453	0,325	17,341	17,666	0,9	3	386	2/0	0,000998	0,39	3,19	0,000434	0,46598	3,85				
CD13-CD14	21,63	8	3,453	1,564	15,259	16,823	0,9	3	364	2/0	0,000998	0,36	3,56	0,000434	0,40222	4,26				
CD14-CD15	21,33	4	3,453	0,897	11,641	12,538	0,9	3	287	2/0	0,000998	0,27	3,82	0,000434	0,30784	4,57				
CD1-CD16	27,67	23	3,453	0,655	21,534	22,189	0,9	3	614	4/0	0,000659	0,40	1,72	0,000273	0,46485	2,07				
CD16-CD17	20,99	20	3,453	0,364	19,852	20,216	0,9	3	424	4/0	0,000659	0,28	2,00	0,000273	0,32509	2,40				
CD17-CD18	15,82	5	3,453	0,215	12,969	13,989	0,9	3	209	4/0	0,000659	0,14	2,14	0,000273	0,16007	2,56				
CD18-CD19	25,40	2	3,453	0,154	7,451	7,805	0,9	3	193	4/0	0,000659	0,13	2,26	0,000273	0,14765	2,71				
CD17-CD20	16,87	14	3,453	0,025	17,341	17,386	0,9	3	293	4/0	0,000659	0,19	2,46	0,000273	0,22823	2,94				
CD20-CD21	21,70	9	3,453	0,156	15,705	15,861	0,9	3	344	4/0	0,000659	0,23	2,66	0,000273	0,26588	3,20				
CD21-CD22	21,23	4	3,453	0,486	11,641	12,126	0,9	3	257	4/0	0,000659	0,17	2,85	0,000273	0,19280	3,39				
CT12-CD23	26,67	12	3,453	0,460	16,711	17,171	0,9	3	458	2	0,001908	0,87	1,14	0,000871	1,10789	1,43				
CD23-CD24	21,89	6	3,453	0,260	13,956	14,216	0,9	3	311	2	0,001908	0,59	1,73	0,000871	0,75940	2,19				
CT12-CD25	35,08	20	3,453	0,950	19,852	20,802	0,9	3	720	2	0,001908	1,39	1,66	0,000871	1,72110	2,06				
CD25-CD26	21,76	16	3,453	0,890	18,053	18,943	0,9	3	412	2	0,001908	0,79	2,44	0,000871	0,97648	3,03				
CD26-CD27	21,55	10	3,453	0,700	16,075	16,775	0,9	3	362	2	0,001908	0,69	3,13	0,000871	0,86112	3,89				
CD27-CD28	21,56	4	3,453	0,230	11,641	11,871	0,9	3	256	2	0,001908	0,49	3,62	0,000871	0,62386	4,52				
CT12-CD30	54,07	47	3,453	0,450	39,997	40,447	0,9	3	2187	2/0	0,000998	2,18	2,45	0,000434	2,68126	3,01				
CD30-CD31	12,24	11	3,453	2,400	16,402	18,802	0,9	3	230	2/0	0,000998	0,23	2,68	0,000434	0,24891	3,25				
CD31-CD32	29,91	8	3,453	1,500	15,259	16,759	0,9	3	501	2/0	0,000998	0,50	3,18	0,000434	0,56587	3,82				
CD32-CD33	23,65	5	3,453	0,800	12,969	13,769	0,9	3	326	2/0	0,000998	0,33	3,50	0,000434	0,38027	4,20				
CD33-CD34	21,55	3	3,453	1,600	9,852	11,452	0,9	3	247	2/0	0,000998	0,25	3,75	0,000434	0,26322	4,46				
CD30-CD35	20,41	26	3,453	0,800	23,454	24,254	0,9	3	495	4/0	0,000659	0,33	2,77	0,000273	0,37346	3,38				
CD35-CD36	21,53	24	3,453	0,600	22,150	22,750	0,9	3	490	4/0	0,000659	0,32	3,10	0,000273	0,37205	3,75				
CD36-CD37	13,77	18	3,453	0,325	18,886	19,211	0,9	3	265	4/0	0,000659	0,17	3,27	0,000273	0,20289	3,95				
CD37-CD38	29,59	3	3,453	1,564	9,852	11,416	0,9	3	338	4/0	0,000659	0,22	3,49	0,000273	0,22743	4,18				
CD37-CD39	16,14	12	3,453	0,897	16,711	17,608	0,9	3	284	4/0	0,000659	0,19	3,46	0,000273	0,21043	4,16				
CD39-CD40	20,95	8	3,453	0,655	15,259	15,259	0,9	3	333	4/0	0,000659	0,22	3,68	0,000273	0,24941	4,41				
CD40-CD41	21,61	4	3,453	0,364	11,641	12,005	0,9	3	259	4/0	0,000659	0,17	3,85	0,000273	0,15625	4,61				
CD30-CD42	27,81	10	3,453	0,215	16,075	16,290	0,9	3	453	2/0	0,000998	0,45	2,90	0,000434	0,55426	3,56				
CD42-CD43	21,64	5	3,453	0,154	12,969	13,123	0,9	3	284	2/0	0,000998	0,28	3,18	0,000434	0,24795	3,91				
Demandas Máximas Diferenciales a 8 años en kVA			106,36												112,5					
Potencia del Transformador en kVA:																				

Tabla 25 Cálculos de regulación y pérdidas de energía TRF 2

TRAMO 3	CUADRO DE CALCULOS										TIPO DE CIRCUITO		CONFIGURACION			
	SECRETARIA OBRAS PUBLICAS DEPARTAMENTAL				REDES DE DISTRIBUCION DPTO DE ARAUCA				RED PRIMARIA		RED SECUNDARIA		RED TRENZADA			
	NOMBRE DEL PROYECTO: RED ELECTRICA BARRIO JUAN V				URBANO				REGLADO		REGLADO		REGLADO			
TRAMO	LONGITUD (m)	Numero Usuarios por Tramo	Carga kVA por Usuario	Potencia kVA Alumbrado	Demanda Maxima Diversificada del Tramo en kVA	DEMANDA POR TRAMO	cos φ	No FASES	MOMENTO NYAM	CONDU. (AVO)	%kVA/m	REGLADO	TOTAL	Resistencia Cond. Ohm/m	PARCIAL	TOTAL
S/E-CT3	2.00	149	3.453	2.333	126.561	128.894	0.9	3	258	4/0	0.000659	PARCIAL	0.17			0.17
CT3-CB1	2157	68	3.453	0.856	57.763	58.618	0.9	3	1264	2/0	0.000998	REGLADO	1.43	0.000434	1.5474	1.74
CT3-CB2	3392	16	3.453	0.950	18.053	19.003	0.9	3	645	2/0	0.000998	REGLADO	2.08	0.000434	0.7520	2.50
CB2-CB3	2408	16	3.453	0.850	18.053	18.943	0.9	3	495	2/0	0.000998	REGLADO	2.53	0.000434	0.53896	3.04
CB3-CB4	2.82	14	3.453	0.700	18.053	18.753	0.9	3	53	2/0	0.000998	REGLADO	2.88	0.000434	0.6512	3.10
CB4-CB5	19.40	16	3.453	0.230	17.341	17.571	0.9	3	341	2/0	0.000998	REGLADO	2.92	0.000434	0.41709	3.52
CB5-CB6	23.17	7	3.453	0.450	14.695	15.145	0.9	3	351	2/0	0.000998	REGLADO	3.27	0.000434	0.42714	3.94
CB6-CB7	21.29	2	3.453	0.450	7.451	7.901	0.9	3	168	2/0	0.000998	REGLADO	3.44	0.000434	0.19667	4.14
CB5-CB8	20.88	2	3.453	2.400	7.451	9.851	0.9	3	206	2	0.001908	REGLADO	3.32	0.000871	0.38672	3.91
CB8-CB9	25.27	2	3.453	1.500	7.451	8.951	0.9	3	227	2	0.001908	REGLADO	3.75	0.000871	0.46888	4.38
CB1-CB10	3379	40	3.453	0.800	34.180	34.980	0.9	3	1182	4/0	0.000659	REGLADO	2.21	0.000273	0.90106	2.64
CB10-CB11	13.27	38	3.453	1.600	32.548	34.148	0.9	3	453	4/0	0.000659	REGLADO	2.51	0.000273	0.33697	2.98
CB11-CB12	13.91	36	3.453	0.800	30.937	31.737	0.9	3	441	4/0	0.000659	REGLADO	2.80	0.000273	0.33573	3.32
CB12-CB13	13.52	14	3.453	0.600	17.341	17.941	0.9	3	243	4/0	0.000659	REGLADO	2.86	0.000273	0.18291	3.50
CB13-CB14	20.69	12	3.453	0.325	16.711	17.036	0.9	3	352	4/0	0.000659	REGLADO	3.19	0.000273	0.26975	3.77
CB14-CB15	20.38	10	3.453	1.564	16.075	17.639	0.9	3	359	4/0	0.000659	REGLADO	3.43	0.000273	0.25559	4.02
CB15-CB16	20.87	8	3.453	0.887	15.259	16.156	0.9	3	337	4/0	0.000659	REGLADO	3.65	0.000273	0.2886	4.27
CB16-CB17	21.97	5	3.453	0.655	12.989	13.624	0.9	3	299	4/0	0.000659	REGLADO	3.85	0.000273	0.22229	4.49
CB17-CB18	21.14	2	3.453	0.364	7.451	7.815	0.9	3	165	4/0	0.000659	REGLADO	3.96	0.000273	0.12288	4.62
CB12-CB19	16.29	20	3.453	0.215	19.882	20.067	0.9	3	327	4/0	0.000659	REGLADO	3.02	0.000273	0.25230	3.57
CB19-CB20	21.02	16	3.453	0.154	18.053	18.207	0.9	3	383	4/0	0.000659	REGLADO	3.27	0.000273	0.29605	3.86
CB20-CB21	21.80	10	3.453	0.205	16.075	16.100	0.9	3	351	4/0	0.000659	REGLADO	3.50	0.000273	0.27340	4.14
CB21-CB22	21.49	4	3.453	0.156	11.641	11.797	0.9	3	254	4/0	0.000659	REGLADO	3.67	0.000273	0.19516	4.33
CT3-CB23	21.99	82	3.453	0.486	69.651	70.137	0.9	3	1542	4/0	0.000659	REGLADO	1.02	0.000273	1.1993	1.39
CB23-CB24	20.93	78	3.453	0.460	66.254	66.714	0.9	3	1386	4/0	0.000659	REGLADO	0.92	0.000273	1.08386	2.47
CB24-CB25	26.04	40	3.453	0.280	34.180	34.440	0.9	3	897	4/0	0.000659	REGLADO	2.70	0.000273	0.69439	3.17
CB25-CB26	24.41	40	3.453	0.856	34.180	35.036	0.9	3	855	4/0	0.000659	REGLADO	3.26	0.000273	0.55993	3.82
CB26-CB27	11.71	20	3.453	0.950	19.882	20.802	0.9	3	244	4/0	0.000659	REGLADO	3.42	0.000273	0.18136	4.00
CB27-CB28	21.38	14	3.453	0.880	17.341	18.231	0.9	3	390	4/0	0.000659	REGLADO	3.68	0.000273	0.28924	4.29
CB28-CB29	21.65	10	3.453	0.700	16.075	16.775	0.9	3	363	4/0	0.000659	REGLADO	3.92	0.000273	0.27152	4.56
CB29-CB30	21.33	4	3.453	0.230	11.641	11.871	0.9	3	253	4/0	0.000659	REGLADO	4.08	0.000273	0.19971	4.76
CB26-CB31	20.20	20	3.453	0.450	19.882	20.302	0.9	3	410	4/0	0.000659	REGLADO	0.27	0.000273	0.31285	4.13
CB31-CB32	20.70	16	3.453	2.400	18.053	20.453	0.9	3	423	4/0	0.000659	REGLADO	3.81	0.000273	0.29154	4.42
CB32-CB33	21.80	10	3.453	1.500	16.075	17.575	0.9	3	383	4/0	0.000659	REGLADO	4.06	0.000273	0.27340	4.70
CB33-CB34	21.46	5	3.453	0.800	12.989	13.769	0.9	3	285	4/0	0.000659	REGLADO	4.26	0.000273	0.21713	4.91
CB24-CB35	27.01	10	3.453	1.600	16.075	17.675	0.9	3	477	2/0	0.000998	REGLADO	2.58	0.000434	0.53832	3.01
CB35-CB36	21.58	7	3.453	0.800	14.695	15.485	0.9	3	334	2/0	0.000998	REGLADO	2.92	0.000434	0.3917	3.41
CB36-CB37	21.60	4	3.453	0.600	11.641	12.241	0.9	3	284	2/0	0.000998	REGLADO	3.18	0.000434	0.31174	3.72
CB37-CB38	21.65	2	3.453	0.335	7.451	7.776	0.9	3	168	2/0	0.000998	REGLADO	3.35	0.000434	0.20000	3.92
CB24-CB39	17.21	24	3.453	1.564	22.150	23.714	0.9	3	408	4/0	0.000659	REGLADO	2.37	0.000273	0.29740	2.77
CB39-CB40	21.09	22	3.453	0.887	20.944	21.841	0.9	3	461	4/0	0.000659	REGLADO	2.88	0.000273	0.34461	3.12
CB40-CB41	13.34	20	3.453	0.156	20.008	20.008	0.9	3	267	4/0	0.000659	REGLADO	0.18	0.000273	0.20661	3.32
CB41-CB42	15.80	17	3.453	0.486	18.453	18.939	0.9	3	299	4/0	0.000659	REGLADO	3.05	0.000273	0.22747	3.55
CB42-CB43	22.16	13	3.453	0.460	17.020	17.480	0.9	3	387	4/0	0.000659	REGLADO	3.31	0.000273	0.29025	3.84
CB43-CB44	21.23	8	3.453	0.260	15.259	15.519	0.9	3	329	4/0	0.000659	REGLADO	3.52	0.000273	0.25274	4.10
CB44-CB45	21.48	3	3.453	0.856	9.852	10.707	0.9	3	230	4/0	0.000659	REGLADO	3.67	0.000273	0.16599	4.26
Demanda Maxima Diversificada a Barrios en kVA:																
Potencia del Transformador en kVA: 112.5																

Tabla 26 Cálculos de regulación y pérdidas de energía TRF 3

De manera similar se sigue calculando para cada tramo, se verifica la funcionalidad dentro de los parámetros establecidos para este proyecto de los conductores existentes en red trenzada.

La regulación a la salida del transformador se verifica en condiciones a plena carga que es la peor condición de trabajo, dadas las rutas que fueron seleccionadas para cada transformador y los tipos de conductores que fueron escogidos satisfacen las normativas establecidas según el RETIE.

6.6. SELECCIÓN DE LA PROTECCIONES

6.6.1. Calculo De Fusibles

De acuerdo a la sección 5.2.9.1 seleccionaremos la mejor protección para el transformador con respecto a las sobretensiones, por ende se usara la norma NTC 819 lo que nos dará el valor de referencia de impedancia que nos permitirá determinar el valor térmico de soportabilidad del transformador de acuerdo a esto tenemos: [32]

$U_z =$ Impedancia del Transformador de 112,5 kVA = 3,5%

$$I_{cc} = \frac{1}{3,5\%} * 100 = 28,57 \text{ veces la corriente nominal}$$

Entonces:

$$t = \frac{1250}{(28,57)^2} = 1.5 \text{ segundos}$$

Por tanto, el transformador deberá estar en capacidad de soportar un cortocircuito sostenido durante un lapso de tiempo de 1.5 segundos sin sufrir deterioro alguno. Las protecciones deberán operar en un tiempo menor a este con el fin de garantizar que no se sobrepase esa condición.

Para la selección de los fusibles se basara en el cálculo de la corriente nominal por el lado de alta:

$$I_{np} = \frac{112.5 \text{ kVA}}{\sqrt{3} * 13,2 \text{ kV}}$$

$$I_{np} = 4.92$$

Se realizó el respectivo procedimiento para calcular las curvas de sobrecarga, curva de capacidad térmica y de operación de acuerdo a la sección 5.2.9.1 para seleccionar el fusible que mejor opere para la protección de los transformadores

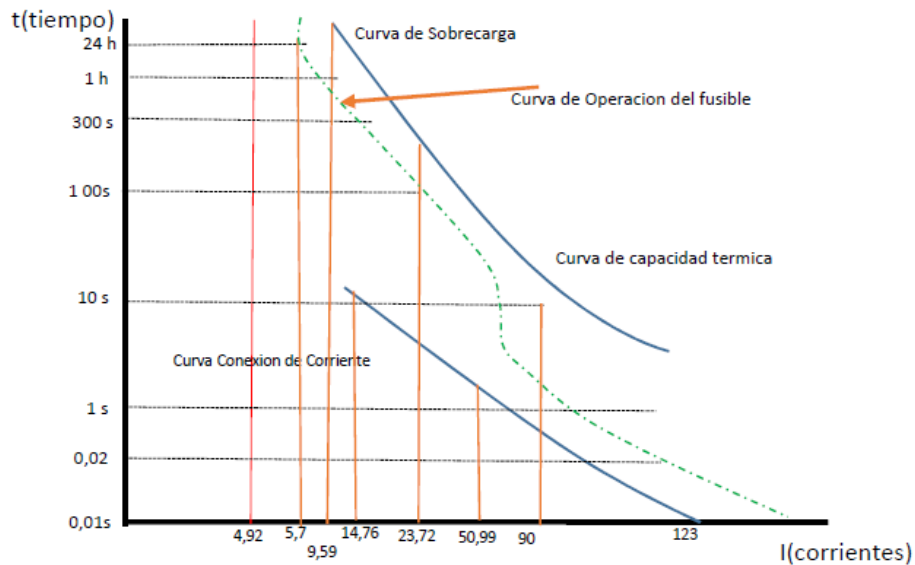


Figura 38 Curva de operación de un fusible tipo Dual f31

Los fusibles tipo dual, que presentan una relación de fusión alta para sobrecorrientes de corta duración y una relación de fusión baja para la zona de sobrecorrientes de larga duración, protegen al transformador no solamente contra las corrientes de sobrecarga sino también contra cortocircuito, debido a que su curva característica de corriente-tiempo de fusión mínima se adapta mejor a la curva característica del transformador de soporte térmico, mecánico y de sobrecarga. Por ende se escoge el fusible f30 dado que en relación de corriente de 5.2 A lo que equivale a $0,94I_n$ lo que cumple con las características ya mencionadas para la protección del transformador ya sea en vacío o a plena carga, para determinar la respectiva curva se usaron la norma ET505 de los fusibles tipo DUAL de CODENSA

6.6.2. Dispositivo Contra Sobretensiones

Los DPS se deben ubicar a una distancia no mayor a 50cm entre los puntos de conexión a tierra del DPS y el transformador, y la conexión tierra se debe realizar con un conductor de calibre No.4 de alambre recubierto de cobre, cobre o una cinta de acero austenítico 304 cumpliendo los requisitos de la tabla 15.2 del RETIE, como lo indica la figura 1. El bajante de la red al DPS debe ser en calibre No 2/0 aluminio.

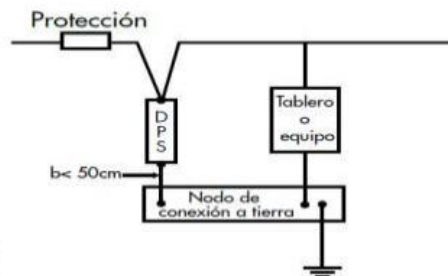


Figura 39 Configuración de conexión del DPS

En condiciones normales de suministro, aparte de las interrupciones, para cada periodo de semana, el 95% de los valores eficaces promediados en 10 min deben situarse en el intervalo definido por las columnas de tensión máxima y tensión mínima de acuerdo a la tabla número 2 de la NTC 1340.

Clasificación (Nivel)	Nivel de tensión	Tensión nominal (V)		Tensión máxima (% de la nominal)	Tensión mínima (% de la nominal)
		Sistema trifásico de 3 o 4 conductores	Sistema monofásico de 2 o 3 conductores		
Baja tensión (Nivel 1)	Hasta 1 000 V	-	120		
		120/208	-		
		-	120/240		
		127/220	-		
		220	-		
		277/480	-		
Media tensión (Niveles 2 y 3)	Mayor o igual a 1 000 V y menor a 62 000 V.	480	-	+5	-10
		4 160	-		
		-	7 620		
		11 400	-		
		13 200	-		
		13 800	-		
Alta tensión (Nivel 4)	Mayor o igual a 62 000 V y menor a 230 000 V.	34 500	-		
		44 000	-		
		57 500	-		
Extra alta tensión (Nivel 4)	Mayor a 230 000 V	66 000	-	+10	-10
		115 000	-		
		230 000	-		
		500 000	-		

NOTA 1 Estos niveles corresponden a la regulación CREG 025/95

Tabla 28 Clasificación y denominación de las tensiones nominales

Se realizó el respectivo análisis de las características del sistema que permita la obtención del pararrayos adecuado, usando la tensión nominal del sistema se aplicaron las ecuaciones de la sección 5.10.1.3. Dado lo siguiente se obtuvieron los siguientes resultados:

El procedimiento general descrito anteriormente en la norma de la IEEE consiste en determinar primero el MCOV del pararrayos, para esto se debe tomar en cuenta que debe ser al menos igual a la tensión máxima de funcionamiento, debido a que estos comúnmente son instalados entre fase y la tierra el nivel de referencia se toma como la tensión de fase de la línea a proteger.

El sistema, que para el caso el sistema se encuentra en una configuración sistema de 3 hilos aterrizado por lo que recurriendo a la norma se utilizará un factor de 1,4 para determinar la tensión fase a tierra en las fases no falladas durante una falla monofásica a tierra en una de las fases, que corresponde al TOV máximo del sistema.

Operación en estado estable				Niveles de Protección (P.U MCOV)		
Tensión L-L Máxima kVrms	Tensión L-G Máxima kVrms	MCOV	Tensión Nominal	FOV 0,5 μ s, 10 kA	8/20 μ s	Descarga de switcheo
4.37	2.52	2.55	3	2.32 - 2.48	2.10 - 2.20	1.70 - 1.85
8.73	5.04	5.1	6 - 9	2.33 - 2.48	1.97 - 2.23	1.70 - 1.85
13.1	7.56	7.65	9 - 12	2.33 - 2.48	1.97 - 2.23	1.70 - 1.85
13.9	8	8.4	10 - 15	2.33 - 2.48	1.97 - 2.23	1.70 - 1.85
26.2	15.1	15.3	18 - 27	2.33 - 2.48	1.97 - 2.23	1.70 - 1.85
36.2	20.9	22	27 - 36	2.43 - 2.48	1.97 - 2.23	1.70 - 1.85
48.3	27.8	29	36 - 48	2.43 - 2.48	1.97 - 2.23	1.70 - 1.85

Tabla 29 2 Márgenes de protección típicos, según norma IEEE std C62.22

SELECCIÓN DEL DISPOSITIVO CONTRA SOBRETENSIONES		
Vmr	Tension del Sistema	13,2
Vmrmax	Tension mas elevada de operación del material	13,8
Ko	Factor de diseño del pararrayo propio del fabricante	0,8
Ke	Factor de falla a tierra	1,4
Kt	Capacidad del Pararrayo Contra Sobretensiones	1,1
ALT	Altitud	235
RE	Region	Arauca
BIL	Tension soportada normalizada a los impulsos (kV)	95
RESULTADOS		
VOC	Tension Continua de Operación	7,97
Vo	Tension Preliminar Basad en la tension continua de operación (kV)	9,96
Ro	Sobretension Temporal en Falla a tierra (kV)	13,94
Re	Tension Nominal Preliminar basada en la sobretension (kV)	12,68
R	Valo Proximo del DPS	14,64

Tabla 30 Características de selección del DPS

De acuerdo a los resultados obtenidos se normaliza la tensión hacia el valor más próximo superior el cual consiste en un DPS de 15 kV de óxido metálico que soporte una corriente de cortocircuito de 10 KA, lo cual permitirá proteger a los transformadores de sobretensiones que se presenten en los sitios de suministro de los transformadores

De acuerdo a la tabla anterior para niveles de tensión de 13,8 kV se selecciona niveles de aislamiento de BIL = 95 kV de acuerdo a la tabla 7 donde se establecen los Bil del transformador.

Características eléctricas básicas

	Tensión Nominal del Sistema U_n , kV		
	66	34,5	13,8
Tensión máxima del material U_m , kV	72,5	36	15
Tensión asignada del descargador U_r , kV	72	42	18
Tensión de operación permanente del descargador U_c , kV	45	24	10
Corriente nominal de cortocircuito, kA	31,5	25	25
Corriente nominal de descarga I_n , kA	10	10	10
Tensión residual máxima al impulso tipo rayo, onda 8x20 μ s y 10 kA NPR, kV	$\leq 201,6$	$\leq 117,6$	$\leq 53,1$
Tensión residual máxima al impulso tipo maniobra, onda 30x70 μ s y 0,5 kA NPM, kV	$\leq 165,5$	$\leq 96,6$	$\leq 41,4$
Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo U_p , BIL, kV	325	170	95
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial 1 min seco, U_d , kV	140	70	38
Frecuencia nominal, f_r , Hz	60	60	60
Distancia de fuga mínima entre fase y tierra, mm. [1]	nivel III	1813	900
	nivel IV	2248	1116
Conexión de puesta a tierra del sistema	Aislado		

Tabla 31 IEC 60815: niveles de contaminación III: 25 mm/kV y IV: 31 mm/kV.

6.6.3. Sistema De Puesta A Tierra

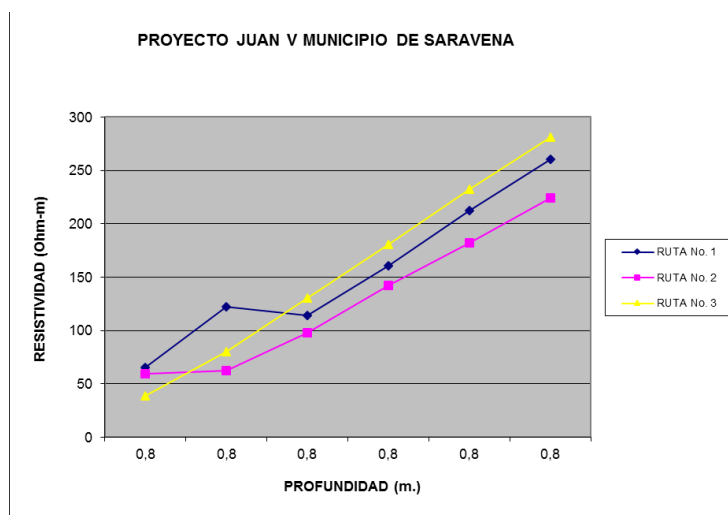
6.6.3.1. Medición de la resistividad del terreno

Para la medición de la resistividad del terreno se tomaron en cuenta 3 rutas, las cuales nos permitirán establecer el valor de la resistividad del área; por cada ruta tomada se realizaron 6 tomas a una profundidad de 0,8 m lo que arrojó una resistividad de 107,5 Ohm/mts por consiguiente se realizarán los respectivos calculo que satisfagan las necesidades del sistema de puesta a tierra.

SEPARACIÓN DE CONDUCTORES EN METROS		1	2	3	4	5	6
RUTA	RESISTIVIDADES DIF. RUTAS						
	Ruta 1	65,4	122,3	114,04	160,85	212,06	260,125
	Ruta 2	59,56	62,205	98,02	142	182,215	224,31
	Ruta 3	38,955	79,795	130,06	180,955	232,48	280,86
RESISTIVIDAD PROMEDIO DE LAS RUTAS 1 Y 3 PROFUNDIDADES(Ohmio-m):		54,63833	67,365	81,3666667	113,935	148,18	180,3283333

Tabla 32 Tabla de resultados de medición del terreno

Se realiza la respectiva grafica que permitirá caracterizar las rutas de medición de resistividad del terreno donde se evidencia cada una de las medidas tomadas sobre el terreno.



Grafica 1 curva de caracterización de las mediciones de resistividad

6.6.3.2. Selección del sistema de puesta a tierra

Procederemos a calcular los valores esperados de nuestro diseño del sistema de puesta a tierra, definiremos los criterios básicos del diseño de la malla, el espaciamiento entre conductores de la malla, número de electrodos, cantidad de conductores y profundidad de enterramiento de la malla, con la longitud del conductor y de los electrodos obtenemos la longitud total del sistema de puesta a tierra.

DISEÑO DE MALLA IEEE 80				
		CONFIGURACION DE MALLA		
CARACTERISTICAS DE LA MALLA		CUADRA	RECTA	LINEAL
RESISTENCIA OBJETIVO	Ω	10	10	10
RESISTENCIA APARENTE DEL TERRENO	ρ	106	106	106
CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA A TIERRA EN EL PRIMARIO I_o	A	1000	1000	1000
TIEMPO DE DESPEJE DE LA FALLA t_c	ms	100	100	100
MATERIAL A UTILIZAR EN LA PUESTA A TIERRA, CON TEMPERATURA AMBIENTE DE 40°C	$\Omega.m$	COBRE DURO	COBRE DURO	COBRE DURO
RESISTIVIDAD DE LA CAPA SUPERFICIAL	$\Omega.m$	200	200	200
CONDUCTOR DE MALLA	AW	2/0	2/0	2/0
LARGO DE LA MALLA	C	14	20	40
ANCHO DE LA MALLA	m	14	6	0
LADO DE LA CUADRICULA	cm	466	400	500
NUMERO DE VARILLAS	Und	9	12	8
LONGITUD DE LA VARILLA	m	3	3	2,4
LONGITUD DEL CONDUCTOR HORIZONTAL	m	112	86	145
LONGITUD TOTAL VARILLAS	m	27	36	19,2
LONGITUD DEL PERIMETRO	m	56	52	
PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO	m	0,9	1	0,9
AREA DE LA MALLA	m^2	196	120	
CALCULOS DE TENSION DE PASO Y DE CONTACTO				
TENSION DE CONTACTO TOLERABLE	V	633	633	633
TENSION DE PASO TOLERABLE	V	1041	1041	1041
CALCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA				
RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	Ω	3,77	4,57	9,84
CALCULO DE TENSIONES EN CASO DE FALLA				
MAXIMO POTENCIAL DE FALLA	V	3770	4569,028	9840
TENSION DE MALLA EN CASO DE FALLA	V	632,55	627,09	631,3
TENSION DE PASO EN CASO DE FALLA	V	349,46	362,44	874,3

Tabla 33 Resultados de configuraciones por tipo de malla

Dado que la resistividad del terreno es alta, se buscaron los resultados para 3 tipos de configuraciones de malla, dado que la resistencia de las subestaciones tipo poste debe ser menor a 10Ω . En todos los casos se buscaron los resultados favorables para la implementación de cada malla, pero de acuerdo a los resultados por áreas, mantenimiento de malla y nivel de potencial de falla se determinó la más conveniente para la implementación en cada transformador del suministro eléctrico. Por lo anterior la que mejor cumple es la configuración rectangular dado que tiene un nivel de resistencia bajo y el área que ocuparía sería menor con respecto a la cuadrada y la lineal, en cambio la cuadrada que tiene un nivel potencial de falla bajo se necesitaría una mayor área para su implementación y la de tipo lineal se necesitaría hacer un tratamiento de suelo para que se cumpla la respectiva normativa.

6.7. CÁLCULOS MECÁNICOS

6.7.1. Características de los conductores

6.7.1.1. Conductor de Media Tensión

CARACTERISTICAS	SPARROW
Calibre (AWG)	2
N° de Hilos de Aluminio	6
N° de Hilos de Acero	1
Diámetro (mm)	8,01
Carga a la Rotura (kgf)	1 292
Módulo de Elasticidad (kg/mm ²)	8100
Coefficiente de Dilatación Lineal (10 ⁻⁶ /°C)	19,1
Peso (kg/km)	135,7
Sección (mm ²)	33,62
Diámetro del hilo de Aluminio (mm)	2,67
Diámetro del hilo de Acero (mm)	2,67
Radio medio geométrico (mm)	1,2740

Tabla 34 Características del conductor N° 2 AWG ACSR

6.7.2. Distancias de Seguridad

El diseño de una línea se deben considerar ciertas distancias que garantice la seguridad y brinden aislamiento entre los conductores y no exista un riesgo de corto circuito.

6.7.2.1. Distancias de los conductores de baja tensión a tierra

Para determinar la distancia se usara la ecuación de la sección 6.2.2 del presente proyecto; el nivel de tensión que se maneja para este proyecto es de 208 V.

- Redes de baja tensión

$$DT = 5,3 + \frac{0,208 \text{ kVA}}{150} (m)$$

$$DT = 5,3013 \text{ m}$$

Como la red de baja es de tipo trenzado no es necesario calcular la distancia entre los conductores ya que por su aislamiento se evita el contacto de cortocircuito.

6.7.2.2. Distancias de los Conductores y Apoyos media tensión

Debido al nivel de tensión que se maneja en la red de distribución de nivel 2 hay que evitar que los apoyos hagan contacto con las redes, esto generaría un riesgo eléctrico causando daño y/o peligros para los seres vivos por ende usando la ecuación 36 tenemos:

$$DA = 0,1 + \frac{13,2}{150}$$

$$DA = 0,188 \text{ m}$$

6.7.3. Condiciones Mecánicas De Los Conductores

El cálculo mecánico consiste en la determinación de las tensiones mecánicas que soportan y las flechas que asumen los conductores de fase; Se calculan las tensiones mecánicas para verificar que en ningún caso, cualquiera sea la carga, se supere el límite de rotura elástica o por fatiga del conductor.

6.7.3.1. Condiciones Mecánicas del Conductor De Media Tensión

Para la realización de los cálculos mecánicos se usamos las hipótesis de diseño de la sección 6.2.1 y las ecuaciones 31, 32 y 33 para la determinación de la tensión de rotura y las flechas por conductor.

6.7.3.2. Condición Inicial De Tendido

Velocidad del viento: 0 km/hora

No se considera sobrecarga por viento, por lo tanto:

$$pt = pt0 = 0,1357 \frac{kg}{m}$$

105

- Temperatura del conductor: Temperatura ambiente.

$$t_0 = 24^{\circ}C$$

- Tensión mecánica: Máximo 25% de tensión de rotura.

$$\begin{aligned} TR\% &= 25\% \\ T_0 &= 0.25 * (1\ 292\ kgf) \\ T_0 &= 323\ kgf \end{aligned}$$

6.7.3.3. Condición Extrema de Trabajo Mecánico

- Velocidad del viento: 100 km/hora

Dado que p incluye sobrecarga por viento máximo, calculamos el peso total según la ecuación 29 y basados en la tabla 8 del presente proyecto, de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} pt &= \sqrt{\left(0,1357 \frac{kg}{m}\right)^2 + \left\{[0,06(8.01)]^2 \frac{kg}{m}\right\}} \\ pt &= 0.49939\ kg/m \end{aligned}$$

- Temperatura del conductor: Temperatura mínima de la zona donde se instala el conductor.

$$t = 17^{\circ}C$$

- Tensión mecánica: Máximo 50% de tensión de rotura.

$$\begin{aligned} TR\% &= 50\% \\ T_0 &= 0.5 * (1\ 292\ kgf) \\ T_0 &= 646\ kgf \end{aligned}$$

6.7.3.4. Condición Extrema de Flecha

- Velocidad del viento: 0 km/hora.

No se considera sobrecarga por viento, por lo tanto:

$$pt = 0,1357 \frac{kg}{m}$$

Temperatura del conductor: Temperatura del conductor a la máxima temperatura ambiente y máxima corriente de diseño.

$$t = 70^{\circ}C$$

- Tensión mecánica: No hay límite de tensión mecánica.

6.8. CALCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

Se toman las recomendaciones dadas en el numeral 3.5 de la norma ENELAR E.S.P, para el cálculo mecánico en los conductores.

6.8.1. Cálculo de Flechas y Tensiones media tensión

Con base a la ecuación 42 del presente proyecto se tiene que el vano regulador supuesto es:

$$ar = 60,24 \text{ m}$$

Según lo especificado anteriormente se tiene que de acuerdo a la sección 5.2.1.2.4. Se obtuvieron los siguientes resultados para la red de Media tensión:

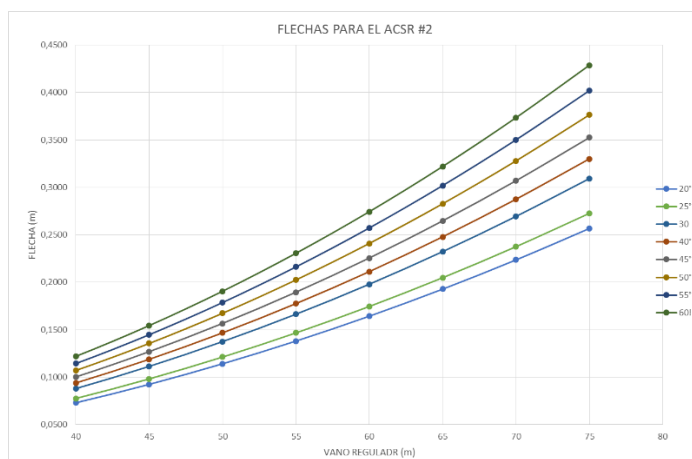
CONDICIÓN	2 ACSR
Condición inicial de tendido	$T = 318,02 \text{ Kgf}$ $f = 0,1935 \text{ m}$
Condición extrema de trabajo mecánico	$T = 612,36 \text{ Kgf}$ $TR\% = 47,39\% \approx 47\%$ $f = 0,447 \text{ m}$
Condición extrema de flecha	$T = 552,27 \text{ Kgf}$

	$TR\% = 42,73\% \approx 43\%$ $f = 0,11145 m$
--	--

Tabla 35 Resultados de las ecuaciones de cambio de estado



Grafica 2 Tensión de tendido del ACSR #2/0



Grafica 3 Curva de tendido para la flecha del ACSR #2/0

6.9. CALCULO MECÁNICO DE APOYOS

6.9.1. Cálculo mecánico para apoyos de media tensión

Para determinar el cálculo mecánico de cada uno de los apoyos a usar tendremos en cuenta la sección 5.2.2.4. Donde nos permitirá realizar el respectivo cálculo mecánico para estas estructuras

Para postes de concreto de 12 m de longitud y cargas de rotura de 510 y 1050 kgf, se conoce que el diámetro del extremo superior (d2) es de 16 y 18 cm respectivamente y el diámetro del extremo inferior (dL) es de 34 y 36 cm.

- Esfuerzo Transversal Producido por el Viento Sobre la Apoyo

Adicionalmente la longitud de empotramiento del poste está definido por las ecuaciones 48 y 49:

$$HE = \frac{1}{10} * (12m) + (0,4m)$$

$$HE=1,6 m$$

La longitud del poste sobre el terreno se calcula de la siguiente manera:

$$h = 12m - 1,6m$$

$$h = 10,4 m$$

En postes de 12 m de longitud y carga de rotura de 510 kgf, el momento producido por el viento es del poste tenemos que:

$$HP = \frac{10,4 m}{3} * \left(\frac{34cm + 2*16cm}{34cm + 16cm} \right) = 4,576 m$$

$$CP = 0,0042(80 \text{ Km/h})^2 * (34 \text{ cm} + 16 \text{ cm}) / 200 * 10,4 m$$

$$Cp = 69,88 \text{ Kg}$$

$$MP = (69,88 \text{ kg}) * (4,576 m) = 319,77 \text{ kg} * m$$

- En postes de 12 m de longitud y carga de rotura de 1050 kgf, el momento producido por el viento es:

$$HP = \frac{10,4 \text{ m}}{3} * \left(\frac{36\text{cm} + 2 * 18\text{cm}}{36\text{cm} + 18\text{cm}} \right) = 4,62 \text{ m}$$

$$CP = 0,0042(80 \text{ Km/h})^2 * (36 \text{ cm} + 18 \text{ cm})/200 * 10,4 \text{ m}$$

$$Cp = 75,47 \text{ Kg}$$

$$MP = (75,47 \text{ kg}) * (4,62 \text{ m}) = 348,67 \text{ kg * m}$$

- Esfuerzo Transversal Producido Por El Viento Sobre Los Conductores

Reemplazando en las ecuaciones 50 y 51 se tiene:

$$CV = 0,0042 * \left(80 \frac{\text{km}}{\text{h}} \right)^2 * (0,00801\text{m}) * aV$$

$$Cv = 0,2153 * aV$$

$$MV = (0,2153 * aV) * (3) * (10,4 \text{ m})$$

$$MV = 6,7173 * aV$$

- Esfuerzo Transversal Producido por las Desviaciones en la Red

Reemplazando en las ecuaciones 52 y 53 se tiene:

$$CA = 2 * 612,36 * \text{sen}(\alpha 2) \text{ (kg)}$$

$$CA = 1224,72 * \text{sen}(\alpha 2) \text{ (kg)}$$

$$MA = 1224,72 \text{ sen}(\delta) * (1) * 10,4 \text{ (kg * m)}$$

$$MA = 12737,08 \text{ sen}(\delta) \text{ (kg * m)}$$

- Esfuerzo Resistente del Poste

Si reemplazamos en la ecuación 54 y Con base a la tabla 11 del presente proyecto se selecciona un factor de seguridad de 2 para posteria de concreto

- Para CR = 510 kgf

$$MR = (510 \text{ kgf}) * \frac{10,4 \text{ m}}{2} = 2652 \text{ kg} * \text{ m}$$

- Para CR = 1050 kgf

$$MR = (1050 \text{ kgf}) * \frac{10,4 \text{ m}}{2} = 5460 \text{ kg} * \text{ m}$$

6.9.2. Graficas de utilización para apoyos

Tomando los datos obtenidos a partir de la condición inicial de tendido. Se obtienen tensiones para diferentes valores de temperatura ambiente y vanos reguladores aplicamos la ecuación 54 la que nos permitirá dibujar el ángulo de utilización para cada apoyo.

6.9.3. Graficas de utilización para apoyos de media tensión

- Estructura de retención (ICEL 531)

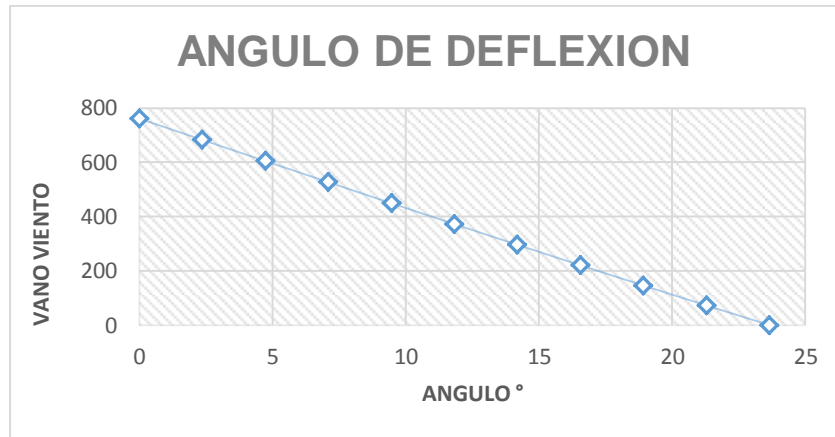
Para las estructuras de retención se usara postes 1050 Kgf; de acuerdo a esto tenemos:

$$5460 \text{ Kg} * \text{ m} \geq 348,67 \text{ Kg} * \text{ m} + 6,7173 \text{ av} + 12737,08 \text{ sen}(\delta/2)$$

$$\text{av} = 760,92 \text{ kg} * \text{ m}$$

$$\delta = 47,3^\circ$$

$$\text{av} = 760,92 - 1896,16066 \text{ sen}()$$



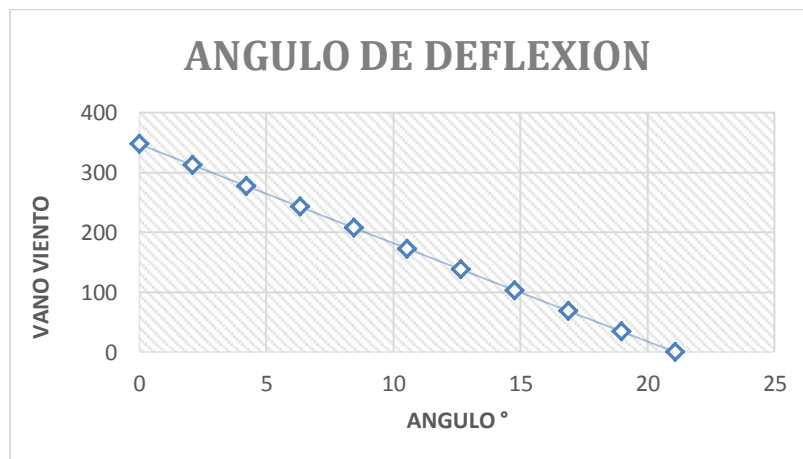
Grafica 4 Grafica de utilización para apoyo retención poste 1050 Kgf

- Estructura de paso (ICEL 523)

$$2652 \text{ Kg} \cdot \text{m} \geq 319,77 \text{ Kg} \cdot \text{m} + 6,7173 \text{ av} + 12737,08 \text{sen}(\delta/2)$$

$$\text{av} = 347,19 \text{ kg} \cdot \text{m}$$

$$\delta = 21.10^\circ$$



Grafica 5 Grafica de utilización para apoyo de paso poste 510 Kgf

7. PRESUPUESTO

ÍTEM		ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO TOTAL				VALOR UNITARIO	TOTAL
					MATERIALES	MANO DE OBRA	E & H	TRANSPORTE		
PROYECTO: DISEÑO DE LAS REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA TENSIÓN Y BAJA TENSIÓN EN EL BARRIO JUAN V MUNICIPIO DE SARAVENA DEPARTAMENTO DE ARAUCA.		PRESUPUESTO GENERAL DE OBRAS								
RED DE MEDIA TENSIÓN A 13 200 VOLTIOS										
1	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO MT									
	REPLANTEO TOPOGRÁFICO ELECTRICO MT		Km	0,933		83.250	33.333	100.000	216.583	\$ 202.072,3
2	APOYOS MT									
	CONCRETO 3000 PSI (Incluye Material, Mano de Obra, y Herramienta y Equipos)		M3	5,35	329.217	69.558	10.920	204.250	613.944	\$ 3.284.601,9
	POSTE EN CONCRETO 12M X 50 KG (Incluye suministro, transporte, y proceso de hincada y aplozada)		Und	9	670.756	33.738	8.000	324.300	1.036.794	\$ 9.331.147,5
	POSTE EN CONCRETO 2 M X 150 KG (Incluye suministro, transporte, y proceso de hincada y aplozada)		Und	8	1.006.561	33.738	8.000	499.090	1.547.389	\$ 12.379.113,3
	DESHINCADA POSTE 12M CON TRASLADO A BODEGA		Und	1	-	44.911	6.667	100.000	151.578	\$ 151.577,9
3	VESTIDA / ARMADA POSTES MT									
	ESTRUCTURA 550M ICEL (Incluye el Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	6	\$ 423.345,0	\$ 43.815,8	\$ 8.000,0	\$ 15.620,0	\$ 490.780,8	\$ 2.944.684,8
	ESTRUCTURA 533M REFERENCIA ICEL (Incluye el Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	9	\$ 203.613,0	\$ 31.297,0	\$ 5.714,3	\$ 7.810,0	\$ 248.434,3	\$ 2.235.908,6
	ESTRUCTURA 533M REFERENCIA ICEL (Incluye el Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	2	\$ 358.896,0	\$ 45.641,5	\$ 8.333,3	\$ 10.650,0	\$ 423.520,8	\$ 847.041,6
	ESTRUCTURA 730 REFERENCIA ICEL (Incluye el Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	1	\$ 725.820,0	\$ 54.769,8	\$ 10.000,0	\$ 10.650,0	\$ 801.239,8	\$ 801.239,8
	ESTRUCTURA 71M ICEL MONTAJE TRAF03F CON PAT Y PROTECCIÓN DE TRAF0 (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	4	\$ 2.329.731,0	\$ 41.938,0	\$ 5.714,3	\$ 28.400,0	\$ 2.405.783,3	\$ 9.623.133,1
4	TENDIDO RED MT									
	Cable ACSR 2 AWG (Incluye el Tendido y Tensionado en Red Primaria 1Hilo)		Km	2,883	1.398.000	494.753	33.333	173.280	\$ 2.099.366,7	\$ 6.052.411,3
5	TEMPLETES MT									
	TEMPLETE DIRECTO A TIERRA / MEDIA TENSIÓN (Incluye Suministro, Transporte e Instalación)		Und	5	122.976	41.938	5.714	10.650	\$ 181.278,3	\$ 906.391,3
	SUB TOTALES				\$ 35.630.996,41	\$ 3.562.686,87	\$ 505.811,48	\$ 9.059.828,54		\$ 48.759.323,30
TOTAL RED DE MEDIA TENSIÓN A 13 200 VOLTIOS										
RED DE BAJA TENSIÓN A 220/120 VOLTIOS										
6	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO BT									
	REPLANTEO TOPOGRÁFICO ELECTRICO BT		Km	3,309	\$ 0,0	\$ 83.250,0	\$ 33.333,3	\$ 100.000,0	\$ 216.583,4	\$ 716.594,2
7	APOYOS BT									
	CONCRETO 3000 PSI (Incluye Material, Mano de Obra, y Herramienta y Equipos)		M3	33,000	\$ 329.216,7	\$ 69.557,6	\$ 10.920,0	\$ 204.250,0	\$ 613.944,3	\$ 20.260.161,3
	POSTE EN CONCRETO 8 M X 50 KG (Incluye suministro, transporte, y proceso de hincada y aplozada)		Und	52	\$ 326.350,0	\$ 24.098,7	\$ 11.428,6	\$ 176.514,3	\$ 538.391,5	\$ 27.996.360,5
	POSTE EN CONCRETO 8 M X 105KG (Incluye suministro, transporte, y proceso de hincada y aplozada)		Und	113	\$ 477.500,0	\$ 24.098,7	\$ 11.428,6	\$ 285.474,3	\$ 798.501,5	\$ 90.230.674,8
8	VESTIDA / ARMADA POSTES BT									
	ESTRUCTURA LA 324 CIRCUITO SECUNDARIO SENCILLO EN CONDUCTOR TRENZADO CONSTRUCCIÓN ANGULAR (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	10	\$ 425.393,0	\$ 21.907,9	\$ 4.000,0	\$ 3.550,0	\$ 454.850,9	\$ 4.548.509,0
	ESTRUCTURA LA 322 (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	3	\$ 511.890,0	\$ 21.907,9	\$ 4.000,0	\$ 5.325,0	\$ 543.122,9	\$ 1.629.368,7
	ESTRUCTURA LA 327 (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	28	\$ 548.172,0	\$ 21.907,9	\$ 4.000,0	\$ 3.550,0	\$ 577.629,9	\$ 16.173.637,2
	ESTRUCTURA LA 321 (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)		Und	47	\$ 459.830,0	\$ 21.907,9	\$ 4.000,0	\$ 3.550,0	\$ 489.287,9	\$ 22.996.531,3
9	TENDIDO RED BT									
	CABLE PARA RED TRENZADA 3N*2/0 + N*1/0 ALUMINIO (Incluye Suministro, Transporte Tendido y Tensionado en Red Secundaria Trenzada)		Km	6,840	16.286.000	494.753	33.333	502.720	17.316.807	\$ 118.448.800,6
	CABLE PARA RED TRENZADA 3N*4/0 + N*4/0 ALUMINIO (Incluye Suministro, Transporte Tendido y Tensionado en Red Secundaria Trenzada)		Km	6,791	47.676.000	494.753	33.333	695.485	48.899.572	\$ 332.098.957,4
	CABLE PARA RED TRENZADA 3N*2 + N*1/0 AWG ALUMINIO (Incluye Suministro, Transporte Tendido y Tensionado en Red Secundaria Trenzada)		Km	6,791	10.071.000	494.753	33.333	316.700	10.915.787	\$ 74.134.011,1
11	PUESTA A TIERRA BT									
	PUESTA A TIERRA / BAJA TENSIÓN (Incluye Suministro, Transporte e Instalación)		Und	70	234.414	83.876	11.429	3.195	332.914	\$ 23.303.947,2
	SUB TOTALES				\$ 644.535.046,88	\$ 24.450.691,22	\$ 4.189.128,78	\$ 59.362.686,44		\$ 732.537.553,32
TOTAL RED DE BAJA TENSIÓN A 220/120 VOLTIOS										
TRANSFORMACIÓN 13200/220-120 VOLTIOS										
13	TRANSFORMADORES									
	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 12,5 KVA 13200/240-120V (Incluye Suministro, Transporte e Instalación)		Und	4	\$ 9.472.500,0	\$ 296.486,9	\$ 26.666,7	\$ 266.250,0	\$ 10.061.903,6	\$ 40.247.614,3
	SUB TOTALES				\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00		\$ 40.247.614,32
TOTAL TRANSFORMACIÓN 13200/220/120 VOLTIOS										
COSTOS DIRECTOS					\$ 680.166.043,29	\$ 28.013.378,09	\$ 4.694.940,26	\$ 68.422.514,98		\$ 821.544.490,94
									10%	\$ 82.154.449,09
									5%	\$ 41.077.224,55
									10%	\$ 82.154.449,09
COSTOS INDIRECTOS										\$ 205.386.122,73
SUBTOTAL 1 COSTOS DIRECTOS + INDIRECTOS										\$ 1.026.930.613,67
SUBTOTAL 2 (SUBTOTAL 1 + RETIE)										\$ 8.215.444,91
SUBTOTAL 4 (SUBTOTAL 2 - CONTRIBUCION LEY 1106DE 2006, LEY 1738 DE 2014 5%)										\$ 1.035.146.058,58
SUBTOTAL 4 (SUBTOTAL 2 - CONTRIBUCION LEY 1106DE 2006, LEY 1738 DE 2014 5%)										\$ 54.481.371,50
VALOR TOTAL SOLICITADO										\$ 1.089.627.430,08
TOTAL PROYECTO										\$ 1.089.627.430,00

La red de media tensión tiene un costo aproximado de 50 millones de pesos en los que se incluyen las herramientas, mano de obra, el transporte y materiales

para la construcción además de que la red tiene una de 0,933 Km de los cuales está dividido para 2 circuitos que alimentan a 4 transformadores.

Los Transformadores generan un costo de 40 Millones de los que se incluyen el transporte hacia el municipio de Saravena, dado que el peso de los transformadores es significativo genera un aumento por su transporte.

Las redes de baja tensión tienen aproximadamente un costo aproximado de \$ 732.537.553,3 dado que se están manejado 3 tipos de conductores de red trenzada, además de las diferentes estructuras necesarias que soportaran la red y la diferente posteria que se hincara en el terreno.

El Contratista suministrará todos los materiales necesarios para la ejecución de las obras. Estos materiales serán de primera calidad, homologados por ENELAR E.S.P. y adquiridos mediante factura.

Los precios ofrecidos Incluyen el transporte desde Bogotá y dentro de la zona de trabajo y se encuentran involucrados en el valor unitario total ofrecido. En consecuencia, el Contratista será absolutamente responsable por el daño o pérdida que ocurra en el material que suministre. El Contratista debe llevar y mantener a disposición permanente del Interventor, un registro detallado sobre los siguientes aspectos del material que se le ha suministrado:

- Cantidad y características del material.
- Cantidad de materiales ya incorporados a la obra.
- Cantidades de materiales existentes en su almacén o bodega de obra.

El Contratista, de hecho, es el único responsable del correcto almacenamiento de los materiales. Bajo ninguna circunstancia, El MUNICIPIO se hace responsable por la pérdida de los materiales que puedan llegar a ocurrir. Ningún material podrá ser instalado en la obra por parte del Contratista sin previa revisión y autorización del Interventor sobre la calidad del mismo. Así mismo, antes de ser instalados los transformadores y los contadores de energía, el Contratista deberá someterlos a revisión.

8. ALUMBRADO PUBLICO

La comodidad de un sistema de alumbrado depende del patrón de luminancia, de su uniformidad, del nivel de iluminación, del grado de deslumbramiento directo (de las fuentes) o indirecto (objetos brillantes sobre la calzada), de la disposición y de la naturaleza de las fuentes luminosas, debe ser tenido en cuenta también el color de la luminaria por esta razón es necesario escoger bien estos criterios de tal manera que reduzcan al mínimo la tensión nerviosa de los usuarios de la vía.

Los conceptos y métodos de cálculo para el estudio lumínico están dados en la norma NTC-900 y dependen de las características fotométricas propias de cada luminaria de acuerdo a cada fabricante.

Dadas las condiciones de distribución de las vías en el presente proyecto se optó por determinar la mejor disposición que cumpliera con las condiciones necesarias la cual fue en disposición central con una distancia aproximada de 30 mts entre cada mástil y de acuerdo con la NTC-900 en la tabla 1 se establece como vías de importantes de tráfico urbano, vías circunvalares y distribuidoras. Control de tráfico y separación de diferentes usuarios de la vía clase M3 con una velocidad media con velocidades de 30 y 60 km/h con un tránsito de vehículo medio que va entre el rango de 250 y 500 vehículos diarios aproximadamente de acuerdo a la tabla 30 de presente documento por consiguiente se establecen los parámetros de acuerdo a la tabla 32 que se utilizaran en el diseño del alumbrado público.

Por consiguiente aplicando el software Dialux se obtuvieron los siguientes parámetros:

10 Pieza GELIGHTING 42641 ET 40 G HPS 400W (Tipo 1)

N° de artículo: 42641

Flujo luminoso

(Luminaria):

41109 lm Flujo

luminoso

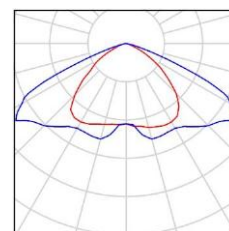
(Lámparas):

56500 lm

Potencia de las
luminarias: 400.0

W Clasificación

luminarias según



CIE: 100 Código
CIE Flux: 44 85
99 100 73
Lámpara: 1 x Definido
por el usuario (Factor
de corrección 0.900).

La actual tendencia en el diseño y construcción de los luminarios para el alumbrado público de vialidades a nivel mundial va dirigida hacia la incorporación de lámparas más eficaces que utilicen dispositivos electrónicos más eficientes para su encendido y operación. Dado a la topología seleccionada para el alumbrado público se debía seleccionar una lámpara que tuviese la mayor luminiscencia por el área que se está implementando y además de que cumpliera con las características normativas estipuladas por la NTC900 y el alumbrado público de Bogotá.

GELIGHTING 42641 ET 40 G HPS 400W / CDL (Polar)

Luminaria: GELIGHTING 42641 ET 40 G HPS 400W

Lámparas: 1 x LU400/XO/T/40

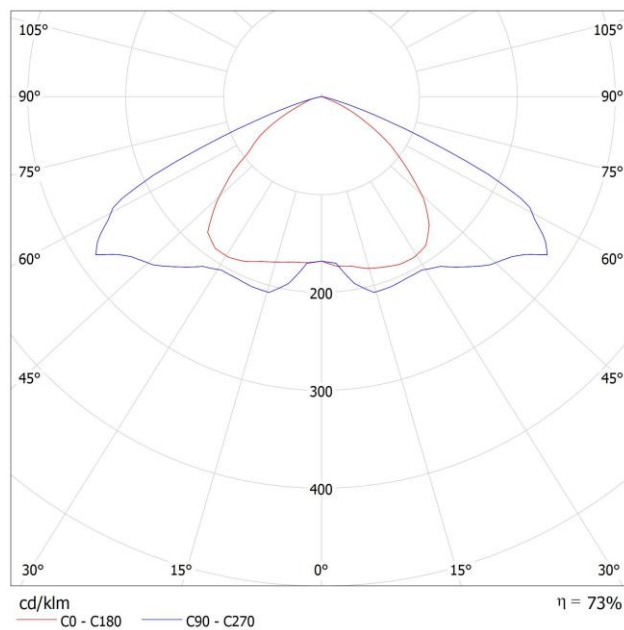


Figura 40 Diagrama polar GELIGHTING 42641

Calle 1 / Datos de planificación

Perfil de la vía pública

Camino peatonal 2 (Anchura: 1.800 m)
 Calzada 2 (Anchura: 7.200 m, Cantidad de carriles de tránsito: 2, Revestimiento de la calzada: R3, q_0 : 0.070)
 Arcén central 1 (Anchura: 2.000 m, Altura: 0.250 m)
 Calzada 1 (Anchura: 7.200 m, Cantidad de carriles de tránsito: 2, Revestimiento de la calzada: R3, q_0 : 0.070)
 Camino peatonal 1 (Anchura: 2.000 m)

Factor mantenimiento: 0.8

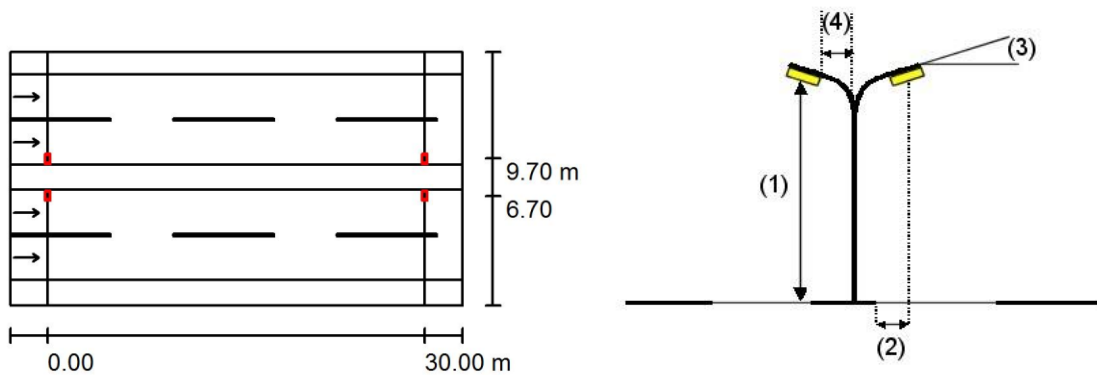


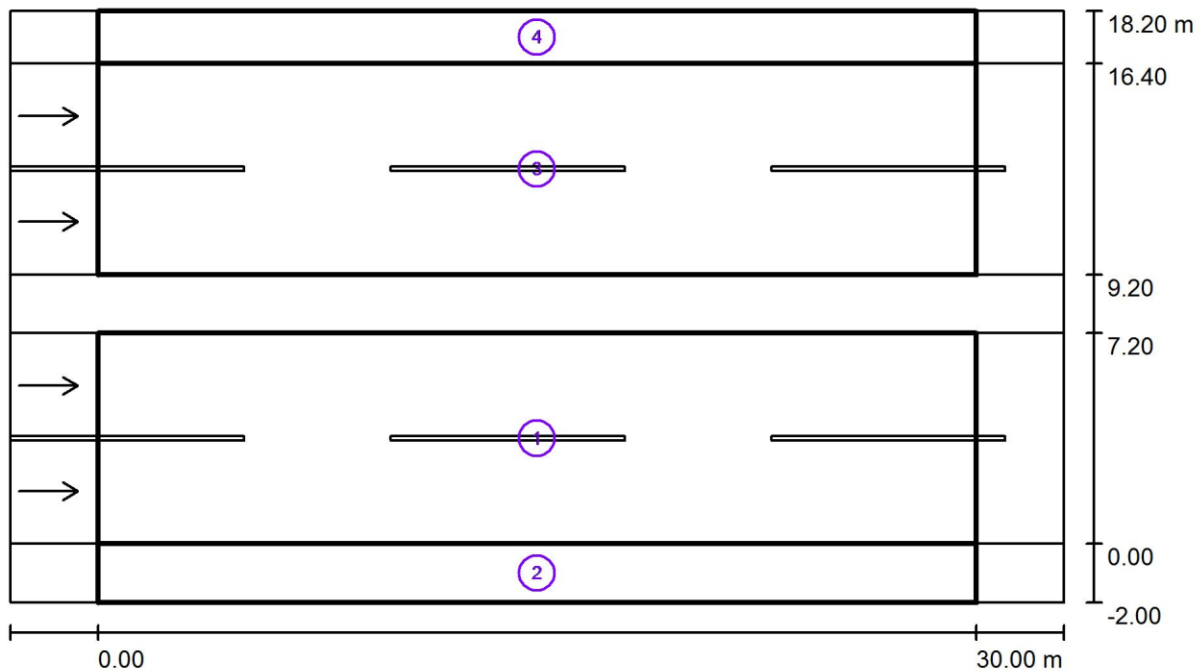
Figura 41 Disposición de las luminarias

Luminaria: GELIGHTING 42641 ET 40 G HPS 400W

Flujo luminoso (Luminaria): 41109 lm	Valores máximos de la intensidad lumínica	
Flujo luminoso (Lámparas): 56500 lm	Potencia de las luminarias: 400.0 W	
Organización: sobre arcén central Distancia entre mástiles: 30.000 m		
Altura de montaje (1): 12.000 m		
Altura del punto de luz:	12.000 m	Saliente sobre la calzada (2): 1.000 m
Inclinación del brazo (3):	17.0 °	
Longitud del brazo (4):	1.500 m con 70°:	381 cd/klm
con 80°:	282 cd/klm	
con 90°:	35 cd/klm	
Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).		
La disposición cumple con la clase del índice de deslumbramiento D.0.		

Dadas las características que se deben tener en cuenta para las instalación del alumbrado público se establecen parámetros de los materiales que deben tenerse en cuenta para dar cumplimiento a los debidos lineamientos tales como la implementación de postes que aseguren la altura de 12 mts, el brazo que soportara la luminaria debe ser de aproximadamente 1,5 ms con saliente a la calzada de 1 m.

Calle 1 / Resultados luminotécnicos



Factor mantenimiento: 0.8

Escala 1:258

Dado los parámetros de circulación establecidos previamente se obtienen los valores necesarios para que cumplan con los valores lumínicos establecidos en la norma NTC 900 los cuales se ven reflejados a continuación:

Lista del recuadro de evaluación

- 1 Recuadro de evaluación Calzada 1 Longitud: 30.000 m, Anchura: 7.200 m Trama: 10 x 6 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Calzada 1. Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070

Clase de iluminación seleccionada: ME5

Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	SR
1.69	0.46	0.51	1	0.90

Tabla 36 Resultado de las características de luminiscencia calle 1

Lista del recuadro de evaluación

- 2 Recuadro de evaluación Camino peatonal 1 Longitud: 30.000 m, Anchura: 2.000 m Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 1. Clase de iluminación seleccionada: CE5

Em [lx]	U0
30.47	0.41

Tabla 36 Resultado de las características de luminiscencia camino peatonal 1

- 3 Recuadro de evaluación Calzada 2 Longitud: 30.000 m, Anchura: 7.200 m Trama: 10 x 6 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Calzada 2. Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070

Clase de iluminación seleccionada: ME5

Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	SR
1.76	0.41	0.40	1	0.90

Tabla 37 Resultado de las características de luminiscencia calle 2

- 4 Recuadro de evaluación Camino peatonal 2 Longitud: 30.000 m, Anchura: 1.800 m Trama: 10 x 3 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Camino peatonal 2. Clase de iluminación seleccionada: CE5

Em [lx]	U0
30.84	0.41

Tabla 38 Resultado de las características de luminiscencia camino peatonal 2

En cada uno de los casos se cumplen con los valores de luminiscencia promedio, uniformidad general y con el factor de mantenimiento, dado esto se cumplen los respectivos parámetros de selección de luminaria y topología.

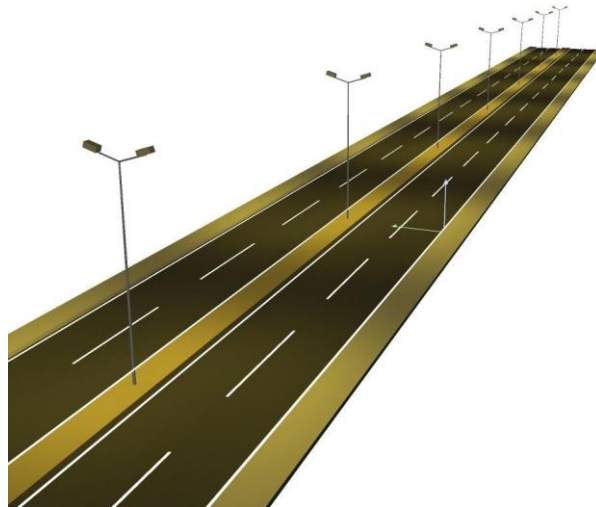


Figura 42 Diseño en 3d Calles juan V

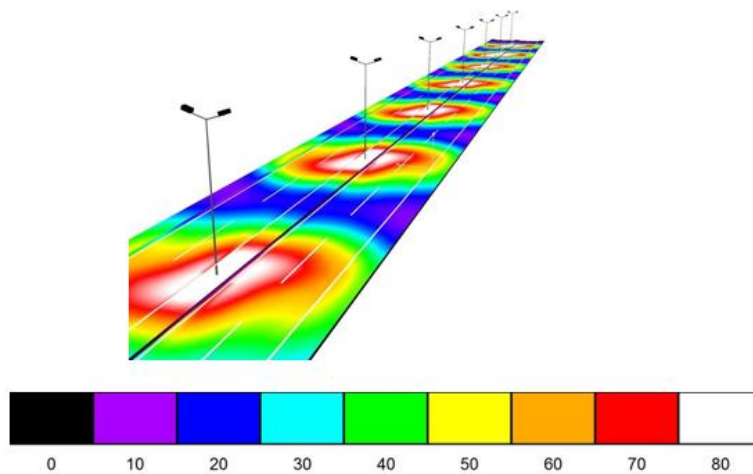


Figura 43 Procesado en colores falsos

En la figura 48 se puede observar la incidencia de las luminarias sobre las vías, en este caso se aprecian cada nivel de luminiscencia correspondiente al propagación que lux que genera la luminaria.

Calle 1 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Sumario de los resultados

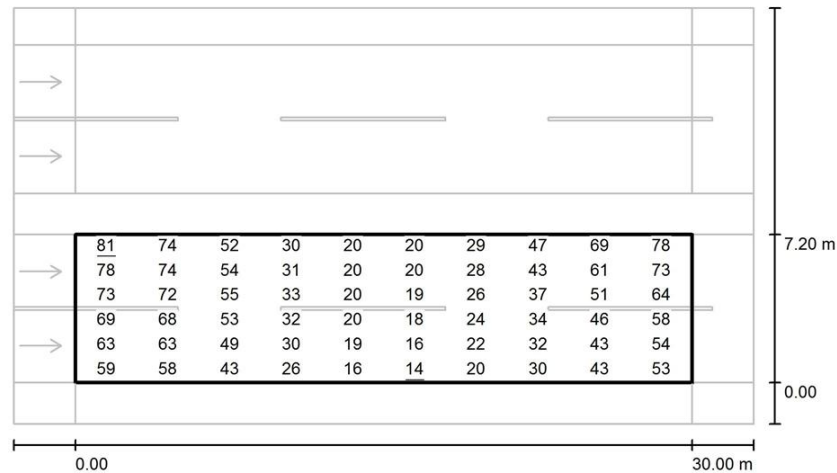


Figura 44 Resultados aplicando método de los puntos calle 1

Factor mantenimiento: 0.8

Escala 1:258

Trama: 10 x 6 Puntos

Elemento de la vía pública respectivo: Calzada 1. Revestimiento de la calzada: R3, q0: 0.070

Clase de iluminación seleccionada: ME5 (Se cumplen todos los requerimientos fotométricos.)

	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]	SR
Valores reales según cálculo:	1.69	0.46	0.51	1	0.90
Valores de consigna según clase:	≥ 0.50	≥ 0.35	≥ 0.40	≤ 15	≥ 0.50
Cumplido/No cumplido:	✓	✓	✓	✓	✓
Observador respectivo (2 Pieza):					
N° Observador	Posición [m]	Lm [cd/m ²]	U0	UI	TI [%]
1 Observador 1 1.800, 1.500)	(-60.000,	1.75	0.47	0.51	1
2 Observador 2 5.400, 1.500)	(-60.000,	1.69	0.46	0.58	1

Tabla 39 Resultados de acuerdo a observadores

Calle 1 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Gama de grises (E)
 Calle 1 / Recuadro de evaluación Calzada 1 / Gama de grises (E)
 Escala 1: 258

Trama: 10 x 6 Puntos

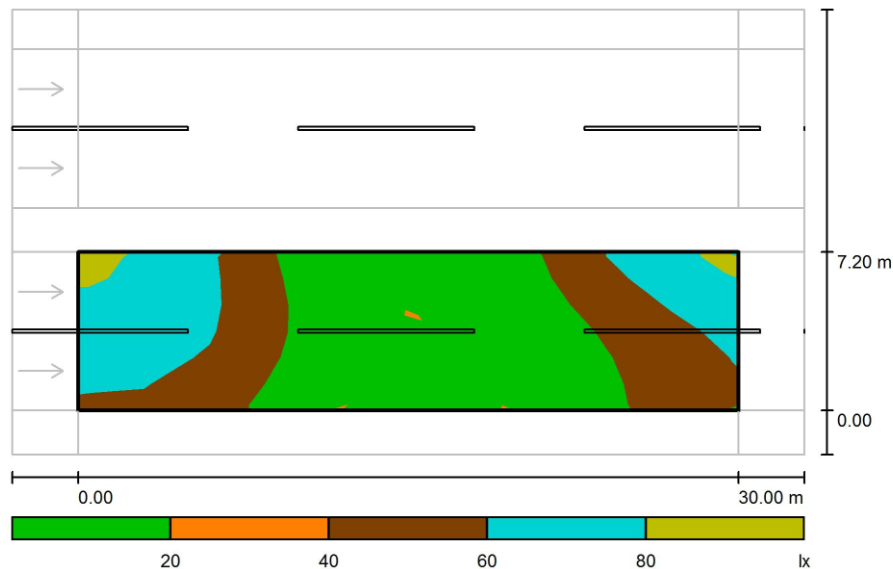


Figura 45 Incidencia lumínica a través de colores falsos


Em [lx]	Emin [lx]	Emax [lx]	Emin / Em	Emin / Emax
43	14	81	0.332	0.178

Tabla 40 Promedios de luminiscencia

Todos los elementos requeridos para instalar en el Sistema de Alumbrado Público deben tener vigente el certificado de conformidad del producto, expedido por un organismo acreditado o reconocido por la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) en Colombia, o por un organismo internacional equivalente. En Colombia se encuentran acreditados por la SIC, instituciones como el ICONTEC, CIDET, BVQI y SGS.

En circuitos de alumbrado público que se alimenten de la red de baja tensión existente o proyectada, las luminarias se conectarán a 208 Voltios de los transformadores de distribución del operador de la red.

8.1. Presupuesto Alumbrado Público

 PROYECTO: DISEÑO DE LAS REDES ELECTRICAS DEL BARRIO JUAN V										
PRESUPUESTO GENERAL DE OBRAS										
ÍTEM	ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO TOTAL				VALOR UNITARIO	TOTAL	
				MATERIALES	MANO DE OBRA	E & H	TRANPORTE			
RED DE MEDIA TENSIÓN A 13 200 VOLTIOS										
1	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO MT									
	REPLANTEO TOPOGRÁFICO ELÉCTRICO MT	Km	0,927	-	83.250	33.333	100.000	216.583	\$ 200.772,8	
2	APOYOS MT									
	Concreto 3000 PSI (Incluye Material, Mano de Obra, y Herramienta y Equipos)	M3	0,75	329.217	69.558	10.920	204.250	613.944	\$ 460.458,2	
	POSTE EN CONCRETO 12 M X 1050 KG (Incluye suministro, transporte, y proceso de hincada y apilomada)	Und	3	1.006.561	33.738	8.000	499.090	1.547.389	\$ 4.642.167,5	
3	VESTIDA / ARMADA POSTES MT									
	ESTRUCTURA 71M CEL MONTAJE TRAF03F CON PaT Y PROTECCIÓN DE TRAF03 (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)	Und	3	\$ 2.329.731,0	\$ 41.938,0	\$ 5.714,3	\$ 28.400,0	\$ 2.405.783,3	\$ 7.217.349,8	
4	TENDIDO RED MT									
	Cable ACSR 2 AWG (Incluye el Tendido y Tensionado en Red Primaria 1 Hilo)	Km	0,927	1.398.000	494.753	33.333	173.280	\$ 2.099.366,7	\$ 1.946.113,0	
	(puestas a tierra)							\$ 0,0	\$ 0,0	
	SUB TOTALES			\$ 11.551.734,53	\$ 815.005,80	\$ 111.132,86	\$ 1.988.988,06		\$ 14.466.861,25	
TOTAL RED DE MEDIA TENSIÓN A 13 200 VOLTIOS										
12.x	(puestas a tierra)								\$ 14.466.861,2	
RED DE BAJA TENSIÓN A 220/120 VOLTIOS										
6	LOCALIZACIÓN Y REPLANTEO BT									
	REPLANTEO TOPOGRÁFICO ELÉCTRICO BT	Km	3,995	\$ 0,0	\$ 83.250,0	\$ 33.333,3	\$ 100.000,0	\$ 216.583,4	\$ 865.152,2	
7	APOYOS BT									
	POSTE METALICO 12X118 KG (Incluye suministro, transporte, y proceso de hincada y apilomada)	Und	103	\$ 326.350,0	\$ 24.098,7	\$ 11.428,6	\$ 176.514,3	\$ 538.391,5	\$ 55.454.329,4	
8	VESTIDA / ARMADA POSTES BT									
	ESTRUCTURA PARA ALUMBRADO PUBLICO (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)	Und	103	\$ 588.006,0	\$ 21.907,9	\$ 4.000,0	\$ 2.840,0	\$ 616.753,9	\$ 63.525.651,7	
	LUMINARIAS 400W (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)	Und	103	\$ 425.393,0	\$ 21.907,9	\$ 4.000,0	\$ 3.550,0	\$ 454.850,9	\$ 46.849.642,7	
	CAJA DE INSPECCIÓN PARA A.P (Incluye Suministro, Transporte y Montaje de la Estructura)	Und	58	\$ 488.579,0	\$ 21.907,9	\$ 4.000,0	\$ 3.550,0	\$ 518.036,9	\$ 30.046.140,2	
9	TENDIDO RED BT									
	CABLE PARA ALUMBRADO PUBLICO A4X8 CU#X0 (Incluye Suministro, Transporte Tendido y Tensionado en Red Secundaria Trenzada)	Km	6,538	10.071.000	494.753	33.333	316.700	10.915.787	\$ 71.372.216,7	
11	PUESTA A TIERRA BT									
	PUESTA A TIERRA / BAJA TENSIÓN (Incluye Suministro, Transporte e Instalación)	Und	103	234.414	83.876	11.429	3.195	332.914	\$ 34.290.093,7	
	SUB TOTALES			\$ 256.325.000,24	\$ 20.472.536,06	\$ 3.761.385,25	\$ 21.844.304,98		\$ 302.403.226,52	
TOTAL RED DE BAJA TENSIÓN A 220/120 VOLTIOS										
									\$ 302.403.226,5	
13	TRANSFORMADORES									
	TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 30 KVA 13200/220-27V (Incluye Suministro, Transporte e Instalación)	Und	2	\$ 4.525.688,0	\$ 444.730,4	\$ 40.000,0	\$ 71.000,0	\$ 5.081.418,4	\$ 10.162.836,7	
	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 20 KVA 13200/240-120V (Incluye Suministro, Transporte e Instalación)	Und	2	\$ 2.441.952,0	\$ 296.486,9	\$ 26.666,7	\$ 56.800,0	\$ 2.821.905,6	\$ 5.643.811,2	
	SUB TOTALES			\$ 13.935.280,00	\$ 1.482.434,57	\$ 133.333,33	\$ 255.600,00		\$ 15.806.647,90	
TOTAL TRANSFORMACIÓN 13200/220/120 VOLTIOS										
									\$ 15.806.647,9	
SUB TOTALES										
COSTOS DIRECTOS					\$ 281.812.014,77	\$ 22.769.976,43	\$ 4.005.851,44	\$ 24.088.893,04		\$ 332.676.735,67
ADMINISTRACIÓN								10%	\$ 33.267.673,57	
IMPREVISTOS								5%	\$ 16.633.836,78	
UTILIDAD								10%	\$ 33.267.673,57	
COSTOS INDIRECTOS									\$ 83.169.183,92	
SUBTOTAL 1 COSTOS DIRECTOS + INDIRECTOS									\$ 415.845.919,59	
								CERTIFICACIÓN RETIE	\$ 3.326.767,36	
SUBTOTAL 2 (SUBTOTAL 1 + RETIE)									\$ 419.172.686,94	
								CONTRIBUCION LEY 1106DE 2006, LEY 1738 DE 2014 5%	\$ 22.061.720,35	
SUBTOTAL 4 (SUBTOTAL 2 - CONTRIBUCION LEY 1106DE 2006, LEY 1738 DE 2014 5%)									\$ 441.234.407,29	
								VALOR TOTAL SOLICITADO	\$ 441.234.407,00	
TOTAL PROYECTO									\$ 441.234.407,00	

9. PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE

Los impactos que puedan suceder en el desarrollo del proyecto están basados en las posturas de los involucrados, ya que se pretende utilizar mecanismos que ayuden a mitigar los posibles impactos ambientales y sociales; ya que en general las afectaciones se presentan por los trazados de la línea de distribución y las posturas de la misma tratando de evitar las zonas más sensibles.

En el desarrollo del presente proyecto queremos comprometer a los profesionales que se involucren con la ejecución del mismo con la protección del entorno Natural, estableciendo como objetivos y metas ambientales los siguientes:

- Asegurar el cumplimiento de la legislación, reglamentación y normativa ambiental aplicable en el presente proyecto.
- Garantizar la mejora continua y la prevención de la contaminación mediante la actualización y el seguimiento de los Sistemas de Gestión Ambiental.
- Integrar la variable ambiental en el desarrollo de nuevos planes y proyectos de instalaciones y actividades o en la modificación de los ya existentes.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En la realización de este proyecto, se cumplieron todos los objetivos trazados, debido a que se realizaron todos los cálculos eléctricos y mecánicos requeridos en el diseño de una red aérea rural de media y baja tensión que exige la norma de ENELAR E.S.P. para este fin, se contó con herramientas informáticas para obtener con gran precisión los cálculos requeridos y así poder garantizar el bienestar y seguridad de usuarios que se beneficiaran de este proyecto.

Al promover el desarrollo de nuevos proyectos de electrificación se promueve el desarrollo social que realiza el PRONE, ya que de acuerdo a las perspectivas que generalmente tiene los habitantes se promueve un cambio en su estilo de vida generando desarrollo e inclusión a las nuevas tecnologías que contribuye a un óptimo crecimiento de la región.

Este proyecto tiene como criterio principal la adecuada selección de los conductores y ubicación de los transformadores, debido a cada topología de las etapas, permitiendo determinar cada uno de los parámetros de regulación, pérdidas de potencia como está establecido en la normativa de ENELAR E.S.P.

Dado el fin de este proyecto se cumple con el objetivo de generar mayor cobertura y dar satisfacción a la demanda de energía en la zona urbana, dado el plan de expansión que actualmente sufre el municipio de Saravena la cual debe tener una colaboración entre los operadores de red y el plan de ordenamiento municipal.

Se profundizaron conocimientos en una de las ramas más importantes de la ingeniería eléctrica que es el área de distribución de energía, y los cambios que esta ha presentado frente a las nuevas exigencias de calidad y seguridad que se requiere.

El diseño de este proyecto cumple con grandes expectativas tanto para la región donde se ejecutará, como para el programa de Ingeniería Eléctrica de la UPA, ya que busca crear un documento que permita al estudiantado aplicar las habilidades técnicas y el conocimiento científico, no sólo para servir a objetivos individuales sino para crear progreso socio-económico en grandes núcleos de población que lo necesitan.

Al realizar los diferentes planos se establecen parámetros que deben ser estipulados al momento de desarrollar cualquier obra eléctrica, con el fin de que se hagan revisiones al momento de la etapa de replanteo, con el fin de revisar situaciones que no estén de acuerdo a lo estipulado en el proyecto.

Se evidencio que a la normativa de ENELAR E.S.P debe realizarse una reestructuración con el fin de enlazar cada uno de los parámetros de diseño eléctrico que faciliten la determinación de los diferentes cálculos para el desarrollo de cualquier proyecto eléctrico.

Se aplicaron las técnicas ingenieriles y normas vigentes para el diseño de un sistema de puesta a tierra, brindando a la empresa ENELAR E.S.P. mejorar la calidad de protección para cada equipo de distribución, donde se cumplan los parámetros establecidos por la normativas vigentes y disminuyas los sobrecostos de reparación debido a los sistema de puestas a tierra ineficientes.

El alumbrado público del departamento de Arauca es manejado por las Alcaldías municipales dado que la empresa solo realiza interventoría de cualquier proyecto eléctrico, para la generación de proyectos de alumbrado público es necesario contar con las especificaciones de materiales dadas por la alcaldía municipal y que estos proyectos se encuentren dentro de un proyecto del plan de ordenamiento territorial, esto genera conflictos de desarrollo y delincuencia en diferentes zonas del municipio.

Con la selección de cables de red trenzada es indispensable en el desarrollo de proyectos eléctricos urbanos, aunque su costo es más elevado en comparación con las redes abiertas, pero esto se ve compensado en la disminución de pérdidas no técnicas que son muy frecuente en esta zonas, además de que por medio de estos conductores dan estética a las redes eléctricas de baja tensión.

De manera homogénea, el cálculo de los ajustes de los dispositivos de protección para las redes, se establecieron respetando los límites de operación de forma continua fundamentada de acuerdo a la normativa vigente. Dado estos dispositivos de protección deben ser seleccionados cuidadosamente ya que estos brindarán la sensibilidad adecuada ante estados considerados como falla, proporcionarán certeza de la correcta desconexión de la red ante una eventualidad.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Samuel Ramírez Castaño. (2004) Redes de Distribución de Energía. Universidad Nacional de Colombia sede Manizales.
- [2] Diana Carolina Corzo. (2013) Análisis Del Sector De Energía Eléctrica Colombiano Y Regional. Universidad Colegio Mayor De Nuestra Señora Del Rosario
- [3] José Dolores Juárez Cervantes. (1995) Sistemas de distribución de energía eléctrica. Universidad Autónoma Metropolitana.
- [4] José izquierdo franco (2002). Estudio De Flujos De Potencia Y Análisis De Fallas En Sistemas Eléctricos De Distribución Radial. Universidad Autónoma De Nuevo León
- [5] Distribución de la energía eléctrica. [Pdf citado por internet]
<http://circuitor.com/docs/Distribucio_SP_NAC_Cat.pdf > [Citado el 21 marzo del 2016]
- [6] Sistemas energéticos guion: 3. Transporte de energía eléctrica. <
http://ai2.diee.unican.es/asignatura/ICCP/3369_SE_pdf/SE-342-TRANSPORTE%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA_20121107.pdf > [Citado el 28 de junio de 2016]
- [7] Cárcamo Gallardo, García Santander & Pezoa. (2007) Reconfiguración de Redes Eléctricas de Media Tensión Basada en el Algoritmo de Prim.
- [8] Yonathan Narvaez López. (2012) diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión para la normalización del barrio el piñoncito de campo de la cruz. Universidad de la costa cuc
- [9] NORMA TECNICA COLOMBIANA 2050

[10] Norma Técnica De Instalaciones Eléctricas ENELAR, diseño de un sistema de electrificación; Arauca.

[11] Norma electrificadora de Santander ESSA. <<https://www.essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Norma%20tecnica/Norma%20T%C3%A9cnica%20ESSA.pdf>>> [Citado el 23 de junio de 2016]

[12] Comisión de Regulación de Energía y Gas (2013). Identificación y Análisis de los Niveles de Calidad del Servicio Alcanceables en las Redes de Distribución de Energía Eléctrica del SIN. Bogotá: CREG.

[13] Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas Resolución N° 9-0708 de Agosto 30 de 2013 (RETIE).

[14] norma técnica de diseño para redes eléctricas de media y baja tensión, Diseño de las redes de distribución urbanas.

[15] Ciro Jurado Jerez (2002).Curso de sistemas de distribución Bucaramanga,

[16] José Samuel Ramírez (2016) SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con ME. Universidad Nacional de Colombia

[17] NORMA TECNICAS MEDIDA DE RESISTIVIDAD ELÉCTRICA DEL SUELO EPM (2009)

[18] NTC 2797, Electrotecnia. Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución.

[19] NTC 2482, electrotecnia. Transformadores de distribución sumergidos en aceite con 65 grados Celsius de calentamiento en los devanados. Guía de cargabilidad.

[20] NTC 2878, Electrotecnia. Guía para la selección de parrayos para transformadores de distribución.

[21] Linares, Javier (2009). "Diseño de subestaciones de media tensión". Universidad autónoma del Oriente, Santiago de Cali.

[22] Fernando Bacigalupe Camarero (2000). Líneas aéreas de media y baja tensión CÁLCULO MECÁNICO, Madrid: Paraninfo

[23] Normas Para el Diseño y Construcción de Redes de Distribución Tomo I (2008). Cúcuta: Centrales Eléctricas del Norte de Santander

[24] Dialux 4.7

[25] Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP

[26] Capítulo 5 del anexo de alumbrado público de la alcaldía de Bogotá (2010).

[27] cálculos luminotécnicos- [pdf e internet]
<<http://www.madrid.org/contratos-publicos/1354300124732/1109266180653/1354300132977.pdf>> [citado el 15 de Agosto del 2016]

[28] método de los nueve puntos. [Pdf en línea]
<<http://www.madrid.org/contratos-publicos/1354300124732/1109266180653/1354300132977.pdf>>
[Citado el 30 de Agosto del 2016]

[29] Unidades y conceptos de iluminación. [Pdf en línea]
<http://www2.ulpgc.es/hege/almacen/download/11/11748/Tema_02.pdf> [citado el 2 septiembre del 2016]

[30] Ubicación Geográfica de la zona.
<<https://www.google.es/maps/@6.9508648,-71.8886368,1065m/data=!3m1!1e3>>
[Citado el 07 de septiembre de 2016]

[31] Google Earth (s.f.)

[32] NTC 819. Electrotecnia. Transformadores trifásicos autorefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito.

ANEXOS

ANEXOS 1 Registro Fotográfico

Viviendas ubicadas en el sector, ocupando un 30% de la totalidad de la zona además se observa que son subnormales.



- punto de arranque para la nueva red media tensión.



- Telurometro Usado para la medición de la resistividad



ANEXOS 2 Materiales para diseño de puesta a Tierra

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T _m (°C)	K _F
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico.	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

ANEXO 3 Características nominales de los fusibles tipo dual (a).

Corriente nominal permanente (A)	Corriente Nominal 300 Segundos		Corriente Nominal 10 Segundos		Corriente Nominal 0,1 segundos		Relación de Velocidad
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	
04	1,2	15	5,8	6,7	36	45	30
06	1,9	23	8,5	9,8	41	49	21,5
07	2,1	25	9,4	11	43	52	20,4
1	3,1	36	13,5	16	60	74	19,3
13	3,9	45	16	19	68	84	17,4
14	4,2	5	17	20	72	90	17,1
21	6,3	7,5	29	34	110	140	17,4
31	9,6	12	38	44	155	190	16,1
35	11	13	41	47	165	203	15
52	15	18	57	66	250	310	16,6
63	18	21	64	74	300	365	16,6
78	24	28	82	96	400	475	16,6
104	29	34	98	115	500	620	17,2
14	44	52	132	158	580	720	13,1
21	69	82	185	225	940	1100	13,6

ANEXO 4 Tipos de fusibles tipo dual (a).

Símbolo	Referencia	Capacidad nominal del transformador a proteger en KVA			
		Código SAP	Monofásico 7,6 kV (existentes)	Monofásico a 11,4 y 13,2 kV	Trifásico 11,4 y 13,2 kV
I21	0,4	6762294	5	5 y 10	15
I40	0,6	6763194			30
I22	0,7	6762295		15	45
I23	1	6762193	10		
I24	1,3	6762165			
I25	1,4	6762297	15	25	75
I26	2,1	6762166	25	37,5	112,5
I27	3,1	6762226		50	150
I28	3,5	6762298	37,5		
I30	5,2	6762194	50		225
I31	6,3	6762167			300
I32	7,8	6762311			
I33	10,4	6762197			400
I34	14	6762230			500
I35	21	6762296			

ANEXO 5 PLANOS DE DISEÑO ELECTRICO