



**DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA EN 13.8 KV PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE PERENCO, DE LA ESTACIÓN Y CABEZAS DE POZOS DE REMACHE NORTE N°3, N°5 Y N°7.**

JOSE ANTONIO PEREZ ACOSTA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

Director

FRAYNE STEEVENS MONSALVE

Ingeniero Eléctrico

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES

FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

2021

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

**Director de proyecto**

---

**Director de programa**

---

**Jurado 1**

---

**Jurado 2**

Pamplona, 2021

## **RESUMEN**

La finalidad de este proyecto es la realización del diseño de la red eléctrica en 13.8 KV para la conexión al sistema de distribución contribuyendo con mi conocimiento y poniéndolo en práctica a la hora de realizar los cálculos como parámetros técnicos necesarios para el diseño de la red eléctrica necesaria para las instalaciones de la estación y cabezas de pozos de producción petrolera de “REMACHE NORTE N.º 3, N.º 5 y N.º 7” pertenecientes a la empresa de PERENCO COLOMBIA LIMITED.

Para esto se necesitó información sobre la red de distribución, para su diseño y análisis, encontrada dentro de los lineamientos de ICICO S.A.S y PERENCO COLOMBIA LIMITED. Así mismo, se realizó una investigación con base a la regulación de las normas locales, nacionales e internacionales para la conexión de distribución de la red eléctrica, manteniendo los límites operativos y de construcción.

### **Palabras clave:**

Red eléctrica, Sistema de distribución, parámetros técnicos, Estación, Cabezas de pozos.

## **ABSTRACT**

The purpose of this project is the realization of the design of the electrical network in 13.8 KV for connection to the distribution system can collaborate with my knowledge and put it into practice when making the calculations as technical parameters necessary for the design of the electrical network required for the facilities of the station and heads of oil production wells of "REMACHE NORTE No. 3, No. 5 and No. 7" belonging to the company PERENCO COLOMBIA LIMITED.

For its realization, information on the distribution network was needed for its design and analysis, which is within the guidelines of ICICO S.A.S and PERENCO COLOMBIA LIMITED. Likewise, an investigation was conducted based on the regulation of local, national and international standards for the distribution connection of the electrical network, maintaining the operational and construction limits.

### **Keywords:**

Electrical network, distribution system, technical parameters, station, wellheads.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>RESUMEN</b> .....	<b>3</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>4</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>9</b>
<b>III. OBJETIVOS</b> .....	<b>11</b>
3.1 OBJETIVO GENERAL.....	11
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
<b>IV. JUSTIFICACIÓN</b> .....	<b>12</b>
<b>V. MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>13</b>
5.1 TIPOS DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN SU TENSIÓN NOMINAL .....	13
• <i>Redes de distribución de media tensión o primarias:</i> .....	13
5.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA .....	13
5.3 REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN SU TIPO DE CONSTRUCCIÓN.....	14
5.3.1 <i>Redes de distribución aéreas</i> .....	14
5.4.1 <i>Estructura de alineamiento</i> .....	14
5.3.2 <i>Estructura de ángulo</i> .....	14
5.3.3 <i>Estructura de retención</i> .....	15
<b>VI. MARCO CONCEPTUAL</b> .....	<b>15</b>
6.1 GLOSARIO DE TÉRMINOS:.....	15
<b>VII. MEMORIAS DE CÁLCULO.</b> .....	<b>16</b>
7.1 ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO ANÁLISIS DE FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS. ....	17
7.2 ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO. ....	17
7.3. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA. ....	19
7.4 ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS. ....	19
7.4.1 Sobretensiones causadas por descargas atmosféricas directas a los cables de guarda o a los postes. ....	19
7.4.2 Sobretensiones causadas por tensiones inducidos por descargas atmosféricas a tierra en cercanías a las líneas. ....	19
7.4.3 Niveles cerámico del sector del proyecto. ....	19
7.4.4 Método de protección con descargadores (DPS). ....	20
7.4.5 Clases de apantallamientos.....	21
7.4.6 <i>Selección cable de guarda</i> .....	22
7.5 ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS. ....	22
7.5.1 <i>Análisis de riesgo de origen eléctrico</i> .....	25
7.5.2 <i>Análisis Para Mitigar El Riesgo Eléctrico</i> .....	27
7.5.3 <i>Distancia de seguridad zonas de construcciones</i> .....	28
7.5.4 Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en la línea de distribución.....	28
7.5.5 <i>Distancias Mínimas Para Prevención De Riesgo Por Arco Eléctrico</i> .....	29
7.6 ANÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO.....	29
7.7 CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA ASEGURAR QUE, EN ESPACIOS DESTINADOS A ACTIVIDADES RUTINARIAS DE LAS PERSONAS, NO SE SUPEREN LOS LÍMITES DE EXPOSICIÓN.....	30
7.8. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA. ....	30
7.9 CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA. ....	30
7.9.1 <i>Generalidades puesta a tierra.</i> .....	30
7.9.2 Estudio de resistividad del suelo. ....	31
7.9.3 Mediciones.....	32

7.9.4 Cálculo De Calibres De Conductores.....	34
7.9.5 Diseño Del Sistema De Puesta A Tierra.....	35
7.10 CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.....	41
7.11 VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA EL TIEMPO DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES, LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE LA RED Y LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR DE ACUERDO CON LA NORMA IEC 60909, IEEE 242, CAPÍTULO 9 O EQUIVALENTE.....	41
7.12 CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECCIÓN DE EQUIPOS.....	42
7.12.1 Esfuerzos en los conductores.....	42
7.12.2 Esfuerzos en los cables de guarda.....	43
7.12.3 Cálculo mecánico en los apoyos.....	44
Fuerza del viento sobre los conductores.....	44
Fuerza del viento sobre cables de guarda.....	44
Fuerza del viento sobre los apoyos.....	44
7.12.4 Fuerza por cambio de dirección (ángulo).....	45
Para cables de guarda 3/8".....	45
7.12.5 Cálculo de flechas.....	45
Cálculo de curva tendido.....	46
7.12.6 Distancias mínimas de seguridad.....	47
7.13 CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES.....	48
7.14 CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC.).....	53
7.15 CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA.....	53
7.16 CÁLCULOS DE REGULACIÓN.....	54
7.17 CLASIFICACIÓN DE AREAS.....	55
7.18 ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES.....	55
7.19 ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN.....	55
7.20 ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.....	55
POSTERÍA EN CONCRETO.....	56
CIMENTACIONES.....	56
HERRAJERIA.....	57
AISLADORES.....	57
CONDUCTORES AÉREOS.....	57
BAJANTE DE 6".....	57
CAJA DE INSPECCIÓN.....	58
7.21 ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.....	58
7.22 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE DESVIACIÓN DE LA NTC 2050 CUANDO SEA PERMITIDO, SIEMPRE Y CUANDO NO COMPROMETA LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS O DE LA INSTALACIÓN.....	59
7.23 LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SÍSMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS.....	59
<b>VIII. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO.....</b>	<b>59</b>
8.1 NOMBRE DEL PROYECTO.....	59
8.2 LOCALIZACIÓN.....	59
8.3 UBICACIÓN.....	59
8.4 CONEXIÓN.....	60
8.5 PARÁMETROS DE DISEÑO.....	60
8.6 CARACTERÍSTICAS DE LA RED.....	60
8.7 PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.....	61
<b>IX. RESULTADOS.....</b>	<b>62</b>

X. CONCLUSIONES .....	62
XI.REFERENCIAS.....	63
XII. ANEXOS.....	67

#### TABLA DE ILUSTRACIÓN

<b>Ilustración 1. TRANSFORMADOR 30 KVA</b> .....	50
<b>Ilustración 2 TRANSFORMADOR 75 KVA</b> .....	52
<b>Ilustración 3 CÁLCULOS DE DUCTOS</b> .....	53
<b>Ilustración 4 LOCALIZACIÓN DE LA ESTACIÓN [20]</b> .....	59

#### INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. MÉTODO WENNER DE CUATRO PUNTAS. [18] .....	31
FIGURA 2. SPT DE ESTRUCTURA TERMINAL HORIZONTAL.....	40
FIGURA 3. CORTACIRCUITO [19] .....	48

## INDICE DE TABLAS

TABLA I.	NIVEL DE AISLAMIENTO BIL.....	17
TABLA II.	RESUMEN COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.....	18
TABLA III.	CARACTERÍSTICAS DPS.....	21
TABLA IV.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS CABLE 3/8 DE ACERO EHS.....	22
TABLA V.	MATRIZ “ANÁLISIS DE RIESGOS” [16].....	25
TABLA VI.	DECISIONES Y ACCIONES PARA CONTROLAR EL RIESGO [14] .....	26
TABLA VII.	ANÁLISIS PARA MITIGAR EL RIESGO ELÉCTRICO.....	27
TABLA VIII.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD MÍNIMAS [15] .....	28
TABLA IX.	DISTANCIAS MÍNIMAS PARA TRABAJOS EN O CERCA DE PARTES ENERGIZADAS EN C.A [15].....	29
TABLA X.	NIVELES DE TENSIÓN [15] .....	29
TABLA XI.	CONFIGURACIÓN DE PUESTA A TIERRA [17] .....	31
TABLA XII.	DATOS DE RESISTIVILIDAD DEL TERRENO .....	32
TABLA XIII.	CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.....	35
TABLA XIV.	DATOS TÉCNICOS DEL CONDUCTOR.....	42
TABLA XV.	CLABLE DE GUARDA.....	43
TABLA XVI.	CÁLCULO DE FLECHAS .....	46
TABLA XVII.	TRANSFORMADOR 30 KVA .....	49
TABLA XVIII.	TRANSFORMADOR 75 KVA.....	51
TABLA XIX.	PÉRDIDAS REDES EN MEDIA TENSIÓN. ....	54
TABLA XX.	REGULACIÓN CABLE ACSR AÉREO .....	55
TABLA XXI.	DISTANCIAS MÍNIMAS PARA PREVENCIÓN DE RIESGO POR ARCO ELÉCTRICO [13].....	58
TABLA XXII.	LIMITES DE APROXIMACIÓN [13].....	58
TABLA XXIII.	UBICACIÓN COORDENADAS GEOGRÁFICAS.....	59
TABLA XXIV.	CARACTERÍSTICAS DE LA RED .....	60



## I. INTRODUCCIÓN

La empresa INGENIEROS CIVILES Y ELECTROMECHANICOS presta sus servicios a la empresa de PERENCO COLOMBIA LIMITED. Para el diseño de red eléctrica en 13.8 kV para la conexión al sistema de distribución de la estación y cabezas de pozos de producción petrolera de “REMACHE NORTE”.

Para cumplir con la prestación de este servicio adquirido por PERENCO COLOMBIA LIMITED, se realiza el apoyo en las etapas de diseño, construcción de redes eléctricas en media tensión, implementando mis conocimientos en la gestión de cada uno de los procesos técnicos involucrados en el proyecto, con el propósito de reducir el uso de materiales y minimizar los costos, a su vez, fortalecer mi formación académica y obtener conocimientos nuevos, así como la experiencia del personal que compone la empresa (ingenieros y técnicos) basándose en un trabajo coordinado y preciso en cada una de las etapas del proyecto de diseño e instalaciones eléctricas requeridas por la compañía en cuestión.

## II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la región de Casanare, el sector petrolero ha influenciado el crecimiento económico de la zona, gracias a la creación e implementación de proyectos como lo sería el diseño de red eléctrica de media tensión (13.8 KV), la cual se conectara a la red existente de la estación CAÑO GANDUL, cuyo propietario es la empresa de PERENCO COLOMBIA LIMITED, la cual requiere una red de energía eléctrica para dar continuación a sus operaciones en la estación y cabezas de pozos de REMACHE NORTE N.º 3, N.º 5 y N.º 7, en dichas estaciones existen únicamente generadores de energía, debido a esto no podrá cubrir la nueva demanda y se debe optar por la implementación de una nueva línea eléctrica.

Con base a lo anterior, el problema principal es realizar un diseño de red eléctrica de media tensión para la conexión al sistema de distribución de la empresa de PERENCO COLOMBIA LIMITED, yendo desde la estación CAÑO GANDUL a la estación y cabezas de pozos REMACHE NORTE N.º 3, N.º 5 y N.º 7.

En la elaboración del diseño de la red eléctrica en 13.8 kV para la conexión al sistema de distribución de la empresa de PERENCO COLOMBIA LIMITED. En la estación y cabeza de pozo de producción petrolera de “REMACHE NORTE N.º 3, N.º 5 y N.º 7”, Se tendrán como base todas las regulaciones y parámetros de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, así como las especificaciones o parámetros de la empresa de PERENCO COLOMBIA LIMITED. Así mismo se evalúa la operación óptima y metodologías implementadas en el compromiso del diseño de redes de distribución analizando los beneficios económicos asociados como su funcionabilidad y confiabilidad.

De igual manera, se deberá proteger los equipos mediante la realización de cálculos de las cargas para resguardar los dispositivos de tal forma que sigan desempeñando su función operativa de forma óptima primando la viabilidad y factibilidad del sistema de interconexión privada suministrará la carga.

### **III. OBJETIVOS**

#### ***3.1 Objetivo general***

Diseño de la red eléctrica en 13.8 KV para la conexión al sistema de distribución de PERENCO COLOMBIA LIMITED, de la estación y cabezas de pozos de producción petrolera de “REMACHE NORTE”.

#### ***3.2 Objetivos específicos***

- Identificar la normatividad aplicable vigente para el diseño de redes de media tensión en Colombia.
- Realizar el trazado de la red de media tensión con su especificaciones y detalles de construcción.
- Diseñar la red eléctrica para la conexión al sistema de distribución de PERENCO COLOMBIA LIMITED.

#### **IV.JUSTIFICACIÓN**

Este proyecto se efectúa con el fin de aportar mi conocimiento durante mis prácticas profesionales en la empresa INGENIEROS CIVILES Y ELECTROMECHANICOS CONSTRUCTORES S.A.S.

Con base a lo anterior, se espera el diseño de la red eléctrica en 13.8 KV para la conexión al sistema de distribución de PERENCO COLOMBIA LIMITED, de la estación y cabezas de pozos de producción petrolera de “REMACHE NORTE”, ubicada en el Municipio de Trinidad, Departamento de Casanare.

Por requerimientos de aumento de prestaciones de servicios, entre otros elementos, que fueron determinantes, se decidió realizar una red eléctrica para la estación y cabezas de pozos de producción petrolera de “REMACHE NORTE”, ya que es imprescindible para el desarrollo eficiente de las actividades productivas de la empresa petrolera.

## V. MARCO TEÓRICO

A lo largo de los años, la distribución de energía ha evolucionado, desde el concepto inicial y la discusión hasta el uso de corriente alterna o corriente continua para promover el avance tecnológico de motores y diversas fuentes de generación de energía.

En los primeros días de la distribución de energía, los generadores de corriente continua (CC) se conectaban a cargas del mismo nivel de voltaje.

La primera red de transmisión de energía hecha de cables de cobre, que ofrece una excelente relación calidad-precio. Debido al nivel de voltaje (110V) utilizado, para lograr el voltaje, se necesita una gran cantidad de cobre para transmitir una cierta cantidad de energía.

Del mismo modo, si se quiere reducir la corriente, hay que reducir el tamaño del conductor. La única forma de conseguirlo es sin cambiar la potencia transmitida. Es aumentando la amplitud de la tensión, pero no existe una forma eficaz de hacerlo. cambiar el nivel de voltaje de CC.

### ***5.1 Tipos de redes de distribución eléctrica según su tensión nominal***

- ***Redes de distribución de media tensión o primarias:*** Grupo de equipos o elementos utilizados para transmitir energía eléctrica desde una subestación de distribución a un centro transformador de media tensión, posiblemente perteneciente a una subestación de distribución. (Estación de distribución tipo MT / MT o MT / BT de baja capacidad)

Se considera red de distribución primaria cuando los niveles de tensión son de Media Tensión (MT), que se considera mayor a 1000 V y menor a 57,5 kV. [1]

### ***5.2 Sistema de distribución de energía eléctrica***

La red de distribución es una parte muy importante del sistema eléctrico porque toda la electricidad generada debe distribuirse en un área amplia y a los consumidores. Por tanto, la producción se realiza en grandes bloques, concentrados en plantas de gran capacidad y distribuidos en grandes superficies de diferentes tamaños. Por esta razón, el sistema de distribución es más complejo que el sistema eléctrico. [2]

Un sistema de energía, está conformado por elementos como plantas de energía, líneas de transmisión y sistemas de distribución que operan como un todo. En funcionamiento normal, todas las máquinas del sistema funcionan en paralelo y la frecuencia en todo el sistema de energía de forma constante.

Podría decirse que el mayor impacto económico está en el sistema de distribución, donde la electricidad generada en las estaciones del sistema se inyecta a un mayor número de consumidores a un costo mayor. Esto requiere inversión a través de ingeniería de precisión en proyección, diseño, construcción y operación de alta calidad.

### **5.3 Redes de distribución de energía eléctrica según su tipo de construcción**

La estructura de la red puede variar mucho, ya que su diseño varía con el terreno y la geología disponibles, y también puede variar con el presupuesto, los requisitos de confiabilidad del sistema y las características. Algunas de ellas son:

#### **5.3.1 Redes de distribución aéreas**

En este tipo de red, los conductores están sostenidos por aisladores montados sobre vigas, que a su vez están montadas en postes de servicios públicos. En la red aérea, también podemos encontrar el uso de torres o torretas sin vigas. La principal razón para utilizar este tipo de redes es su bajo costo inicial de construcción y sus ventajas frente a las redes subterráneas. Algunas son:

- a) Se trabaja con materiales de fácil adquisición.
- b) Costo bajo de construcción
- c) Se reduce el tiempo de construcción y de reparación de daños
- d) Fácil mantenimiento.
- e) Fácil localización de fallas. [3]

Comúnmente este tipo de redes de distribución de energía eléctrica son las más manejadas, esto debido, al precio alto que genera la obra de redes subterráneas.

Así mismo los materiales utilizados en la construcción para este tipo de redes debe tener los lineamientos y certificaciones que exigen las normas en el artículo 32 del RETIE.

#### **5.4.1 Estructura de alineamiento**

“Estas estructuras se utilizan en tramos rectos con ángulos de deflexión muy bajos. No se pueden utilizar con diferentes pesos negativos. En este tipo de estructuras se utiliza aislante de suspensión o aislante de pestillo. Se hará todo lo posible para utilizar estructuras con pasadores aislantes, para la medida permitida por la resistencia mecánica para soportes aislados

Se procurará utilizar estructuras con aislador de pin, siempre que la resistencia mecánica de los porta-aisladores lo permita. Si la relación entre vanos es superior a 2,5, se deben utilizar cadenas de suspensión aisladas. Cuando el ángulo de rotación del cable aislado excede el ángulo permitido del divisor, se debe utilizar una estructura de soporte.

#### **5.3.2 Estructura de ángulo**

“Las estructuras en ángulo se utilizan cuando tiene ángulos de deflexión mayores a los permitidos para las estructuras de alineamiento. Estas estructuras están configuradas con dos aisladores de pin por fase, pero cuando la relación entre vanos adyacentes es mayor de 2,5 se debe usar cadena de aisladores de suspensión. Cuando el ángulo de balanceo de la cadena de aisladores

sobrepase el ángulo permitido por separación eléctrica se debe utilizar estructura de retención.

### **5.3.3 Estructura de retención**

“Estas estructuras se utilizan en alineamientos y ángulos, cuando las cargas transversales sobrepasen los valores establecidos en la utilización de las estructuras de alineamiento o estructuras en ángulo (relación de vanos adyacentes), cuando la estructura queda en tiro vertical (vano peso negativo), y cuando necesita dar un aislamiento mecánico para el tendido del conductor o para seguridad de la línea. [4]

Desde el punto de vista mecánico, se recomienda tener estructuras de retención en tramos rectos no mayores de 1 500 m, también se debe tener estructuras de retención para el seccionamiento eléctrico y en los casos que el proyectista o la parte operativa lo juzguen conveniente [4]

## **VI. MARCO CONCEPTUAL**

### **6.1 Glosario de términos:**

**AISLADOR:** Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra. [5]

**ANCLAJE:** Poste cuya función es contener o evitar la propagación de una falla como consecuencia de la rotura de un conductor. [5]

**APOYO:** Nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructura. [5]

**ARMADO:** Conjunto de materiales cuya función es sostener los conductores en el poste, definiendo la ubicación espacial de los mismos. [6]

**BIL:** Nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo rayo. [5]

**CIRCUITO ELÉCTRICO:** Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos. Pueden ser de modo diferencial (por conductores activos) o de modo común (por conductores activos y de tierra). [5]

**CIMENTACIÓN:** Obra civil cuya función es transmitir las cargas de los postes al suelo, distribuyéndolas de manera que no superen su presión admisible. [6]

**CORRIENTE ALTERNA:** Es un tipo de corriente que cambia la intensidad y magnitud ya que varía cíclicamente

**CORRIENTE CONTINUA:** Es una corriente constante sin que varíe su intensidad.

**IEC/CEI:** International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).

**POTENCIA ELÉCTRICA:** Es la proporción por unidad de tiempo, o ritmo, con la cual la energía eléctrica es transferida por un circuito eléctrico, es decir, la cantidad de energía eléctrica entregada o absorbida por un elemento en un momento determinado. [7]

**PUESTA A TIERRA:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados. [5]

**RETIE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – Colombia; Fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.

**SISTEMA ELÉCTRICO:** Conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte, distribución y uso final de la energía eléctrica. [8]

**TABLA DE CÁLCULO MECÁNICO:** Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en cada una de las hipótesis de cálculo mecánico. [9]

**TABLA DE REGULACIÓN:** Tabla que indica las tensiones con las que se deberá tender el conductor en un cantón determinado, bajo las condiciones climáticas señaladas en la Tabla de Tendido. Además, indica el valor de la flecha que se espera en cada vano que conforma el cantón. [9]

**TABLA DE TENDIDO:** Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en aquellas condiciones climáticas establecidas (temperaturas sin sobrecarga) para el tendido en un cantón de la línea. [9]

**TRASFORMADOR:** Es un elemento eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia [10]

**VANO:** La distancia horizontal entre columnas adyacentes en una línea de distribución.

**FLAMEO INVERSO:** Una condición que ocurre para un cable aislado cuando un rayo golpea el cable de tierra o directamente en la estructura de la torre.

## VII. MEMORIAS DE CÁLCULO.

Para este diseño se tuvieron en cuenta las recomendaciones, especificaciones y parámetros que establecen las normas vigentes de ENERCA S.A.E.S.P, el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE y el Código eléctrico colombiano NTC 2050.



Acorde con lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, específicamente en el artículo 10, Requisitos generales de las instalaciones eléctricas.

**7.1 ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO ANÁLISIS DE FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS.**

Los datos de la carga para el presente diseño se toman de los cálculos realizados por PERENCO, este diseño, corresponde a energizar una red en media tensión que alimenta el un tramo de 12.056 metros, desde la Estación Campo de producción Caño Gandul a Remache Norte (RMN) y de Remache Norte a las cabezas de pozos. RMN 3-5-7.

**7.2 ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO.**

El nivel de aislamiento normalizado para la red de media tensión a 13.8 KV proyectada se especifica a continuación en la siguiente tabla:

**TABLA I. NIVEL DE AISLAMIENTO BIL**

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA [KV]	NIVEL DE AISLAMIENTO BIL
13,2	110
34,5	200

Para determinar el número de aisladores requeridos para la red de media tensión a 13.8 kV proyectada, se utilizan las siguientes fórmulas

$$\delta = e^{\frac{h}{8150}}$$

$$Dt = \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} Df \delta$$

Donde

*Dt*: Distancia total de fuga en mm.

*Df*: Distancia mínima de fuga en mm/ kV

La distancia mínima de fuga para un área de industrias o casas sometidas a un bajo grado de contaminación es insignificante es de 16 mm/KV.

*V<sub>max</sub>*: Valor eficaz de la tensión máxima de operación en kV

Para la red de media tensión a 13.8 KV proyectada es de 17,5 kV.

*δ*: Factor de corrección por densidad del aire.

*h*: Altura sobre el nivel del mar en metros.

La altura sobre el nivel del mar obtenido de Google Earth para el sitio del proyecto es de 140 metros aproximadamente.

$$\delta = e^{\frac{h}{8150}} = e^{\frac{140}{8150}} = 1,017$$

$$D_t = \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} D_f \delta = \left(\frac{17,5 \text{ KV}}{\sqrt{3}}\right) \left(\frac{16 \text{ mm}}{\text{KV}}\right) (1,017) = 164,406 \text{ mm}$$

Para determinar el número mínimo de aisladores se emplea la siguiente ecuación:

$$N^{\circ} \text{ aisladores} = \frac{D_t}{D_{f, ais}} = \frac{164,4}{410} = 0,4 \text{ und}$$

A continuación, se resumen los cálculos obtenidos.

**TABLA II. RESUMEN COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.**

CARACTERISTICAS		13,8 kV	34,5 kV
$h$	Altura sobre el nivel del mar en metros	140	140
$\delta$	Factor de corrección por densidad del aire.	1,02	1,02
$V_{max}$	Valor eficaz de la tensión máxima de operación en KV Para la red de media tensión a 13.8 KV proyectada es de 17,5 KV.	17,5	36
$D_f$	Distancia mínima de fuga en mm/KV	16	11,3
$D_{f, ais}$	Distancia de fuga de cada aislador en mm.	410	915
$D_t$	Distancia total de fuga en mm.	164,4	238,9

Por lo tanto, cualquiera de los dos aisladores cumple con la distancia total de fuga permitida. Basta con colocar un solo aislador de suspensión polimérico de 35 KV a cada conductor para aislar la red de media tensión 3Ø a 13.8 kV proyectada, el tipo de aislador seleccionado es:

AISLADOR SUSPENSIÓN POLIMÉRICO CLASE ANSI (C29.13-2000) DS-35 - IEC - 61109 CLEVIS – LENGÜETA.

Esta elección es basada para futuras ampliaciones dentro el sistema eléctrico de PERENCO.

### 7.3. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.

Para analizar el cortocircuito, se consideró la condición de operación simultánea de todos los transformadores conectados al barraje de 13.8 kV.

La corriente nominal de cortocircuito especificada para el barraje y los equipos de media tensión de 13.8 kV es de 20 kA.

### 7.4 ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.

#### 7.4.1 Sobretensiones causadas por descargas atmosféricas directas a los cables de guarda o a los postes.

También conocidos como flameos inversos. Al caer la descarga en un cable de guarda o en el poste, el potencial de éste puede elevarse por encima del potencial de los conductores, apareciendo una diferencia de potencial suficiente para producirse flameo entre el poste y los conductores. [11]

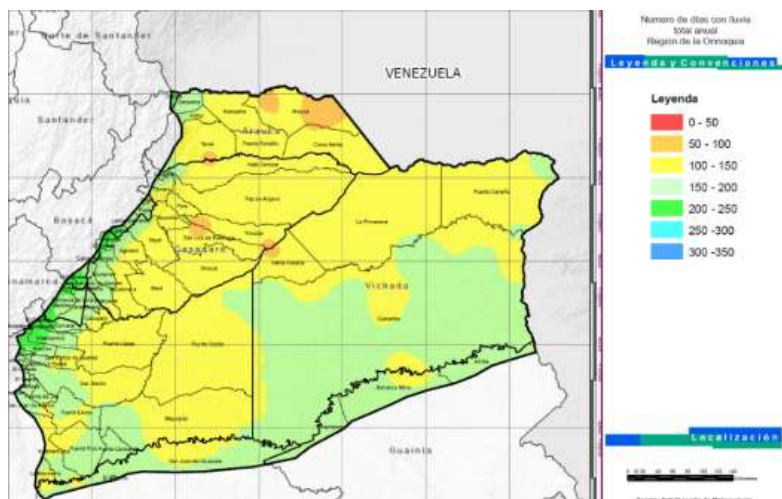
#### 7.4.2 Sobretensiones causadas por tensiones inducidos por descargas atmosféricas a tierra en cercanías a las líneas.

En general se considera que aislamientos por debajo de 300 kV son susceptibles de flamear por el efecto de las tensiones inducidos por descargas cercanas. El cable de guarda con una adecuada puesta a tierra reduce el efecto de las descargas inducidas. [12]

#### 7.4.3 Niveles cerámico del sector del proyecto.

Se define como el número de días de tormenta en el año en una región y este día de tormenta tiene alta probabilidad de generarse truenos.

Ilustración 1. NÚMERO DE DÍAS CON LLUVIA [13]



Con base en el nivel cerámico de la zona donde se proyecta realizar la construcción de la línea se determina que el nivel cerámico de  $T_d=40$ , lo que clasifica al sector como riesgo medio. [11]

#### 7.4.4 Método de protección con descargadores (DPS).

Los descargadores de distribución se utilizan con eficacia para proteger el aislamiento del equipo, como los transformadores y reconectores. Estos descargadores funcionan como altas impedancias a voltajes de operación normales y se vuelven bajas impedancias durante condiciones de sobretensiones.

Los DPS se pueden usar para proteger el aislamiento de la línea de distribución para evitar flameos y las posteriores interrupciones del circuito. [14]

La tensión continua de operación (VOC) para DPS'S conectados entre fase y tierra en sistemas trifásicos se determina de la siguiente manera.

$$VOC = \frac{V_m}{\sqrt{3}}$$

Dónde:

$V_m$  = La tensión máxima del sistema (17.5 kV para sistemas de 13.8 KV) según CREG 098 de 2008

$$VOC = \frac{17,5 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 10,10 \text{ kV}$$

Tensión preliminar basada en la Tensión continua de operación.

Esta se determina de acuerdo a la siguiente relación:

$$V_o = \frac{VOC}{k_o}$$

Dónde:

$V_o$  = tensión preliminar.

$K_o$  = factor de diseño del descargador propio del fabricante (0,8) normalmente encontrado.

$$V_o = \frac{10.10 \text{ kV}}{0,8} = 12.62 \text{ kV}$$

El cálculo de las protecciones se elaboró teniendo en cuenta un DPS MELEC, obteniendo los siguientes valores:

**TABLA III. CARACTERÍSTICAS DPS.**

Tensión Nominal	MCOV	Voltaje Residual	Distancia de Fuga	Impulso de alta Corriente	Impulso de baja Corriente
(kV)	(kV)	(kV)	(mm)	(kA)	(A)
6	5,1	17	180	100	250
9	7,65	27	380	100	250
12	10,2	36	450	100	250
15	12,7	45	450	100	250
18	15,3	54	570	100	250
21	17	63	570	100	250
24	19,5	72	800	100	250
27	22,7	81	800	100	250
30	24,4	90	800	100	250
33	26,5	99	1050	100	250
36	29	108	1050	100	250

Se instalarán descargadores de 12 kV, voltaje de operación continua 10.2 kV (MCOV), Corriente Nominal de alto impulso 100 KA.

#### 7.4.5 Clases de apantallamientos

T= 40 Nivel cerámico.

$$N_g = 0.04 (T)^{1.25}$$

$$N_g = 0.04 (40)^{1.25} = 4,02 \text{ Descargas/km}^2/\text{año}$$

La altura del conductor superior es de 11.6 m, la cruceta de soporte es de b=4 m; con la siguiente ecuación obtenemos el número de relámpagos directos en terreno abierto es:

$$N = N_g * \left( \frac{28 H^{0.6} + b}{10} \right) = 50,59 \text{ relámpagos /100 km/año}$$

En Casanare cuenta con un nivel cerámico alto, clasificándose como un riesgo medio de descargas sobre las líneas eléctricas, generando la obligatoriedad del apantallamiento de las mismas.

30 a 50 Bajo

50 a 70 Medio

70 a 100 Alto

> 100 Muy Alto

#### 7.4.6 Selección cable de guarda

La selección del cable de guarda se realiza siempre considerando sus dos finalidades, las cuales son el despeje de corriente debido descargas atmosféricas y el despeje de corriente de cortocircuito, realizaremos la selección considerando.


El cable escogido para la verificación será cable de acero extra resistente de 3/8" EHS.


**TABLA IV. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS CABLE 3/8 DE ACERO EHS.**

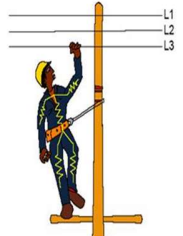
<b>Característica</b>	<b>Torón de tierra 7 hilos N°8</b>
Calibre	3/8"
Sección total (mm <sup>2</sup> )	78.67
Diámetro (mm)	9.52
Peso (kg/km)	407
Tensión de rotura (kg)	6980
Módulo de elasticidad (kg/mm <sup>2</sup> )	163.22
RDC, 20°C (Ω/km)	1.462
Coefficiente de variación de R con temperatura, α (°C <sup>-1</sup> )	0.0045
Capacidad calorífica (J/cm°C)	3.5653
Temperatura máxima permisible (°C)	200
Incremento de temperatura y tiempo máximo para corriente de descarga atmosférica	
α (1/°C)	4E-03
I (A)	4947
K (1/Ωm)	3.48E+07
T (s)	0.3
J/(kg°C)	910
ρ	2700
A (m <sup>2</sup> )	5.9E-05
θ <sub>e</sub>	68.4
Temperatura máxima ambiente (°C)	40
Corriente máxima ante descarga atmosférica (A)	200000
Tiempo máximo de la descarga atmosférica (s)	8.54E-04


#### 7.5 ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.

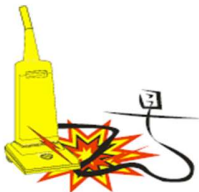
A continuación, se enuncian algunos de los factores de riesgo de una instalación eléctrica.


	<b>ARCOS ELECTRICOS</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga si utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.</p>
	<p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.</p>


	<b>AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema interrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.</p>
	<p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Disponer de sistemas interrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>


	<b>CONTACTO DIRECTO</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Negligencia de Técnicos o impericia de no Técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.</p>
	<p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.</p>

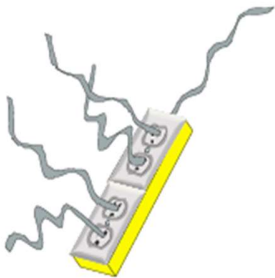
	<b>CONTACTO INDIRECTO</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.</p>
	<p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.</p>

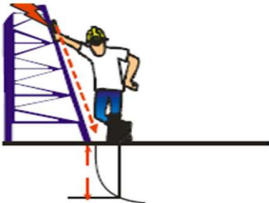
	<b>CORTOCIRCUITO</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.</p>
	<p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p>

	<b>ELECTRICIDAD ESTÁTICA</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Sistema de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.</p>

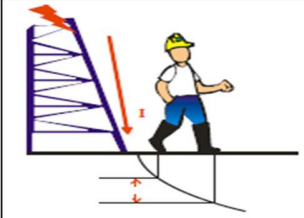
	<b>EQUIPO DEFECTUOSO</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Mantenimiento predictivo, y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.</p>

	<b>RAYOS</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.</p>

	<b>SOBRECARGA</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.</p>

	<b>TENSIÓN DE CONTACTO</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>



	<b>TENSIÓN DE PASO</b>
	<p><b>POSIBLES CAUSAS:</b> Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.</p> <p><b>MEDIDAS DE PROTECCIÓN:</b> Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

Fuente: RETIE RESOLUCION 2013 [15]

### 7.5.1 Análisis de riesgo de origen eléctrico

Como todas las instalaciones eléctricas son consideradas por el RETIE como peligro inminente o de alto riesgo, cuando carecen de las medidas de protecciones, frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como Arco Eléctrico, Contacto Directo e Indirecto con partes energizadas, Sobretensiones, Sobrecarga, Cortocircuito y Rayo; se hace necesario evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, mediante la utilización de la Matriz de análisis de riesgo, según el artículo 9.2 del RETIE – 2013.

El Artículo 9.2 del RETIE tiene como principal objetivo crear conciencia sobre los riesgos existentes en todo lugar donde se haga uso de la electricidad o se tengan elementos energizados.

Evaluar el nivel o grado de riesgo (bajo, medio, alto, muy alto) de tipo eléctrico para determinar la existencia de alto riesgo y así poder establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se aplicará la siguiente matriz para la toma de decisiones.

**TABLA V. MATRIZ “ANÁLISIS DE RIESGOS” [16]**

RIESGO A EVALUAR		POR _____ AL O EN _____								
		EVENTO O FACTOR DE RIESGO								
POTENCIA <input type="checkbox"/> REAL <input type="checkbox"/>		FRECUENCIA								
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de las empresas a		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave a infraestructura, interrupción regional	Contaminación irreparable	internacional	5	Medio	Alto	Alto	Alto	Muy alto

<b>Incapacidad parcial permanente</b>	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	nacional	4	Medio	Medio	Medio	Alto	Alto
<b>Incapacidad temporal (&gt;1 día)</b>	Daños severos, interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	Bajo	Medio	Medio	Medio	Alto
<b>Lesión menor (sin incapacidad)</b>	Daños importantes, interrupción breve	Efecto menor	Local	2	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio
<b>Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)</b>	Daños leves, no interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

**TABLA VI. DECISIONES Y ACCIONES PARA CONTROLAR EL RIESGO [14]**

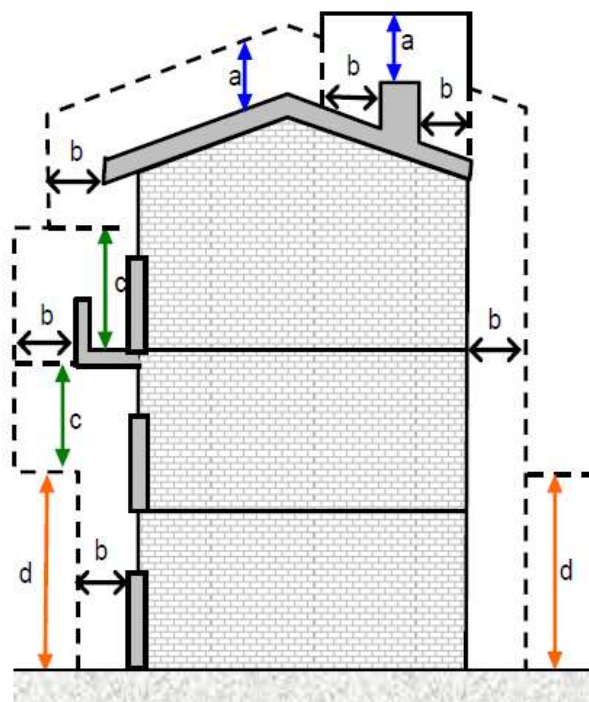
COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR EN LOS TRABAJOS
	Muy alto	Inadmisibles para trabajar, hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizado y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el análisis de trabajo seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un permiso especial de trabajo (PES).
	Alto	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancias, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba de análisis de trabajo seguro (ATS) y el permiso de trabajo (PT) presentados por el líder a cargo el trabajo.
	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso especial de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el análisis de trabajo seguro (AST) y el jefe de área aprueba el permiso de trabajo (PT) según procedimientos establecido
	Bajo	Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: ¿Qué puede salir mal o fallar? ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Verificar posibles cambios.	No afecta la secuencia de las actividades.

### 7.5.2 Análisis Para Mitigar El Riesgo Eléctrico

**TABLA VII. ANÁLISIS PARA MITIGAR EL RIESGO ELÉCTRICO**

<b>RIESGO EVALUADO</b>	<b>RESULTADO MATRIZ</b>	<b>ACCIÓN A TOMAR SEGÚN MATRIZ 9.4 RETIE</b>	<b>MEDIDAS DE DISEÑO PROPUESTAS PARA MITIGAR EL RIESGO</b>
<b>Ausencia de electricidad</b>	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	El diseño ha contemplado los diferentes factores que inciden sobre este caso, como la distancia de los usuarios, la carga demandada por cada usuario, por este motivo se ha planteado el uso de cable ACSR No.2/0 ya que representa un factor de seguridad para la regulación de tensión.
<b>Arco eléctrico</b>	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Únicamente personal capacitado y autorizado podrá instalar e intervenir la red de media tensión diseñada para este proyecto.
<b>Contacto directo e indirecto con partes energizadas</b>	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	La red debe quedar fuera del alcance de cualquier persona, y deberá efectuarse mantenimiento a la red para evitar que los árboles hagan contacto con la red, adicionalmente el tratamiento de suelo con Protecnita, y el diseño de la puesta a tierra brinda la protección necesaria.
<b>Rayos</b>	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se instalarán el cable de guarda de 3/8 en toda la red.
<b>Sobretensiones</b>	Consecuencia 3 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se instalarán descargadores de sobretensión para cada transformador.
<b>Cortocircuitos</b>	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se instalarán cortacircuitos de 38 kV, con fusibles de 2 y 6 A tipo H. como protección para cada transformador.
<b>Tensiones de paso</b>	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se tomaron lecturas de resistividad para determinar el diseño de la puesta a tierra planteado el cual descargará la energía de paso que resulte en el sistema por energía residual proveniente de diferentes fallas a tierra, rayos o fallas de aislamiento.
<b>Tensión de contacto</b>	Consecuencia 3 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	

### 7.5.3 Distancia de seguridad zonas de construcciones



Nota: Distancias De Seguridad. [15]

### 7.5.4 Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en la línea de distribución

**TABLA VIII. DISTANCIAS DE SEGURIDAD MÍNIMAS [15]**

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

### 7.5.5 Distancias Mínimas Para Prevención De Riesgo Por Arco Eléctrico

Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos, las cuales son adaptadas de la NFPA 70 E. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y en general a todo el personal y son básicos para la seguridad eléctrica.

**TABLA IX. DISTANCIAS MÍNIMAS PARA TRABAJOS EN O CERCA DE PARTES ENERGIZADAS EN C.A [15]**

Tensión nominal del sistema (fase-fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida [m] Incluye movimientos involuntarios	Límite de aproximación técnica [m]
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
51 V – 300 V	3,00	1,10	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3,00	1,10	0,30	0,025
751 V – 15 KV	3,00	1,50	0,66	0,18
15,1 KV – 36 KV	3,00	1,80	0,78	0,25

### 7.6 ANÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO.

Para la selección del nivel de tensión estandarizados para este caso, dada la potencia requerida, los niveles de tensión en los circuitos de media tensión son 34.5 kV y 13.8 kV, (niveles 3 y 2 respectivamente).

Otro factor importante a tener en cuenta es la cercanía de la red al sitio del proyecto, que para este caso las redes más cercanas corresponden a nivel de tensión II, 13.8 kV.

**TABLA X. NIVELES DE TENSIÓN [15]**

Clasificación (Nivel) <sup>1</sup>	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	-		
		34 500	-		
		44 000	-		
Alta tensión (Nivel 4)	Mayor o igual a 62 000 V y menor a 230 000 V.	57 500	-		
		66 000	-		
		115 000	-		
Extra alta tensión (Nivel 4)	Mayor a 230 000 V	230 000	-	+10	-10
		500 000	-		

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

Por lo anterior se puede concluir que el nivel de tensión en las redes de media tensión corresponde al nivel II, 13.8 KV.

### ***7.7 CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS PARA ASEGURAR QUE, EN ESPACIOS DESTINADOS A ACTIVIDADES RUTINARIAS DE LAS PERSONAS, NO SE SUPEREN LOS LÍMITES DE EXPOSICIÓN***

Este ítem no aplica, debido a que solo se requiere si el nivel de tensión de las líneas es mayor a 57,5 kV (artículo 14.4 RETIE – 2013) y en instalaciones de uso final generalmente se tiene una tensión máxima de 13,8 kV.

### ***7.8. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA.***

Esta sección **No Aplica**, ya que la empresa PERENCO COLOMBIA LIMITED suministra los KVA de cada transformador.

### ***7.9 CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.***

#### ***7.9.1 Generalidades puesta a tierra.***



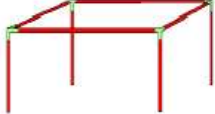

El sistema de puesta a tierra, tiene por finalidad proteger la vida de las personas, evitar daños en los equipos por sobretensiones y mejorar la efectividad de las protecciones eléctricas.

Por requerimiento de ENERCA S.A.E.S.P se conectarán a tierra las instalaciones por línea de guarda y además donde existan apantallamientos, transformadores de distribución, equipos de seccionamiento, maniobra y protección, a una distancia de 300 m con objeto de limitar las tensiones de falla a tierra que se pueden originar en la propia instalación.

La selección del tipo de configuración del electrodo de puesta a tierra se hará partiendo del valor medido de resistividad aparente del terreno.

La selección del electrodo depende de los valores de las medidas de resistividad las cuales, para este proyecto, fueron tomadas con un telurómetro digital marca METREL, de referencia, MI2088, con número de serie 16410097. de la cual se determinó que la resistividad promedio es de 19,8  $\Omega \cdot m$ , por lo que, basados en la tabla de configuraciones de puestas a tierra para estructura en poste, propuestas en la (tabla XI), se determina que la configuración óptima está conformada por un electrodo de difusión vertical.

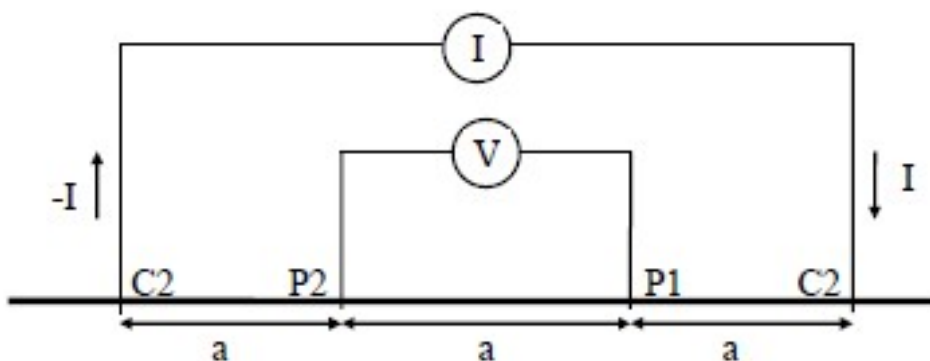
**TABLA XI. CONFIGURACIÓN DE PUESTA A TIERRA [17]**

Tipo de electrodo	Configuración		Valores máximos de resistividad aparente del terreno ( $\rho = \Omega m$ )
	Nombre	Diagrama	
CopperClad Steel	Electrodo de Difusión Vertical		28
	Anillo (r=1,0m)		58,6
	Cuadrada con 4 electrodos de difusión (lado d = 3m)		84
Acero Austenítico	Electrodo de Difusión Vertical		28

**7.9.2 Estudio de resistividad del suelo.**

La metodología utilizada para determinar la resistividad del terreno se basa en el método de Wenner, el cual es el más utilizado en medidas de resistividad.

**Figura 1. MÉTODO WENNER DE CUATRO PUNTAS. [18]**



La corriente  $I$  es inyectada a la tierra por los electrodos externos y la diferencia de potencial  $V$  de la superficie de la tierra es medido por los electrodos internos. Los electrodos externos son llamados electrodos de corriente y los interiores electrodos de potencial. El papel de cada par de

electrodos puede ser intercambiado sin cambiar la respuesta eléctrica, relación V/I. Esta relación, que mide el valor de la resistencia, es proporcional a la variable descrita como resistividad aparente  $\rho_a$  a una distancia  $a$ . El factor de proporcionalidad entre V/I y  $\rho_a$  es llamado factor geométrico  $\alpha$ . La ecuación de resistividad es la siguiente:

$$\rho_a = \alpha * \frac{V}{I}$$

### 7.9.3 Mediciones.

El procedimiento se aplica en lugar de mediciones de resistividad del suelo a lo largo de la red de media tensión, el diseño consiste en calcular el número total de electrodos requeridos para cumplir con una resistencia de puesta a tierra interconectada menor a 20 Ohm que es lo que exige el RETIE.

La toma de medidas de resistencia en campo dio como resultado los siguientes datos:

**TABLA XII. DATOS DE RESISTIVILIDAD DEL TERRENO**

<b>1. DATOS DE MEDIDA DE RESISTIVIDAD DEL SUELO</b>		
Medida #		<b>1</b>
Separación	Resistencia ( $\Omega$ ) (Medida)	Resistividad Calculada ( $\Omega$ -m)
m		
<b>1</b>	<b>38,83</b>	<b>244,0</b>
<b>2</b>	<b>25,31</b>	<b>318,1</b>
<b>3</b>	<b>17,83</b>	<b>336,1</b>
<b>4</b>	<b>14,16</b>	<b>355,9</b>
<b>5</b>	<b>12,80</b>	<b>402,1</b>

Medida #		<b>2</b>
Separación	Resistencia ( $\Omega$ ) (Medida)	Resistividad Calculada ( $\Omega$ -m)
m		
<b>1</b>	<b>120,96</b>	<b>760,0</b>
<b>2</b>	<b>29,36</b>	<b>368,9</b>
<b>3</b>	<b>31,14</b>	<b>587,0</b>
<b>4</b>	<b>21,84</b>	<b>548,9</b>
<b>5</b>	<b>20,05</b>	<b>629,9</b>



Medida #		3	
Separación	m	Resistencia ( $\Omega$ ) (Medida)	Resistividad Calculada ( $\Omega$ -m)
1			
2	6,57	82,6	
3	3,72	70,1	
4	2,51	63,1	
5	3,15	99,0	

Medida #		4	
Separación	m	Resistencia ( $\Omega$ ) (Medida)	Resistividad Calculada ( $\Omega$ -m)
1			
2	6,57	82,6	
3	4,34	81,8	
4	4,03	101,3	
5	3,40	106,8	

Medida #		5	
Separación	m	Resistencia ( $\Omega$ ) (Medida)	Resistividad Calculada ( $\Omega$ -m)
1			
2	28,81	362,0	
3	21,54	406,0	
4	20,13	505,9	
5	16,39	514,9	

Medida #		6	
Separación	m	Resistencia ( $\Omega$ ) (Medida)	Resistividad Calculada ( $\Omega$ -m)
1			
2	12,89	162,0	
3	6,42	121,0	
4	6,80	170,9	
5	4,51	141,7	

Separación	Resistencia (Ω) (Medida)	Resistividad Promedio Calculada (Ω-m)
m		
1	45,1	283,3
2	18,3	229,4
3	14,2	267,0
4	11,6	291,0
5	10,1	315,7

<b>MAXIMO</b>	45,1	315,7
<b>MINIMO</b>	10,1	229,4
<b>PROMEDIO</b>	19,8	277,3

#### 7.9.4 Cálculo De Calibres De Conductores.

Se utiliza la siguiente ecuación de la IEEE 80 para el cálculo de los conductores de puesta a tierra.

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c a_r p_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}$$

Cuando

I: Es el rms concurre en kA.

$A_{mm^2}$ : Es el conductor a través de la sección en  $mm^2$

$T_m$ : Es la máxima temperatura permitida in  $^{\circ}C$

$T_A$ : Es la temperatura ambiente en  $^{\circ}C$

$T_R$ : Es la temperatura de referencia para material constante en  $^{\circ}C$

$A_0$ : Es el coeficiente térmico de resistividad desde  $0^{\circ}$  A  $1^{\circ}C$

$A_r$ : Es el coeficiente térmico de resistividad con referencia a la temperatura  $T_r$  en  $1^{\circ}C$

$P_T$ : Es resistividad de un grupo conductor con referencia a la temperatura T, in  $\mu\Omega\text{-cm}$

$K_0$ :  $1/a_0$  Or  $(1/a_r) - T$ , en  $^{\circ}C$

$T_c$ : es la duración que concurre en s

$TCAP$ : es la capacidad de temperatura por volumen unitario de la tabla 1 en  $J/(cm^3 \cdot ^{\circ}C)$   
(definido más lejos en 11.3.1.1)

$$A_{kcmil} = I \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c a_r p_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}}$$

El cálculo aproximado se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$A_{mm^2} = \frac{I * K_f * \sqrt{t_c}}{1.9737}$$

Cálculo Aproximado De Los Conductores De Puesta A Tierra.

Donde:

$A_{mm^2}$  = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

$I$  = Corriente de falla a tierra, suministrada por el OR (RMS en kA).

$K_f$  = Es una constante para diferentes materiales y varios valores de  $T_m$ .

$T_m$  = Es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40 °C.

$T_c$  = Tiempo de despeje de la falla a tierra.

**TABLA XIII. CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA**

Sección Transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo				Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o Aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio o Aluminio recubierto de cobre	
Mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	Mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	Mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	Mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil
33,62 o menor	2 o menor	53.5 o menor	1/0 o menor	8.36	8	13.29	6
42.2 o 53.5	1 o 1/0	67.44 o 85.02	2/0 o 3/0	13.29	6	21.14	4
67.44 o 85.02	2/0 o 3/0	107.21 o 126.67	4/0 o 250 kcmil	21.14	4	33.62	2
107.21 hasta 177.34	4/0 hasta 350 kcmil	152.01 a 253.35	300 a 500 kcmil	33.62	2	53.50	1/0

- Corriente máxima de corto circuito 10 kA
- Tiempo máximo falla (disparo de la protección) 0.1s
- Temperatura máxima fusión conductor de cobre 1084 °C
- Temperatura ambiente máxima 30 °C

**Área mínima de conductor 67.44 mm<sup>2</sup>, correspondiente a un 2/0 AWG.**

### 7.9.5 Diseño Del Sistema De Puesta A Tierra.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra, se debe tener en cuenta lo siguiente:

1. El valor mínimo de resistencia de puesta a tierra del sistema sin interconectar es de 20 Ohm.

2. Un electrodo con tratamiento produce una resistencia de puesta a tierra de 286 Ohm, la resistencia de todos los electrodos interconectados

3. En el inicio y final de circuito se debe instalar mínimo dos electrodos para el adecuado control de transitorios.

4. Para dar cumplimiento a la recomendación del RETIE se debe medir la resistencia de los electrodos de las estructuras y los pórticos antes de interconectar para comprobar que su resistencia es menor de 10 Ohm.

En el diseño se propone 7 electrodos interconectados en cada una de las estructuras.

A continuación, se presentan los cálculos realizados para el sistema de puesta a tierra:

<b>CÁLCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA</b>			
<b>METODOLOGÍA IEEE80 - 2013</b>			
Se utilizan para los cálculos las ecuaciones de la estándar IEEE80-2013, enunciadas en la parte derecha de la hoja.			
		Corriente de Falla Monofásica Asimétrica [A]	<b>10000,00</b>
<b>PARAMETROS</b>			
$\rho$	<b>19,8</b>	Resistividad aparente del terreno Ohm/m suministrada por el Diseñador	
$\rho_s$	<b>2000</b>	Resistividad superficial del terreno Ohm/m capa protectora ( En caso de que no aplique colocar misma que suministrada por el diseñador)	Aplica para capa superficie protectora
		Debido a que la malla a tierra se construirá debajo de placa. Espesor de capa superficial (m)	<b>NO</b>
$h_s$	<b>0,5</b>	Esperor de capa superficial (m)	
$I_o$	<b>10000</b>	Corriente de falla monofasica a tierra en el primario (A)	
$t_s$	<b>0,1</b>	Tiempo de despeje de la falla (s)	
<b>SELECCIÓN DEL CONDUCTOR</b>			
De acuerdo al RETIE y la tabla 250-94 de la norma NTC-2050			
		$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$	
En donde:			
$A_{mm^2}$	Es la selección del conductor en mm2		
$I$	Es la corriente de falla a tierra, suministrada (ms en kA)		
$K_f$	Es la constante de la Tabla 2, para diferentes materiales y vario s valores de $T_m$		
$T_m$	Es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40°C		
$t_c$	Es el tiempo de despeje de la falla a tierra		
		$K_f =$	7,06
		$A =$	11,31159 mm2
Se escoge cable cobre Nº=		<b>2/0</b>	AWG
		$A_c =$	67,44 mm2
		$d =$	0,01063 m
		Sección transversal del conductor	
		Diámetro conductor	

## TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS TOLERABLES

$$C_s = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2 * h_s + 0.09} \quad (27)$$

<b>Cs=</b>	<b>1</b>	<i>Factor de Relación (adimensional)</i>	
<b>Peso de la persona Kg=</b>	<b>70</b>		0,157

### TENSIÓN DE PASO

$$E_{step70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \quad (30)$$

$$E_{step50} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

### TENSIÓN DE CONTACTO

$$E_{step50} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad (33)$$

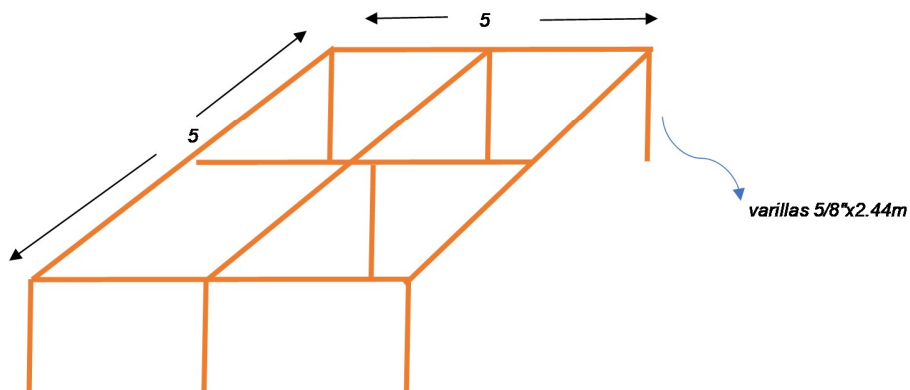
$$E_{step70} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

**Cs = 1**      *Para terrenos sin grava*

<b>Vpaso =</b>	<b>6454,21</b>	<b>V</b>	<b>Tolerables</b>
<b>Vcontacto =</b>	<b>1985,91</b>	<b>V</b>	<b>Tolerables</b>

## DETERMINACIÓN CONFIGURACIÓN INICIAL

<b>D=</b>	<b>2,5</b>	<i>Lado de la cuadrícula o espaciamiento entre conductores(m)</i>
<b>L1=</b>	<b>5</b>	<i>Largo de la malla (m)</i>
<b>L2=</b>	<b>5</b>	<i>Ancho de la malla (m)</i>
<b>h=</b>	<b>0,6</b>	<i>profundidad de enterramiento de los conductores (m)</i>
<b>N=</b>	<b>7</b>	<i>Numero de electrodos tipo varilla</i>
<b>Lv=</b>	<b>2,44</b>	<i>Longitud del electrodo tipo varilla (m)</i>



$$L_T = L_C + N * L_y (m)$$

Longitud total del conductor

para mallas cuadradas o rectangulares

$$L_C = \left( \frac{L_1}{D} + 1 \right) * L_2 + \left( \frac{L_2}{D} + 1 \right) * L_1 (m)$$

$L_c =$	30	m
$L_T =$	47,08	m
Área =	25	M <sup>2</sup>

### CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

$$R_g = \rho * \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20} * A} * \left( 1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (52)$$

$R_g =$	1,88228372	Ohm
---------	------------	-----

### CÁLCULO MÁXIMO POTENCIAL DE TIERRA (GPR)

$I_G =$	$Df * Sf * 3 * I_o$	(A)
$I_G =$	6000	A

$Sf$	0,6
$Df$	1

Ver Tabla 10

$GPR = I_G * R_G$	(V)	
$GPR =$	11293,70	V

$V_{contacto} =$	1985,91	V	Tolerable
------------------	---------	---	-----------

$V_{contacto} < GPR$
----------------------

## CÁLCULO DE TENSIÓN DE MALLA EN CASO DE FALLA

h=	<b>0,6</b>	Profundidad de enterramiento de los conductores (m)
D=	<b>2,5</b>	lado de la cuadrícula o espaciamiento entre conductores(m)
L <sub>1</sub> =	<b>5</b>	Largo de la malla (m)
L <sub>2</sub> =	<b>5</b>	Ancho de la malla (m)
Conductor calibre=	<b>2/0</b>	AWG
Ac=	<b>67,44</b>	mm <sup>2</sup> Sección transversal del conductor
d=	<b>0,01</b>	m Diámetro conductor
K <sub>ii</sub> =	<b>1</b>	Para mallas con electrodos de varilla a lo largo del perímetro, en las esquinas o dentro de la malla
L <sub>p</sub> = (L <sub>1</sub> +L <sub>2</sub> )*2 (m)		Para mallas cuadradas o rectangulares

L <sub>p</sub> =	<b>20</b>	<b>m</b>
n=	Factor de geometría	
n=	<b>n<sub>a</sub>*n<sub>b</sub>*n<sub>c</sub>*n<sub>d</sub></b>	

(84)

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} \quad n_a = \mathbf{3,000} \quad (85)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}} \quad n_b = \mathbf{1,000} \quad (86)$$

$$n_c = \left( \frac{L_1 * L_2}{A} \right)^{\left( \frac{0.7 * A}{L_1 * L_2} \right)} \quad n_c = \mathbf{1,0} \quad (87)$$

n <sub>c</sub> =	n <sub>d</sub> =	<b>1</b>	Para mallas rectangular o cuadrada; entonces:
------------------	------------------	----------	---

n =	<b>3,000</b>	Factor de corrección (89)
K <sub>i</sub> =	0.644+0.148 * n	
K <sub>i</sub> =	<b>1,088</b>	

$$K_h = \sqrt{1 + h} \quad (83)$$

K<sub>h</sub> = **1,265**

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[ \ln \left[ \frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} * \ln \left[ \frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right] \quad (81)$$

K <sub>m</sub> =	<b>0,6654</b>	Factor Geométrico
------------------	---------------	-------------------

$$V_{malla} = \frac{\rho * I_G * K_M * K_i}{Lc + \left[ 1.55 + 1.22 * \left( \frac{Lv}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * Lv}$$

V <sub>malla</sub> =	<b>1350,93</b>	<b>V</b>
----------------------	----------------	----------

V <sub>contacto tolerable</sub> =	<b>1985,91</b>	<b>V</b>	<b>Tolerable</b>
-----------------------------------	----------------	----------	------------------

<b>V<sub>malla</sub> &lt; V<sub>contactoTolerable</sub></b>	<b>CUMPLE</b>
---	---------------

## CÁLCULO DE LA TENSIÓN DE PASO EN FALLA

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

$K_s =$	0,432
---------	-------

$$V_{paso} = \frac{\rho * I_G * K_s * K_i}{0.75 * L_c + 0.85 * N * L_v}$$

$V_{PASO} =$	1507,00	V
--------------	---------	---

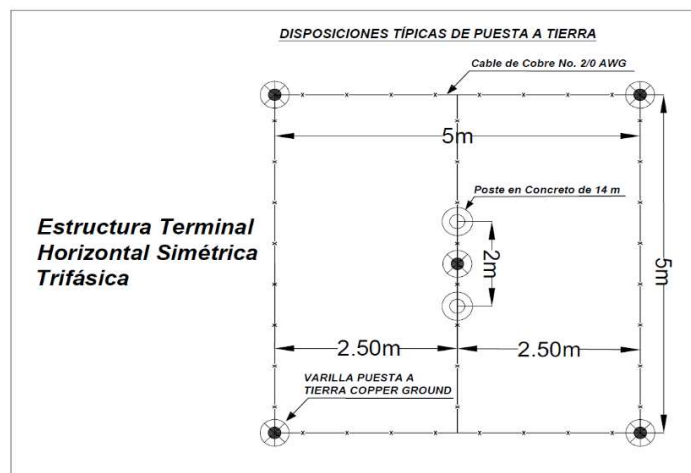
$V_{paso\ tolerable} =$	6454,21	V
-------------------------	---------	---

$V_{paso} < V_{pasotolerable}$	CUMPLE
--------------------------------	--------

Vemos que una vez efectuados los cálculos para la configuración de la malla de puesta a tierra propuesta ésta CUMPLE, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

$L1 =$	5	Largo de la malla (m)
$L2 =$	5	Ancho de la malla (m)
$h =$	0,6	profundidad de enterramiento de los conductores(m)
$N =$	7	Numero de electrodos tipo varilla
$L_v =$	2,44	Longitud del electrodo tipo varilla (m)

Figura 2. SPT DE ESTRUCTURA TERMINAL HORIZONTAL





### **7.10 CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.**

El calibre de los conductores de media tensión, se seleccionó de acuerdo a los parámetros técnicos, los esfuerzos mecánicos que se presentan debido a la topografía del sector los cuales se calculan en la presente memoria y decisión del cliente.

La corriente calculada para la línea eléctrica se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

CORRIENTE CALCULADA

$$I_L = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} * V_L}$$

Donde:

$I_L$ : Corriente de línea (A).  
 $S_{3\phi}$ : Potencia Aparente trifásica (kVA).  
 $V_L$ : Nivel de tensión fase – fase (kV).

Para una potencia aparente trifásica equivalente a potencia máxima de diseño total, se obtiene la siguiente corriente de línea máxima:

$$I_L = \frac{165 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ KV}} = 6,903 \text{ A}$$

De acuerdo con nuestro cliente PERENCO COLOMBIA LIMITED para la línea eléctrica de 13.8 kV entre las estaciones y cabezas de pozos; se seleccionó el conductor con las siguientes características: Conductor desnudo ACSR (Calibre 2/0 AWG. - QUAIL). Este conductor tiene una capacidad de 276 A.

### **7.11 VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA EL TIEMPO DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES, LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE LA RED Y LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR DE ACUERDO CON LA NORMA IEC 60909, IEEE 242, CAPÍTULO 9 O EQUIVALENTE**

La verificación de la protección de los conductores se realiza a partir de la estimación de la corriente de corto circuito máxima admisible por el conductor cuya fórmula se expone a continuación:

$$I_{CC} = A * k * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_2 + \lambda}{T_1 + \lambda}\right)}{t}}$$

Donde:

A: Área del Conductor (mm<sup>2</sup>).

k: Constante del Conductor a utilizar. (para el cobre equivale a 341 y para el aluminio equivale a 224).

λ: Temperatura de resistencia cero, para el Cobre es 234 °C para el Aluminio 228°C.

T1: Temperatura de operación del Conductor.

T2: Temperatura a máxima permisible en estado de falla 250°C.

I<sub>cc</sub>: Max capacidad de corriente de corto circuito (A)

$$I_{CC} = (67,43) * (228) * \sqrt{\frac{\log\left(\frac{250 + 228}{75 + 228}\right)}{1}}$$
$$I_{CC} = 12,5kA$$

La capacidad de corriente de corto circuito del conductor de fase es un parámetro que se debe tener presente en la selección.

## 7.12 CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECCIÓN DE EQUIPOS.

Los cálculos fueron realizados a un vano de 90 m ya que esta distancia es la más larga que se va a encontrar entre apoyos en este proyecto.

### 7.12.1 Esfuerzos en los conductores

En la siguiente tabla de XIV se muestran los datos técnicos del conductor de la marca CENTELSA el cual fue utilizado en el presente proyecto.

**TABLA XIV. DATOS TÉCNICOS DEL CONDUCTOR**

<b>Material</b>	ACSR
<b>Calibre</b>	2/0
<b>Denominación</b>	QUAIL
<b>Diámetro</b>	11.35 mm <sup>2</sup>
<b>Sección</b>	78.67 mm <sup>2</sup>
<b>Peso</b>	272.57 kg/km
<b>Carga de rotura</b>	2405 kgf

$f_c$ : El esfuerzo del conductor para las condiciones iniciales (sin viento) corresponde al peso propio del conductor

$f_{cl}$ : El esfuerzo del conductor para las condiciones iniciales (con viento) es la resultante del peso del conductor y la fuerza del viento

$f_c$ : Es 0,272 kg/m

$f_v$ : Es la fuerza del viento en 1m de conductor

#### D Diámetro del conductor

$$f_v = 0,0042V^2 \cdot \frac{D}{1000}$$

$$f_v = 0,0042 * (80)^2 \cdot \frac{11,35}{1000} = 0,305 \text{ kgf/m}$$

$$f_{cl} = \sqrt{f_c^2 + f_v^2}$$

$$f_{cl} = \sqrt{(0,272)^2 + (0,305)^2} = 0,408 \text{ kgf/m}$$

#### 7.12.2 Esfuerzos en los cables de guarda

En la siguiente tabla de XV se muestran los datos técnicos del cable de guarda el cual fue utilizado en el presente proyecto.

**TABLA XV. CLABLE DE GUARDA**

<b>Material</b>	ACERO GALVANIZADO
<b>Calibre</b>	3/8"
<b>Diámetro</b>	9.52 mm <sup>2</sup>
<b>Sección</b>	78.67 mm <sup>2</sup>
<b>Peso</b>	407 kg/km
<b>Carga de rotura</b>	6980 Kgf

$f_{cg}$ : El esfuerzo del cable para las condiciones iniciales (sin viento) corresponde al peso propio del conductor

$f_{clg}$ : El esfuerzo del cable para las condiciones iniciales (con viento) es la resultante del peso del conductor y la fuerza del viento

Para el cable de 3/8" de acero se tienen los siguientes esfuerzos:

$f_{cg}$ : Es 0,407 kg/m

$f_{vg}$ : Es la fuerza del viento en 1m de conductor

$$f_{vg} = 0,0042V^2 \cdot \frac{D}{1000}$$

$$f_{vg} = 0,0042 * (80)^2 \cdot \frac{9,52}{1000} = 0,255 \text{ kgf/m}$$

$$f_{cg} = \sqrt{f_c^2 + f_v^2}$$

$$f_{cg} = \sqrt{(0,407)^2 + (0,255)^2} = 0,48 \text{ kgf/m}$$

### 7.12.3 Cálculo mecánico en los apoyos

#### **Fuerza del viento sobre los conductores**

$$FV = 0,0042 * V^2 * D * L * N$$

V velocidad del viento 80Km/h

D diámetro del conductor 0,01135 m

L Longitud del vano viento 90 m

N número de conductores 3

$$FV = 0,0042 * (80)^2 * 0.01135 * 90 * 3$$

$$FV = 82,37 \text{ kgf}$$

#### **Fuerza del viento sobre cables de guarda**

$$FVg = 0,0042 * V^2 * D * L * N$$

V velocidad del viento 80Km/h

D diámetro del conductor 0,00952 m

L longitud del vano viento 90 m

N número de conductores 2

$$FVg = 0,0042 * (80)^2 * 0.00952 * 90 * 2$$

$$FVg = 46,05 \text{ kgf}$$

#### **Fuerza del viento sobre los apoyos**

Se calculará para postes de concreto con cargas de rotura en la punta de 750 Kgf

$$FVA = 0,0042 * V^2 * H * \left( \frac{d_1 + d_2}{2} \right)$$

H altura libre del poste

$d_1$  Diámetro del poste a nivel del terreno

$d_2$  Diámetro del poste en la punta

$$FVA = 0,0042 * (80)^2 * (12) * \left( \frac{0,4 + 0,19}{2} \right) = 95,155$$

#### 7.12.4 Fuerza por cambio de dirección (ángulo)

##### Para conductores 2/0 ACSR

$$FT = 2t \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} * N$$

t tensión máxima del conductor 2405 kgf para 2/0 ACSR

N Número de conductores 3

$$FT = 2 * (2405) \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} * 3$$

$$FT = 14430 \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2}$$

##### Para cables de guarda 3/8"

$$FT_g = 2t \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} * N$$

t tensión máxima del conductor 6980 kgf

N Número de conductores 2

$$FT = 2 * (6980) \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2} * 2$$

$$FT = 27920 \operatorname{sen} \frac{\alpha}{2}$$

#### 7.12.5 Cálculo de flechas

El cálculo de flecha en terrenos nivelados se puede realizar utilizando la siguiente ecuación:

$$f = h * \left[ \operatorname{cosh} \left( \frac{a}{2h} \right) - 1 \right]$$

El cálculo de flecha en terrenos desnivelados se puede realizar mediante la siguiente ecuación:

$$f = h * \operatorname{cosh} \left( \frac{x_m}{h} \right) * \left[ \operatorname{cosh} \left( \frac{a}{2h} \right) - 1 \right]$$

$$h = \frac{T_H}{W}$$

$$X_m = \frac{X_d - X_i}{2}$$

Donde:

f: Es la flecha en (m).

$h$ : Es el parámetro del conductor en (m).

$a$ : Es la longitud horizontal en (m) del vano.

$T_H$ : La tensión mecánica horizontal en Kg.

$w$ : Es el peso aparente del conductor en Kg/mm<sup>2</sup>

$xm$ : Es la abscisa media de la longitud horizontal del vano desnivelado en (m).

$xd$ : Es la abscisa extrema derecha de la longitud horizontal en (m) del vano desnivelado.

$xi$ : Es la abscisa extrema izquierda de la longitud horizontal en (m) del vano desnivelado.

### **Cálculo de curva tendido**

La curva depende solamente del parámetro  $h$  definido por la relación entre la tensión del conductor y su peso unitario.

De donde,

$$h = \frac{T_H}{w}, \quad f = \frac{A^2}{8h}$$

Por lo tanto,

$$f = \frac{wA^2}{8T}$$

$h$  = Parámetro de rotura del conductor.

$f$  = Flecha del conductor en m.

$T$  = Tensión del conductor en kg.

$W$  = Peso unitario del cable en kg/m

$A$  = Vano en metros.

La tensión mecánica del conductor al 20%

**TABLA XVI. CÁLCULO DE FLECHAS**

VANO	ACSR CALIBRE 2/0 13,8 KV	
	FLECHA [m]	SEPARACIÓN [m]
0	0,0000	0,584
10	0,0071	0,588
30	0,0638	0,619
50	0,1771	0,676
70	0,3471	0,753
90	0,5738	0,843
110	0,8571	0,943
130	1,1971	1,049
150	1,5938	1,159

170	2,0471	1,272
190	2,5571	1,388
210	3,1238	1,506
230	3,7471	1,625
250	4,4271	1,745
270	5,1638	1,866
290	5,9572	1,987
310	6,8072	2,110
330	7,7138	2,232
350	8,6772	2,355
370	9,6972	2,479
390	10,7739	2,602
410	11,9072	2,726
430	13,0972	2,850
450	14,3439	2,975
470	15,6473	3,099
490	17,0073	3,224

### 7.12.6 Distancias mínimas de seguridad

#### SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES PARA DISPOSICIÓN VERTICAL

$$e = 0,4 + Kv/75 (m)$$

e= separación de conductores vertical u oblicua entre conductores

Para 34,5 Kv, e= 0,86 m

Para 13,2 Kv, e= 0,58 m

#### SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES PARA DISPOSICIÓN HORIZONTAL

$$e = K\sqrt{F + L} + Kv/150 (m)$$

e = separación de conductores (m)

K= 0,75 coeficiente para ACSR

F= flecha máxima es de 0,5738 (m)

L= Longitud de la cadena aisladores en m. L=0 si el conductor esta soportado en espigo, o es estructura terminal, 0,45 m para suspensión en 34,5 Kv y 0,43 m en 13,8 Kv con cadenas de tres aisladores.

$$e = (0,75)\sqrt{(0,5738) + (0,43)} + \frac{13,8}{150} = 0,8434(m)$$

### **7.13 CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES.**

Con el análisis de corto circuito y falla a tierra se pretende revisar la máxima corriente de corto circuito esperada en el nodo de conexión para el diseño.

Se utilizarán corta circuito o seccionador de fusible de tres etapas, el cual se realiza el intercambio de sus bases.

Figura 3. Cortacircuito [19]





**TABLA XVII. TRANSFORMADOR 30 KVA**

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SEGÚN NTC 2797**

CAPACIDAD TRANSFORMADOR	=	<input type="text" value="30"/>	KVA		
TENSION NOMINAL	=	<input type="text" value="13800"/>	/	<input type="text" value="480"/>	V
CORRIENTE NOMINAL	$I_l = \frac{S}{V * \sqrt{3}}$	=	<input type="text" value="1,26"/>	A	de linea      If =de fase <input type="text" value="2,17"/> A
RELACION DE TRANSFORMACION	a	=	<input type="text" value="28,75"/>		
CORRIENTE NOMINAL b	$I_s = \frac{S}{V * \sqrt{3}}$	=	<input type="text" value="36,1"/>	A	
CORRIENTE CORTOCIRCUITO			<input type="text" value="20.000"/>	A	

Debido a que este transformador pertenece a la categoría 1 ( NTC 2797), solamente tiene las curvas características de soporte térmico, corrientes de conexión y de sobrecarga, las cuales se indican en las tablas.

**DATOS TABLA CURVA DE SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR**

TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE EN AMPERIOS
3600	2,54
7200	2,18
14400	1,88
28800	1,67
86400	1,46

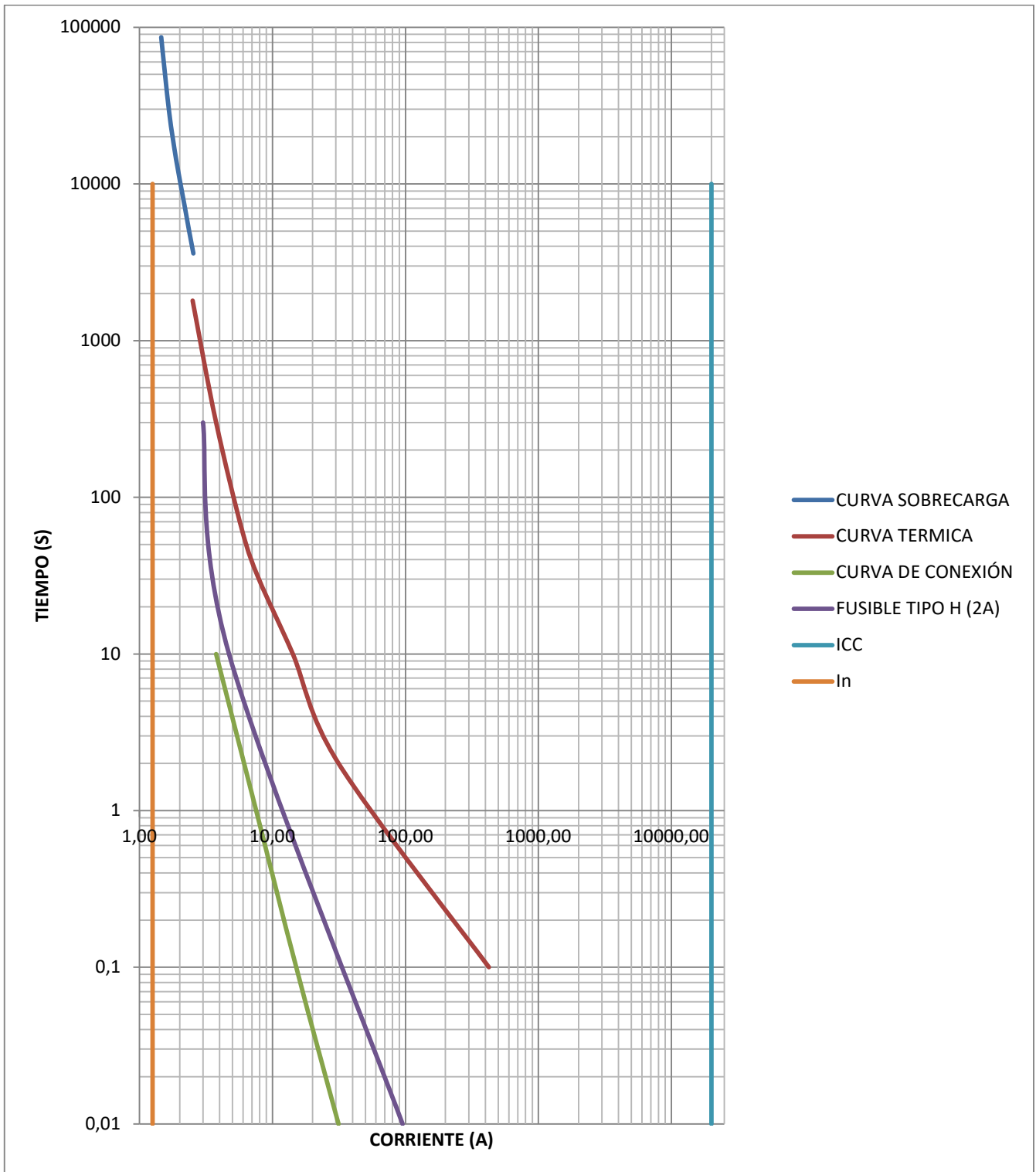
**DATOS TABLA CURVA DE CAPACIDAD TERMICA DEL TRANSFORMADOR**

TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE EN AMPERIOS
2	31,38
10	14,18
30	7,91
60	5,96
300	3,77
1800	2,51

**DATOS TABLA CURVA DE CORRIENTE DE CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR**

TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE EN AMPERIOS
0,01	31,38
0,1	15,06
1	7,53
10	3,77

Ilustración 1. TRANSFORMADOR 30 KVA



### TABLA XVIII. TRANSFORMADOR 75 KVA

#### COORDINACION DE PROTECCIONES SEGÚN NTC 2797

CAPACIDAD TRANSFORMADOR	=	75	KVA	
TENSION NOMINAL	=	13800	/	480
CORRIENTE NOMINAL	$I_t = \frac{S}{V * \sqrt{3}}$	=	3,14	A de linea    If =de fase <span style="margin-left: 20px;">5,43</span> A
RELACION DE TRANSFORMACION	a	=	28,75	
CORRIENTE NOMINAL b	$I_s = \frac{S}{V * \sqrt{3}}$	=	90,2	A
CORRIENTE CORTOCIRCUITO			20.000	A

Debido a que este transformador pertenece a la categoría 1 ( NTC 2797), solamente tiene las curvas características de soporte térmico, corriente de conexión y de sobrecarga, las cuales se indican en las tablas.

#### DATOS TABLA CURVA DE SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR

TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE EN AMPERIOS
3600	6,34
7200	5,46
14400	4,71
28800	4,17
86400	3,64

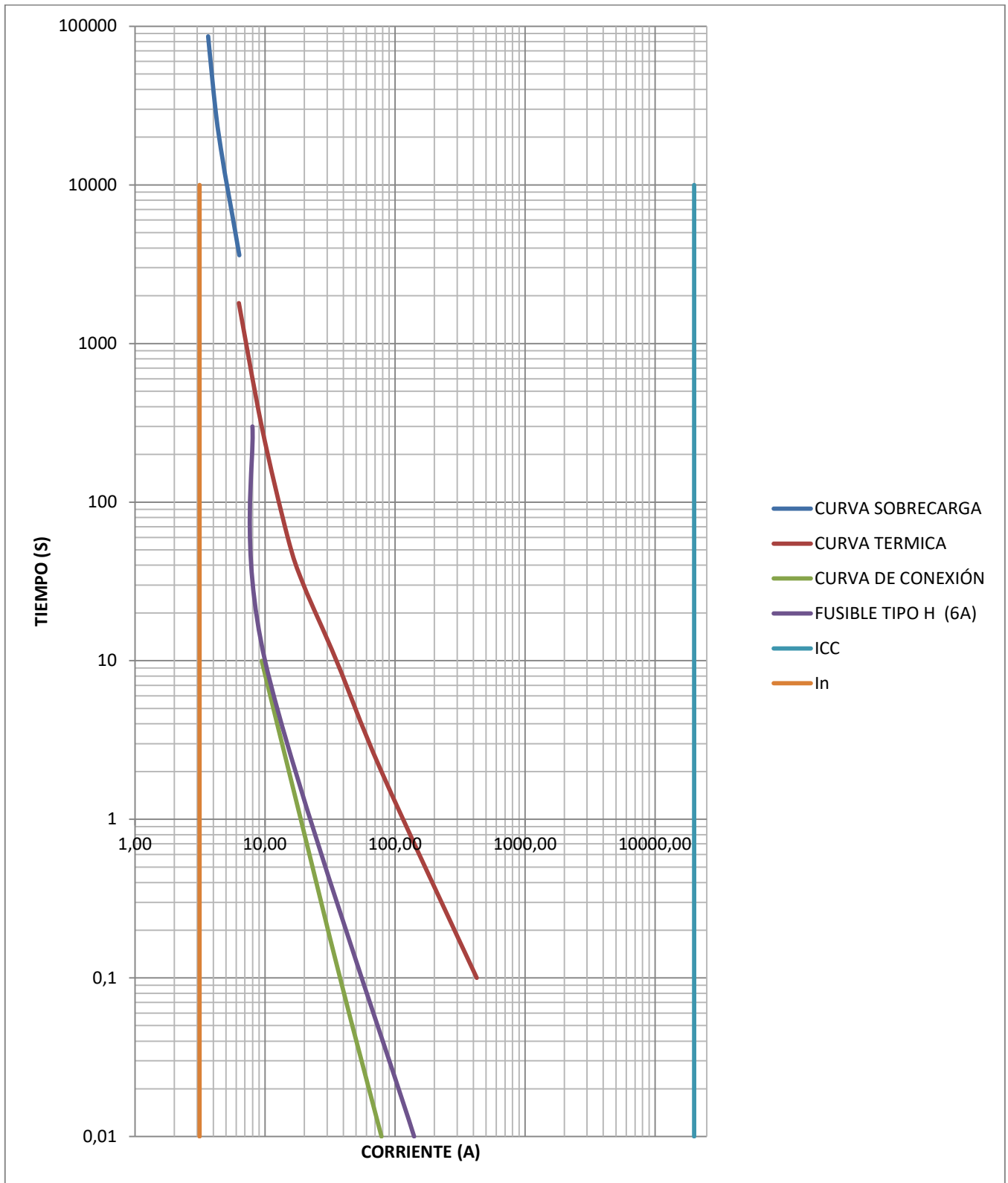
#### DATOS TABLA CURVA DE CAPACIDAD TERMICA DEL TRANSFORMADOR

TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE EN AMPERIOS
2	78,44
10	35,46
30	19,77
60	14,90
300	9,41
1800	6,28

#### DATOS TABLA CURVA DE CORRIENTE DE CONEXIÓN DEL TRANSFORMADOR

TIEMPO EN SEGUNDOS	CORRIENTE EN AMPERIOS
0,01	78,44
0,1	37,65
1	18,83
10	9,41

Ilustración 2 TRANSFORMADOR 75 KVA



**7.14 CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC.).**

Ilustración 3 CÁLCULOS DE DUCTOS

<b>CÁLCULOS DE CANALIZACIÓN (DUCTOS)</b>							
DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES							
Nº	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm <sup>2</sup>	Total Grupo mm <sup>2</sup>	Observaciones
1	2/0	XLPE Cu 35 KV 133%	1	41,70	1.365,72	1.365,72	conductor de fase
2	2/0	XLPE Cu 35 KV 133%	1	41,70	1.365,72	1.365,72	conductor de fase
3	2/0	XLPE Cu 35 KV 133%	1	41,70	1.365,72	1.365,72	conductor de fase
5	12	XLPE Cu 35 KV 133%		0,00	0,00	0,00	
<b>Área total requerida por los conductores</b>						<b>4.097,17</b>	<b>mm<sup>2</sup></b>
DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS							
<b>Tipo de Tubería o Canalización:</b>				<b>Diámetro de la Tubería:</b>			
Tubo rígido de PVC Tipo A sección 352				4 Pulgadas			
				<b>Diámetro interno</b>		<b>106,60 mm</b>	
				<b>Área Total</b>		<b>8.924,94 mm<sup>2</sup></b>	
				<b>Diámetro mínimo recomendado</b>		<b>5 "</b>	
<b>Máxima ocupación permitida</b>			<b>40,00%</b>	<b>Ocupación</b>		<b>45,91%</b>	

Tomando en consideración lo establecido por la normativa de ENERCA S.A.E.S.P y la NTC 2050, anexo C la selección del ducto PVC TP será de 6" por fines comerciales, la caja de inspección corresponde a L-3036. Se anexa diseño constructivo en el plano.

**7.15 CÁLCULOS DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA.**

El cálculo de pérdidas de potencia activa en los distintos sistemas eléctricos se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

Para redes trifásicas:

$$P = \frac{3 * I^2 * R * L}{1000}$$

Dónde:

P = Pérdidas de potencia en cada tramo de la red en kW

I = Corriente de línea en Amperios

R = Resistencia del conductor en Ohm / km.

L = Longitud de cada tramo de la red en km.

El porcentaje de pérdidas para todos los sistemas, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\%p\u00e9rdidas = \frac{P}{S * \text{Cos}\phi} * 100$$

D\u00f3nde:

P = P\u00e9rdidas de potencia en cada tramo de la red en kW

S = Potencia aparente de env\u00edo en cada tramo de la red en kVA.

Cos  $\phi$  = Factor de potencia de env\u00edo.

**TABLA XIX. P\u00c9RDIDAS REDES EN MEDIA TENSI\u00d3N.**

RAMAL	CABLE	TRAMO	3 x 2/0 ALUMINIO ACSR										PERDIDAS DE POTENCIA		
			USUARIOS		LONGITUD (m)	CARGA		CORRIENTE I (A)	CONDUCTORES				PORCENTAJE	KW/TRAMO	KW ACUMULADO
			CANTIDAD POR RAMAL			FACTOR DIVERSIFICACION	KVA POR TRAMO		FASES CANTIDAD	FASES CALIBRE	CAP CORRIENTE (AMP)	R (75\u00b0C) (Ohm/km)			
AEREO	3 x 2/0 ALUMINIO ACSR	E135 - E00	1		8654	1	75	3,49	3	2/0	270	0,58	50,92%	0,182165	0,182165
AEREO	3 x 2/0 ALUMINIO ACSR	E00 - E13	1		1275	1	30	1,39	3	2/0	270	0,58	3,00%	0,004294	0,004294
AEREO	3 x 2/0 ALUMINIO ACSR	E13 - E24	1		933	1	30	1,39	3	2/0	270	0,58	2,20%	0,003142	0,007436
AEREO	3 x 2/0 ALUMINIO ACSR	E00- E40	1		1298	1	30	1,39	3	2/0	270	0,58	3,05%	0,004372	0,004372

### 7.16 C\u00c1LCULOS DE REGULACI\u00d3N.

La regulaci\u00f3n de la tensi\u00f3n de un sistema proyectado se calcula en funci\u00f3n de las constantes de regulaci\u00f3n propias de cada conductor y del momento el\u00e9ctrico, expres\u00e1ndose:

$$Reg(\%) = K * ME$$

D\u00f3nde:

K = Constante de regulaci\u00f3n del conductor

ME = Momento El\u00e9ctrico

Momento El\u00e9ctrico (ME) se calcula seg\u00fan la ecuaci\u00f3n:

$$ME = S * L [kVA * m]$$

D\u00f3nde:

S = Potencia aparente de env\u00edo en cada tramo de la red en kVA.

L = Longitud de cada tramo de la red en metros.

Se realizo el c\u00e1lculo con el conductor ACSR 2/0.

## TABLA XX. REGULACIÓN CABLE ACSR AÉREO

CÁLCULO DE REGULACIÓN PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN

TENSIÓN 13,80 KV  
FP 0,90

CONSTANTE DE REGULACIÓN:	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)
3 x 2/0 ALUMINIO ACSR	270

ESTACIÓN		TRAMO INICIAL	TRAMO FINAL	LONGITUD (m)	KVA POR TRAMO	TRAFO CONECTADO	I NOM (A)	CONDUCTORES			REGULACIÓN			
DESDE	HASTA							FASES CANTIDAD	FASES CALIBRE	CLASE	CTE. DE REGULACIÓN	MOMENTO	REGULACIÓN TRAMO	REGULACIÓN ACUMULADO
CGL	RMN	E135	E00	8654	75	1	3,486	3	2/0	ACSR	3,9259660E-07	649,050	0,2548	0,2548
RMN	RMN 5	E00	E 13	1275	30	1	1,395	3	2/0	ACSR	3,9259660E-07	38,250	0,0150	0,0150
RMN 5	RMN 7	E13	E 24	933	30	1	1,395	3	2/0	ACSR	3,9259660E-07	27,990	0,0110	0,0260
RMN	RMN 3	E00	E 40	1298	30	1	1,395	3	2/0	ACSR	3,9259660E-07	38,940	0,0153	0,0153
				12160	165	4								

### 7.17 CLASIFICACIÓN DE AREAS

Este ítem **NO APLICA** ya que no se presenta áreas en la cuales se almacenen o se manejen sustancias, vapores o gases que puedan ocasionar una explosión

### 7.18 ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES.

Ver planos anexos.

### 7.19 ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN.

Ver planos anexos.

### 7.20 ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.

Todos los materiales necesarios y suministrados deben ser nuevos, de mejor calidad, libres de defectos e imperfecciones. Los materiales que no hayan sido especificados en particular deben ser sometidos previamente a una aprobación y en lo posible deben ceñirse por los lineamientos normativos y debidamente aprobadas por el Inspector.

El Contratista está en la obligación de realizar la fabricación, pruebas y suministro de los elementos incluidos en estas especificaciones, incluyendo los certificados de calidad de los materiales utilizados para la fabricación y los protocolos de prueba respectivos.

La mano de obra debe ser de primera calidad y emplear las mejores técnicas de fabricación. La ejecución, el acabado y las tolerancias deben corresponder a prácticas de fabricación de alta calidad.

## **CABLES.**

Todos los cables deben suministrarse en carretes, los cuales podrán ser de metal o de madera. En cualquier caso, deben tener una estructura suficientemente fuerte que pueda soportar el manejo durante el transporte, cargue, descargue y todas las operaciones de instalación del cable.

## **ESTRUCTURAS.**

Las crucetas de metal y otros elementos que no se presten para ser atados en bultos, serán embalados de acuerdo al método estándar utilizado por el proveedor para el transporte por tierra.

Los pernos, tuercas y arandelas, deben empacarse en cajas de madera, luego de ser introducidos en sacos de suficiente resistencia para que mantengan el contenido seguro en caso de rotura de las cajas.

## **IDENTIFICACIÓN.**

Los materiales tales como aisladores, herrajes y accesorios deberán ser debidamente identificados de tal forma que se proporcione la siguiente información:

- a) Fabricante:
- b) Referencia:
- c) Nombre del proyecto.
- d) Resistencia a la rotura, en caso de material forjado:
- e) Margen de utilización, en el caso de los herrajes:

## ***POSTERÍA EN CONCRETO.***

Los postes a utilizar en el presente proyecto, serán fabricados de conformidad con la norma ICONTEC 1329. El poste diseñado en el presente proyecto, poseen las siguientes características:

Los postes serán de ferro concreto con carga de rotura de 750 kgf x 14 m.

Los postes deberán llevar una franja pintada de rojo, de 3 cm de ancho y 15 cm de longitud en el punto correspondiente a su centro de gravedad.

Todos los postes a utilizar en el presente diseño deberán llevar una franja pintada de color verde de 3 cm de ancho y 15 cm de longitud indicando la altura de empotramiento la cual debe ser de un décimo de la longitud total del poste en metros más 0.60 m.

El hueco para la hincada del poste deberá cavarse con un ancho uniforme y 20 centímetros mayor que el diámetro de la base del poste.

## ***CIMENTACIONES.***

Las cimentaciones se realizarán enterrando el poste directamente en el suelo o mediante aporte de hormigón.

Para las cimentaciones con aporte de hormigón, cilíndricas o prismáticas se fabricará un solado base en el fondo de la cimentación, de una altura de 0,15 m para estructura de retención y finales de circuitos.



## ***HERRAJERIA.***

Absolutamente toda la herrajería debe ser de tipo pesado y su galvanizado debe haberse efectuado en caliente, de acuerdo con la Norma ASTM 1.53.

Las crucetas deben ser del mejor grado de fabricación, libre de defectos e imperfecciones de producción reciente.

## ***AISLADORES.***

### **AISLADOR PIN POLIMÉRICO:**

Serán fabricados con base en la norma técnica colombiana NTC 5651, basada en las distancias eléctricas establecidas en las normas NTC 738 (ANSI C29.6) y NTC 739 (ANSI C29.5) para los aisladores tipo pin en porcelana.

El aislador será de una sola pieza, de polietileno de alta densidad, liviano, resistente a los actos de vandalismo, a la radiación ultravioleta e inmune a daños causados por agua.

El acabado del aislador debe ser liso y sin rebabas.

### **AISLADOR SUSPENSIÓN POLIMÉRICO:**

Serán fabricados con base en las normas técnicas, ANSI C29.17 para los aisladores tipo poste, ANSI C29.9 y ANSI C29.11 para los aisladores tipo estación y ANSI C29.12 y ANSI C29.13 para los aisladores tipo suspensión.

Los aisladores deben poseer aletas de diseño aerodinámico, para facilitar su auto limpieza por efecto del viento y lluvia.

## ***CONDUCTORES AÉREOS.***

Los conductores diseñados en el presente proyecto cumplen con la normativa.

Se debe tener especial cuidado en el transporte, almacenaje y tendido de la red, por contaminación por cobre, compuestos alcalinos, derivados sulfurados y demás materiales que puedan afectar adversamente el aluminio.

El conductor a utilizar debe manipularse de la mejor manera posible y cuidado para evitar que sean pisados por el personal, transeúntes, vehículos o equipos. Cada carrete será examinado para verificar previamente la presencia de cortes, dobleces u otros desperfectos.

## ***BAJANTE DE 6”.***

La bajante de 6” derivada de la red de media tensión contiene dos tubos galvanizados, unión de 6” y con rosca en uno de los extremos para facilitar el montaje del capacete.

El capacete al igual que el tubo debe ser galvanizado y debe poseer cuatro salidas para facilitar el acceso de los tres conductores del transformador más el neutro.

Este tubo debe ser anclado al poste mediante cinta bandit de 5/8 y hebillas de 5/8”, debe zuncharse en tres partes arriba, centro, abajo.

En el extremo final de la bajante debe ser en tubería PVC y se debe ubicar una caja de inspección LA-3036 con las medidas y especificaciones tal como se indican en los planos de la norma ENERCA S.A.E.S.P.

### **CAJA DE INSPECCIÓN.**

En el presente diseño se utilizó la caja de inspección Norma ENERCA LA-3036, para acometidas de media tensión respectivamente, esta contendrá ladrillo tolete recocido en dimensiones tal como se especifican en el plano.

Se proyecta una caja LA-3036 en tubería de 6", una al frente de la edificación, como exige la norma.

### **7.21 ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.**

A continuación, se resumen las distancias de seguridad de la red de media tensión a 13.8 kV del proyecto, las cuales están por encima de las distancias mínimas de seguridad exigidas por el RETIE.

**TABLA XXI. DISTANCIAS MÍNIMAS PARA PREVENCIÓN DE RIESGO POR ARCO ELÉCTRICO [13]**

DISTANCIA	TENSIÓN NOMINAL (kV)	DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD (m)	DISTANCIA DEL PROYECTO (m)
VERTICAL DEL CONDUCTOR AL SUELO EN ÁREAS DE TRAFICO VEHICULAR	13,8/13.2/11,4/7,6	5,6	10
HORIZONTAL DEL CONDUCTOR A MUROS, VENTANAS. BALCONES DE CONSTRUCCIONES	13,8/13.2/11,4/7,6	2,3	N/A
HORIZONTAL ENTRE CONDUCTORES EN LA MISMA ESTRUCTURA	13,8/13.2/11,4/7,6	0,35	1,85

De acuerdo a la Tabla 19 del RETIE, para la red de media tensión a 13.8 kV proyectada, las distancias mínimas de aproximación a equipos que se deben cumplir para prevenir efectos de arcos eléctricos, que puedan ocasionarse durante trabajos en tensión, por una falla técnica o por un acto inseguro, son las siguientes:

**TABLA XXII. LIMITES DE APROXIMACIÓN [13]**

TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA (FASE-FASE)	LIMITE DE APROXIMACIÓN SEGURO		LIMITE DE APROXIMACIÓN RESTRINGIDA (m) INCLUYE MOVIMIENTOS INVOLUNTARIOS	LIMITE DE APROXIMACIÓN TÉCNICA (m)
	PARTE MÓVIL EXPUESTA	PARTE FIJA EXPUESTA		
751 V - 15 KV	3	1,5	0,66	0,18

**7.22 JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE DESVIACIÓN DE LA NTC 2050 CUANDO SEA PERMITIDO, SIEMPRE Y CUANDO NO COMPROMETA LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS O DE LA INSTALACIÓN.**

No aplica en el presenta proyecto.

**7.23 LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SÍSMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS.**

Este ítem no aplica.

**VIII. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO**

**8.1 NOMBRE DEL PROYECTO**

DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA EN 13.8 KV PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE PERENCO, DE LA ESTACIÓN Y CABEZAS DE POZOS DE REMACHE NORTE N°3, N°5 Y N°7.

**8.2 LOCALIZACIÓN**

**Ilustración 4 LOCALIZACIÓN DE LA ESTACIÓN [20]**



**8.3 UBICACIÓN**

Estación CAÑO GANDUL, REMACHE NORTE y cabezas de pozos.

**TABLA XXIII. UBICACIÓN COORDENADAS GEOGRÁFICAS**

COORDENADAS GEOGRAFICAS		
CAMPO	LATITUD	LONGITUD
RMN	5°11'2.03"N	71° 3'51.26"O
RMN 5	5°11'25.60"N	71° 3'45.20"O

RMN 7	5°11'58.09"N	71° 3'33.18"O
RMN 3	5°10'22.44"N	71° 4'12.39"O
CGL	05° 10'35.96"N	71° 08'31.25" O

#### **8.4 CONEXIÓN.**

El proyecto se conectará a la estación de generación más cercana, que para este caso corresponde a la Estación Existente en Caño Gandul (CGL).

Esta red fue construida y es operada a un nivel de tensión de 13,8 kV por PERENCO COLOMBIA LTDA.

#### **8.5 PARÁMETROS DE DISEÑO.**

De acuerdo al comportamiento de la carga presentada en otras localidades similares a la de este proyecto, se fijaron los siguientes parámetros para un diseño óptimo:

Constante de regulación para el conductor ACSR instalado en el sistema de distribución, calculado y establecido por normas ENERCA S.A. E.S.P.

- Factor de potencia = 0,9 Inductivo.
- Regulación de la red de media tensión = 3 % Máximo.
- Voltaje de distribución de la red de media tensión = 13.8 kV

#### **8.6 CARACTERÍSTICAS DE LA RED**

Para este proyecto en particular, está compuesta por suministros de tipo industrial y diversas características:

**TABLA XXIV. CARACTERÍSTICAS DE LA RED**

TIPO DE EDIFICACIÓN:	INDUSTRIAL
FP:	0.9
FRECUENCIA:	60 Hz
NIVEL DE TENSIÓN:	Se proyecta 12,056 Kilómetros de red en media tensión 13.8 kV, en cable de aluminio ACSR calibre (3* N° 2/0) y cable de guarda galvanizado de 3/8". Los cuales se derivarán de la estación Caño Gandul (generación), existente actualmente.
POSTERÍA:	La red de media tensión se construirá en postes de ferro concreto de 14 metros con cargas de rotura de 750 kgf.

BAJANTE DE MEDIA TENSIÓN:	2 tubos metálicos galvanizados de 6” unidos con rosca.
ACOMETIDA DE MEDIA TENSIÓN:	8 metros de red subterránea a 13.8 kV en cable de cobre monopolar de XLPE, 35 Kv, 133% de aislamiento (3*N° 2/0).
CAJA DE INSPECCIÓN:	Se proyecta una caja LA-3036 con tubería PVC 6”.
AISLADOR SUSPENSIÓN:	Aisladores Suspensión Sintético-Polimérico 34,5 kV tipo retención o elastómero 34,5 kV) ANSI DS-35.
SECCIONADOR:	Seccionador fusible de repetición de 3 etapas por fase con un voltaje máximo de diseño de 38kV.
ESTRUCTURAS:	Estructura en H cruceta de 4 M trifásica un nivel 34.5 Kv (EH 2024 O RH 102, EH 2000 O SH 102, EH 2066 O TH 102, EH 2024 O S 123 y T 150).
CIMENTACIÓN:	La cimentación aplicara para aquellas estructuras de retención o finales de circuito.

### **8.7 PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.**

El diseño de la ampliación de la red eléctrica de media tensión, se elaboró tomando como base el levantamiento topográfico y el trazado de la servidumbre de la línea de flujo.

En los correspondientes planos se representará de manera unifilar las redes eléctricas de media tensión aérea.

Se elaboran, los cálculos de regulación y pérdidas en la red y se selecciona el calibre del conductor que cumplan con los criterios máximos de regulación y pérdidas.

En las tablas donde se demuestra la regulación y pérdidas, se detalla el calibre del conductor seleccionado.

Se efectúa el análisis de riesgo de la red.

Se elabora APU'S y cantidades de obra para determinar la viabilidad del proyecto a ejecutar.

Finalmente se elaboran los planos eléctricos, los cuales contendrán toda la información obtenida en el diseño, además de los detalles constructivos.

## **IX. RESULTADOS**

Se logra la identificación de las normatividades que rigen en Colombia y que son aplicables al proyecto “DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA EN 13.8 KV PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE PERENCO, DE LA ESTACIÓN Y CABEZAS DE POZOS DE REMACHE NORTE N°3, N°5 Y N°7”.

A través del desarrollo exitoso del proyecto se realizó el trazado de la red de media tensión con sus especificaciones y detalles de construcción.

Finalizado el proyecto se obtuvo el diseño de la red eléctrica para la conexión al sistema de distribución de PERENCO COLOMBIA LIMITED bajo las normas constructivas de ENERCA S.A.E.S.P.

## **X. CONCLUSIONES**

Durante la elaboración del proyecto “DISEÑO DE LA RED ELÉCTRICA EN 13.8 KV PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE PERENCO, DE LA ESTACIÓN Y CABEZAS DE POZOS DE REMACHE NORTE N°3, N°5 Y N°7” mismo que fue realizados con todos los procedimientos, análisis, estudios y cálculos requeridos con las especificaciones de las normativas de ENERCA S.A.E.S.P, RETIE, NTC 2050 e IEEE, de igual manera se aplicó los conocimientos adquiridos a lo largo de mi educación en tan prestigiosa universidad en mis practicas académicas.

Los elementos, equipos y materiales que fueron necesarios para el diseño de la red, se encuentran limitados por parámetros característicos ceñidos por el voltaje asignado en la estación de REMACHE NORTE, dependiendo también de los valores nominales asignados, teniendo como resultado que estos elementos toleren las sobrecargas manteniendo el correcto funcionamiento y evitando inconvenientes en la estación y cabezas de pozos de REMACHE NORTE.

Habiendo participado en la elaboración del presente proyecto se pudo evidenciar por parte del personal encargado y demás interesados que el principal objetivo de estos tipos de proyectos es garantizar la fiabilidad del sistema más haya de los posibles costos económicos.

## XI.REFERENCIAS

- [1] UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE, «Regioncentralrap,» [En línea]. Available: <https://regioncentralrape.gov.co/wp-content/uploads/2020/04/Subestaciones-Ele%CC%81ctricas.pdf> una subestación de distribución. (Estación de distribución tipo MT / M.
- [2] «energiaysociedad,» [En línea]. Available: <https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/1-1-aspectos-basicos-de-la-electricidad/>.
- [3] Y.-. K. LINEO, de *ESTUDIO DE REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA*, BARRANQUILLA, UNIVESIDAD DE LA COSTA CUC, 2012.
- [4] ENERCA, «ENERCA S.A,» [En línea]. Available: <https://www.enerca.com.co/mesia/e04of14w/made-pse-01-norma-de-construcci%C3%B3n-de-redes-de-media-y-baja-tensi%C3%B3n.pdf>. [Último acceso: 10 10 2021].
- [5] « Universidad de la Costa,» [En línea]. Available: <https://eduvirtual.cuc.edu.co/moodle/mod/glossary/view.php?id=426010>. [Último acceso: 30 octubre 2021].
- [6] Y. E. N. L. & D. P. LINERO, *DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA*, barranquilla: UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC, 2012.
- [7] «ecured.cu,» 23 junio 2013. [En línea]. Available: [https://www.ecured.cu/Potencia\\_el%C3%A9ctrica](https://www.ecured.cu/Potencia_el%C3%A9ctrica).
- [8] «jdelectricos,» 18 septiembre 2021. [En línea]. Available: <https://jdelectricos.com.co/sistema-de-suministro-electrico/>. [Último acceso: 22 octubre 2021].
- [9] Compañía Electrica de Oriente, «ceoesp,» 29 marzo 2012. [En línea]. Available: [https://www.ceoesp.com.co/cargar\\_imagen.php?id=CRITERIOSDEDISEOV2.1junio22-137&tipo=6&thumbnail=FALSE](https://www.ceoesp.com.co/cargar_imagen.php?id=CRITERIOSDEDISEOV2.1junio22-137&tipo=6&thumbnail=FALSE). [Último acceso: 22 octubre 2021].
- [10] «WIKIPEDIA,» 18 SEPTIEMBRE 2021. [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Transformador#:~:text=Se%20denomina%20transformador%20a%20un,se%20obtiene%20a%20la%20salida..> [Último acceso: 22 OCTUBRE 2021].
- [11] enel codensa, «likinormas.micodensa.com,» 10 NOVIEMBRE 2003. [En línea]. Available: FUENTE: [http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas\\_aereas\\_rurales\\_distribucion/puesta\\_tierra\\_cables\\_guarda\\_templetes/lar450\\_proteccion\\_sobretensiones\\_causadas\\_descargas\\_atmosfericas](http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion/puesta_tierra_cables_guarda_templetes/lar450_proteccion_sobretensiones_causadas_descargas_atmosfericas). [Último acceso: 22 OCTUBRE 2021].
- [12] «likinormas.micodensa.com/,» 10 NOVIEMBRE 2003. [En línea]. Available: [http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas\\_aereas\\_rurales\\_distribucion/puesta\\_tierra\\_cables\\_g](http://likinormas.micodensa.com/Norma/lineas_aereas_rurales_distribucion/puesta_tierra_cables_g)

uarda\_templates/lar450\_proteccion\_sobretensiones\_causadas\_descargas\_atmosfericas. [Último acceso: 22 OCTUBRE 2021].

- [13] «DIAS CON LLUVIA,» CENTRO METEOROLOGICO, TRINIDAD CASANARE, 2021.
- [14] J. F. L. C. Y. N. A. VELEZ, «dspace.ups.edu.ec,» 2016. [En línea]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/12782/1/UPS-CT006635.pdf>. [Último acceso: 22 OCTUBRE 2021].
- [15] RETIE, «RETIE RESOLUCIÓN 9 0708 DE AGOSTO 30 DE 2013,» AGOSTO 2013. [En línea]. Available: [http://www.nuevaleislacion.com/files/susc/cdj/conc/anx\\_r90708\\_13.pdf](http://www.nuevaleislacion.com/files/susc/cdj/conc/anx_r90708_13.pdf).
- [16] RETIE, «portalelectricos,» MAYO 2017. [En línea]. Available: [https://portalelectricos.com/retie/cap2art9\\_0.php](https://portalelectricos.com/retie/cap2art9_0.php).
- [17] n. RETIE, «ebsa,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.ebsa.com.co/wp-content/uploads/normatividad/normas.pdf>. [Último acceso: 22 OCTUBRE 2021].
- [18] «EPM,» [En línea]. Available: [https://cu.epm.com.co/Portals/proveedores\\_y\\_contratistas/proveedores-y-contratistas/normas-tecnicas/documentos/DOCUMENTOS-ENERGIA/NORMAS-TECNICAS-PARA-REDES-AEREAS/NORMAS-DE-MONTAJES-COMPLEMENTARIOS/RA6-014.pdf](https://cu.epm.com.co/Portals/proveedores_y_contratistas/proveedores-y-contratistas/normas-tecnicas/documentos/DOCUMENTOS-ENERGIA/NORMAS-TECNICAS-PARA-REDES-AEREAS/NORMAS-DE-MONTAJES-COMPLEMENTARIOS/RA6-014.pdf).
- [19] «celsa,» [En línea]. Available: <https://www.celsa.com.co/es/proteccion-y-maniobra/78-cortacircuitoseccionador-3-etapas.html#product-information>. [Último acceso: 9 12 2021].
- [20] «localizacion de estacion y pozos de remache norte,» GOOGLE EARTH, Trinidad (Casanare), 2021.
- [21] V. Led, «Visual Led,» [En línea]. Available: <https://visualled.com/pantallas-led-info/breve-historia-de-la-electricidad/>. [Último acceso: 19 09 2019].
- [22] A. ENERGIA, «AURA ENERGIA,» [En línea]. Available: <https://www.aura-energia.com/red-distribucion-energia-electrica/>. [Último acceso: 19 09 2021].
- [23] J. D. J. Cervantes, de *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, Mexico, Azcapotzalco, p. 170.
- [24] IBERDOLA, «IBERDOLA,» 20, <https://www.iberdola.com/medio-ambiente/historia-electricidad>., 2021, p. 09.
- [25] F. ENDESA, «ENDESA,» [En línea]. Available: <https://www.fundacionendensa.org/es/recursos/a201908-red-de-distribucion>. [Último acceso: 13 10 2019].
- [26] RETIEE, «Porcentaje respecto a la conductividad del cobre recocido».



- [27] A. L. V. a. V. N. Floru, Experimental study and method of calculation of the impulse characteristics of deep earthings,, vol. 2, No. 5, ed., Elecktrichestvo, 1971, pp. pp. 18-22, 1971 .
- [28] *CALCULO DE CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA.*
- [29] «Likinormas.micodensa,» 5 marzo 2015. [En línea]. Available: [https://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas\\_medidores/generalidades\\_ae/generalidades\\_7\\_1\\_actualizacion\\_generalidades](https://likinormas.micodensa.com/Norma/acometidas_medidores/generalidades_ae/generalidades_7_1_actualizacion_generalidades). [Último acceso: 22 octubre 2021].
- [30] «onac.org.co,» [En línea]. Available: <https://onac.org.co/glosario/atestacion/>. [Último acceso: 22 octubre 2021].
- [31] Empresas Públicas de Medellín ESP, «essa,» agosto 2019. [En línea]. Available: [https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma\\_Tecnica\\_Vigente/Normas\\_Complementarias\\_Dise%C3%B1o/GM-03%20GUIA%20METODOLOGICA%20COORDINACION%20DE%20AISLAMIENTO%20PARA%20REDES%20DE%20DISTRIBUCION.pdf](https://www.essa.com.co/site/Portals/clientes/Norma_Tecnica_Vigente/Normas_Complementarias_Dise%C3%B1o/GM-03%20GUIA%20METODOLOGICA%20COORDINACION%20DE%20AISLAMIENTO%20PARA%20REDES%20DE%20DISTRIBUCION.pdf). [Último acceso: 22 octubre 2021].
- [32] «celsia,» 01 julio 2011. [En línea]. Available: [https://www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/03/memoria\\_linea\\_aerea\\_mt-16-marzo.pdf](https://www.celsia.com/wp-content/uploads/2021/03/memoria_linea_aerea_mt-16-marzo.pdf).
- [33] ELECTRICARIBE S.A E.S.P, «energiacaribemar,» 04 septiembre 2020. [En línea]. Available: <https://energiacaribemar.co/wp-content/uploads/2020/11/PPTT-CENTROS-DE-TRANSFORMACION-TIPO-POSTE-2020.pdf>.
- [34] «tratatek,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.stratatek.com/product-page/metrel-mi-2088-earth-ground-resistance-insulation-tester-20m-20-meters>.
- [35] «CENTELSA,» [En línea]. Available: [www.centelsa.com.co](http://www.centelsa.com.co). [Último acceso: 15 NOVIEMBRE 2021].
- [36] «cablecol,» [En línea]. Available: [https://cablecol.com/new\\_web/documents/certificados\\_especificaciones/3%20cs\\_energia/1%20Cables%20ACSR/NEXANS/Ficha/Cables\\_ACSR.pdf](https://cablecol.com/new_web/documents/certificados_especificaciones/3%20cs_energia/1%20Cables%20ACSR/NEXANS/Ficha/Cables_ACSR.pdf).
- [37] UNIVERSIDAD DE BARRANQUILLA, «repositorio,» 2012. [En línea]. Available: <https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/632/1140826625%20-%2072298776.pdf?sequence=1#:~:text=ARMADO%3A%20conjunto%20de%20materiales%20cuya,ubicaci%C3%B3n%20espacial%20de%20los%20mismos..>

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MOP No. 111: Reliability-Based Design of Utility Pole Structures – 2006.

- AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MOP No. 74 3rd Ed.: Guidelines for Electrical Transmission Structural Loading – 2010.
- ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERÍA SISMICA (AIS) – Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente (NSR-10) – 2010.
- CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – WG 22.06 Technical Brochure 178: Probabilistic Design of Overhead Transmission Lines – 2001.
- CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – TF B2.11.04 Technical Brochure 273: Overhead Conductor Safe Design Tension with respect to Aeolian Vibrations – 2005.
- ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI) – Transmission Line Reference Book: Wind-Induced Conductor Motion (The Orange Book) 2ndEd. - 2008.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS (ICONTEC) -NTC 3524: Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica - Guía para la selección y localización de amortiguadores tipo Stockbridge – 1993.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) – International Standard IEC 60815-1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions– 1986.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA – REPUBLICA DE COLOMBIA (MINMINAS)Resolución No. 18 1294: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – 2008
- THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (IEEE) Standard 142: Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems – 1991
- THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (IEEE)Standard 738: Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors – 2006.
- Resolución CREG 038 de 2014.