



Universidad  
Nacional  
de Loja

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA

## FACULTAD DE LA ENERGÍA, LAS INDUSTRIAS Y LOS RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

### INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA

Determinar la metodología para el diseño  
mecánico de redes eléctricas de media tensión.

Trabajo de Titulación  
previo a optar por el título  
de Ingeniero Electromecánico

**AUTOR:**

Cristhian Ivan Loayza Aguilar.

**DIRECTOR:**

Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

LOJA – ECUADOR

2022

## Certificación

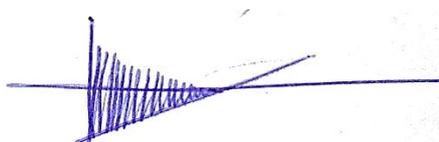
Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

### **DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

#### **CERTIFICA:**

Haber dirigido, asesorado, revisado y corregido el presente Trabajo de Titulación, en su proceso de investigación cuyo tema versa: **Determinar la metodología para el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión**, previa a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**, realizado por el señor egresado: **Cristhian Ivan Loayza Aguilar**, la misma que cumple con la reglamentación, políticas de investigación y los objetivos del proyecto del trabajo de titulación, por lo que autorizo su presentación y posterior sustentación y defensa.

Loja 13 de abril del 2022



---

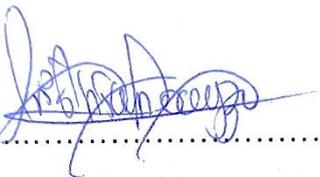
Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

**DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## Autoría

Yo **Cristhian Ivan Loayza Aguilar**, declaro ser autor del presente trabajo de titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos o acciones legales por contenido de la misma. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja, la publicación de mi tesis en el Repositorio Institucional - Biblioteca Virtual.

Autor: Cristhian Ivan Loayza Aguilar

Firma: 

Cédula: 0705358596

Correo electrónico personal: cristloa92@gmail.com

Correo electrónico institucional: ciloayzaa@unl.edu.ec

Celular: 0967420846

Fecha: Loja, 13 de abril del 2022

**Carta de autorización del trabajo de titulación por parte del autor, para la consulta, reproducción parcial o total y publicación electrónica del texto completo**

Yo, **Cristhian Ivan Loayza Aguilar**, declaro ser autor del trabajo de titulación: **“Determinar la metodología para el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión”**, como requisito para optar al grado de: Ingeniero Electromecánico; a la vez, autorizo al sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja, para que con fines académicos, muestre al mundo la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera en el Repositorio Digital Institucional:

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Digital Institucional, en las redes de información del país y del exterior, con los cuales tenga convenio la Universidad.

La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del trabajo de titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los veintiocho días del mes de abril de dos mil veinte y dos

**Firma:** 

**Autor:** Cristhian Ivan Loayza Aguilar

**Cédula:** 0705358596

**Celular:** 0967420846

**Dirección:** Loja-Ciudad Alegría – Av. Eloy Alfaro y La Condamine

**Correo electrónico personal:** cristloa92@gmail.com

**Correo electrónico institucional:** ciloayzaa@unl.edu.ec

**DATOS COMPLEMENTARIOS:**

**Director del trabajo de titulación :** Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, Mg. Sc.

**Tribunal de grado:** Ing. Byron Agustín Solórzano Castillo Mg, Sc.

Ing. Carlos Raúl Barreto Calle Mg, Sc.

Ing. Iván Alberto Coronel Villavicencio Mg, Sc.

## **Dedicatoria**

Este trabajo va dedicado a Dios y a nuestra Virgen del Cisne, quienes inspiraron mi espíritu para la conclusión de mi Trabajo de Titulación. A mis padres que, con el más sincero amor y cariño, Iván y Esperanza quienes fueron mi pilar fundamental para cumplir uno de mis sueños y que son quienes me han brindado su apoyo y cariño incondicional, durante este tiempo de formación académica, sin su ayuda no hubiera podido realizar mi trabajo.

A mis hermanos Anthony y Jairo, por brindarme su apoyo y cariño a lo largo de mi vida ya que con su inmenso amor prevalecieron siempre constantes, también quiero agradecer a mi esposa quien fue y es parte fundamental en mi vida que me dedicó su felicidad y apoyo incondicional, que su fuerza es la mía y que este logro es nuestro, también quiero dedicar mi trabajo de titulación a mi querido hijo Eithan que con su sonrisa me cautiva día a día y me da la fortaleza a ser mejor, siempre es y será mi mejor inspiración para salir adelante y luchar por nuestra familia.

Así también dedico este trabajo a mi querida abuelita Mercedes quien con su ejemplo supo guiarme por buen camino dándome sus enseñanzas de respeto y amor hacia los demás, y sobre todo inculcó lo primordial en mi vida; la creencia en la fe cristiana.

A mis familiares que brindaron su amor y cariño con sus sabios consejos a todos quienes me ayudaron a mejorar día a día, a mis amigos que siempre me han brindado ese apoyo incondicional a lo largo de estos años.

***Cristhian Ivan Loayza Aguilar***

## **Agradecimiento**

Primeramente, quiero agradecer a Dios por haberme brindado la salud y fuerza necesaria para cada día seguir adelante con la obtención de este gran logro, a mis padres y hermanos por haberme brindado todo el apoyo necesario durante todos estos años.

A la Universidad Nacional de Loja, a la Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos Naturales No Renovables, y a la Carrera de Ingeniería Electromecánica, que mediante sus docentes y autoridades supieron impartir sus grandes conocimientos en la formación ingenieril y formar parte de este gran logro.

Al Ing. Jorge Patricio Muñoz Vizhñay, MSc. por haberme guiado en ejecución de mi labor investigativa, apoyándome con la asesoría y conocimientos durante la ejecución de este trabajo.

A todos mis amigos y compañeros que han estado a mi lado apoyándome durante todos estos años de formación académica.

***Cristhian Ivan Loayza Aguilar***

## Índice de contenidos

Portada .....	i
Certificación. ....	iii
Autoría. ....	iv
Dedicatoria.....	vi
Agradecimiento.....	vii
Índice de contenidos .....	viii
Índice de tablas. ....	xiii
Índice de figuras. ....	xv
1. Título.....	1
2. Resumen. ....	2
3. Introducción.....	4
3.1. Objetivos .....	5
3.1.1. Objetivo general. ....	5
3.1.2. Objetivos específicos. ....	5
4. Marco Teorico.....	6
4.1. Clasificación de las líneas eléctricas .....	6
4.2. Parámetros eléctricos.....	6
4.2.1. Parámetros longitudinales. ....	6
4.2.2. Parámetros transversales. ....	6
4.2.3. Resistencia. $R (\Omega)$ .....	7
4.3. Longitud .....	8
4.4. Sección .....	9
4.5. Inductancia $L (H)$ .....	9
4.5.1. Inductancia de una línea eléctrica .....	12
4.6. Caída de tensión. ....	13
4.7. Capacitancia, $C (F)$ .....	14
4.8. Normativas internacionales referente al cálculo mecánico.....	15
4.8.1. Sobre carga en los cables.....	15
4.8.2. Tracción máxima admisible.....	16
4.8.3. Sobrecarga por viento.....	16
4.8.4. Peso Aparente Total.....	17
4.8.5. Sobrecarga por hielo.....	17
4.8.6. Sobrecarga de viento y hielo.....	18
4.8.7. Ecuación de cambio de condiciones .....	18
4.8.8. Límites de partida en el cálculo de un conductor .....	19

4.8.8.1. Límite elástico. ....	19
4.8.8.2. Límites dinámicos. ....	20
4.8.9. Hipótesis de diseño. ....	21
4.8.10. Hipótesis de velocidad de viento máxima y temperatura mínima: ....	21
4.8.11. Hipótesis de condición diaria. ....	22
4.8.12. Hipótesis de temperatura máxima. ....	22
4.9. Normativas del Ecuador. ....	23
4.9.1. Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A. ....	23
4.9.1.1. Condiciones ambientales. ....	23
4.9.1.2. Flecha de conductor en el centro del vano. ....	24
4.9.1.3. Ecuación de cambio de estado o de condiciones. ....	24
4.9.2. Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA). ....	25
4.9.2.1. Diseño Mecánico. ....	25
4.9.2.2. Ecuación de la catenaria. ....	26
4.9.2.3. Ecuación de la parábola. ....	29
4.9.2.4. Cálculo de flechas. ....	31
4.9.3. Estructuras que soportan las líneas de media tensión según norma ecuatoriana. ....	32
4.9.3.1. Unidades de construcción monofásica. ....	32
Anexos 1. Unidades de construcción monofásica. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
6.1.1.1. Unidades de construcción trifásica. ....	32
6.1.2. Diseño de líneas y redes aéreas para media tensión. ....	32
6.1.2.1. Diseño eléctrico. ....	32
6.1.2.2. Protecciones. ....	32
6.1.2.3. Derivaciones de alimentadores primarios o redes de distribución. ....	33
6.1.2.4. Cálculo del esfuerzo útil del poste. ....	33
6.1.2.5. Vano vs. Tipo de estructura. ....	35
6.1.2.6. Amortiguadores. ....	35
6.1.2.7. Postes. ....	36
6.1.2.8. Altura de enterramiento. ....	36
6.1.2.9. Tensores. ....	36
6.1.2.10. Misceláneos. ....	36
6.1.2.11. Determinación del conductor. ....	37
6.2. Aisladores. ....	37
6.2.1. Aislador de suspensión, porcelana, clase ANSI 52-1, 15 kV. ....	37
6.2.2. Herrajes y accesorios. ....	39
6.2.3. Crucetas y otros accesorios. ....	40

6.2.4. Conductores.....	41
6.2.5. Conductores de fase .....	41
6.2.6. Cable de guarda .....	42
6.2.7. Conductores AAC .....	42
6.2.8. Conductores AAAC.....	42
6.2.8.1. Conductores ACSR.....	43
6.2.8.2. Conductores ACAR .....	44
6.2.9. Cálculo de vanos. ....	45
6.2.9.1. Vano regulador.....	45
6.2.9.2. Vano máximo. ....	45
6.2.9.3. Vano máximo por péndulo. ....	45
6.2.9.4. Vano máximo permitido por la altura de la estructura .....	46
6.3. Distancias de seguridad entre vanos y personas .....	46
6.4. Distancia entre fases. ....	47
6.5. Distancia entre conductor y cables guardia.....	48
6.6. Distancias mínimas del conductor al suelo.....	48
6.7. Distancias mínimas en los cruces con líneas existentes .....	48
6.8. Distancias mínimas horizontales .....	49
6.9. Aproximación con árboles.....	49
6.10. Distancia mínima a edificaciones.....	50
6.10.1. Vano crítico.....	50
6.10.2. Vano peso .....	50
6.10.3. Vano viento.....	51
6.10.4. Plantillado .....	51
6.10.5. Selección de la ruta .....	52
6.10.6. Proceso de plantillado .....	52
6.10.7. Cálculo de flechas. ....	52
6.10.8. Curvas de tendido. ....	52
6.11. Esfuerzos .....	52
6.11.1. Generalidades .....	53
6.11.2. Esfuerzos debidos al viento.....	53
6.11.3. Distancias de seguridad de conductores a edificaciones .....	54
6.11.4. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.....	54
6.11.5. Distancias verticales de seguridad ( $D_v$ ) .....	55
6.11.6. Distancias horizontales de seguridad ( $D_H$ ).....	56
6.11.7. Distancia de conductores a otras estructuras de soporte.....	56

6.11.8. Distancia de los conductores al terreno.....	57
6.11.9. Distancia entre conductores y apoyos. ....	58
5. Metodología. ....	64
7.1. Materiales. ....	64
7.2. Métodos. ....	65
7.2.1. Revisión de bibliografía.....	65
7.2.2. Clasificación de información. ....	65
7.2.3. Determinación de los parámetros requeridos en el proceso de cálculo. ....	65
7.2.4. Formulación de la metodología a proponer.....	65
7.2.5. Descripción de la guía de cálculo a proponer.....	65
6. Resultados. ....	66
8.1. Generalidades. ....	66
8.2. Guía de cálculo. ....	66
8.3. Metodología ....	66
8.3.1. Datos preliminares.....	66
8.3.2. Descripción geográfica del lugar. ....	66
8.3.3. Levantamiento del perfil topográfico.....	67
8.3.4. Parámetros de diseño ....	67
8.3.4.1. Ubicación de los vanos. ....	67
8.3.4.2. Selección preliminar del conductor. ....	67
8.3.4.3. Caída de tensión.....	67
8.3.4.4. Configuración de circuitos y esquema de conexión ....	68
8.3.4.5. Cálculos mecánicos del cable. ....	68
8.3.4.6. Descripción de la ecuación de cambio de estado. ....	69
8.3.4.7. Diseño Mecánico ....	69
8.3.4.8. Tensión del tendido del conductor.....	70
8.3.4.9. Coeficiente de seguridad.....	70
8.3.4.10. Distancia entre la superficie del suelo y el conductor. ....	70
8.3.4.11. Cadena de aisladores. A ....	70
8.3.4.12. Separación entre conductores. ....	71
8.3.4.13. Cálculo del vano del vano regulador. ....	71
8.3.4.14. Tabla de tendido.....	71
8.3.4.15. Cálculo del esfuerzo útil del viento sobre el poste. ....	71
8.3.5. Caso de estudio.....	73
8.3.5.1. Descripción geográfica del lugar. ....	73
8.3.5.2. Análisis de la geografía del perfil Yanacocha-Virgenpamba. ....	73

8.3.5.3. Ubicación de los vanos. ....	74
8.3.5.4. Selección del conductor. ....	74
8.3.5.5. Cálculos mecánicos del cable. ....	75
8.3.5.6. Descripción de la ecuación de cambio de estado. ....	77
8.3.5.7. Tensión del tendido del conductor. ....	78
8.3.5.8. Coeficiente de seguridad. ....	78
8.3.5.9. Distancia entre la superficie del suelo y el conductor. ....	79
8.3.5.10. Cadena de aisladores. A ....	79
8.3.5.11. Separación entre conductores. ....	80
8.3.5.12. Cálculo del vano del vano regulador. ....	80
8.3.5.13. Tabla de tendido ....	80
8.3.5.14. Cálculo del esfuerzo útil del viento sobre el poste. ....	81
7. Discusión.....	83
8. Conclusiones.....	84
9. Recomendaciones.....	85
10. Bibliografía.....	86
11. Anexos. ....	89
Anexos 1. Unidades de construcción monofásica ....	89
Anexos 2. Unidades de construcción trifásica .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexos 3. Sección transversal conductor AAC. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexos 4. Características técnicas del conductor AAAC. ....	94
Anexos 5. Características técnicas del conductor ACSR .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexos 6. Características técnicas del conductor ACAR .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexos 7. Coeficiente de rugosidad: terreno, tamaño de la estructura y altura sobre el terreno. ....	97
Anexos 8. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones .....	98
Anexos 9. Caída de tensión para líneas de 13.8 kV .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexos 10. Configuración de la red.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexos 11. Plano: Perfil de línea de subtransmisión a 13,8 kV tramo s/e Yanacocha – s/e Virgen Pamba-EN PLANTA.....	101
Anexos 12. Plano: Perfil de línea de subtransmisión a 13,8 kV tramo s/e Yanacocha – s/e Virgen Pamba-EN CORTE.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Anexos 13. Certificado de traducción de inglés.....	103

## Índice de tablas

Tabla 1. Magnitudes magnéticas fundamentales. ....	13
Tabla 2. Condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible .....	15
Tabla 3. Valores recomendados para líneas áreas de hasta 30 kV .....	20
Tabla 4. Valores recomendados para líneas aéreas de hasta 30 kV .....	21
Tabla 5. Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima .....	22
Tabla 6. Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.....	22
Tabla 7. Parámetros para la hipótesis de condición diaria .....	22
Tabla 8. Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente.....	23
Tabla 9. Condiciones para la resolución de la ecuación de cambio de estado .....	26
Tabla 10. Número de postes a usarse de acuerdo a longitud del vano .....	35
Tabla 11. Número de amortiguadores por cada conductor .....	35
Tabla 12. Características generales de los herrajes.....	40
Tabla 13. Coeficientes de oscilación por viento.....	46
Tabla 14. Distancias mínimas del conductor al suelo.....	48
Tabla 15. Distancias mínimas horizontales.....	49
Tabla 16. Coeficiente de topografía $S_1$ .....	53
Tabla 17. Clasificación del terreno .....	53
Tabla 18. Coeficiente de variación de la densidad del aire $S_4$ .....	54
Tabla 19. Distancias mínimas de seguridad vertical de conductores adyacentes, no adheridos a edificaciones. ....	55
Tabla 20. Distancias de seguridad horizontal de conductores energizados en reposo a objetos y edificaciones.....	56
Tabla 21. Distancias mínimas de seguridad de conductores energizados a objetos y construcciones.....	56
Tabla 22. Distancias de seguridad de conductores a otras estructuras de soporte .....	57
Tabla 23. Recursos para el desarrollo del proyecto .....	64
Tabla 24. Configuración de circuitos de media tensión. ....	68
Tabla 25. Condiciones para la resolución de la ecuación de cambio de estado .....	70
Tabla 26. Longitud entre vanos.....	74
Tabla 27. Detalles del conductor ACSR 1/0.....	75
Tabla 28. Parámetros de los vanos.....	75
Tabla 29. Tensiones mecánicas en cada uno de los conductores para diferentes estados. 79	
Tabla 30. Valores de la tensión mecánica del conductor para el Estado III .....	81
Tabla 31. Datos del esfuerzo útil del conductor sobre el poste.....	81
Tabla 32. Unidades de construcción monofásica 1-6.....	89

Tabla 33. Unidades de construcción monofásica 7-10.....	90
Tabla 34. Unidades de construcción trifásica 1-6 .....	91
Tabla 35. Unidades de construcción trifásica 7-10 .....	92
Tabla 36. Unidades de construcción trifásica 11-14 .....	93
Tabla 37. Sección transversal conductor AAC.....	94
Tabla 38. Características técnicas del conductor AAAC. ....	95
Tabla 39. Características técnicas del conductor ACSR. ....	96
Tabla 40. Características técnicas del conductor ACAR .....	97
Tabla 41. Coeficiente de rugosidad: terreno, tamaño de la estructura y altura sobre el terreno $S_2$ .....	98
Tabla 42. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones .....	99
Tabla 43. Caída de tensión para líneas de 13.8 kV.....	100

## Índice de figuras

<b>Figura 1.</b> Constitución de un cable eléctrico. Comparación entre longitudes. ....	8
<b>Figura 2.</b> Constitución de un cable eléctrico. Comparación entre secciones. ....	9
<b>Figura 3.</b> Campos magnéticos y eléctricos asociados a una línea bipolar. ....	10
<b>Figura 4.</b> Fuerza sobre los cables a causa del viento. ....	16
<b>Figura 5.</b> Sobrecarga de peso en el conductor a causa de hielo. ....	17
<b>Figura 6.</b> Fuerzas de sobrecarga en los conductores por acción de hielo y viento. ....	18
<b>Figura 7.</b> Diagrama para generar la ecuación de la parábola entre vanos. ....	24
<b>Figura 8.</b> Configuración de un hilo sometido a su propio peso (catenaria). ....	28
<b>Figura 9.</b> Aislador de Suspensión, Porcelana, Clase ANSI 52-1, 15 kV. ....	38
<b>Figura 10.</b> Aislador Espiga (Pin), de Porcelana, Clase ANSI 55-5, 15 KV. ....	38
<b>Figura 11.</b> Aislador Rollo, de Porcelana, Clase ANSI 53-2, 0,25 kV. ....	38
<b>Figura 12.</b> Aislador de Retenida, Porcelana, ANSI 54-2. ....	39
<b>Figura 13.</b> Sección transversal del conductor AAC. ....	42
<b>Figura 14.</b> Sección transversal conductor AAAC. ....	43
<b>Figura 15.</b> Sección transversal conductor ACSR. ....	44
<b>Figura 16.</b> Sección transversal conductor ACAR. ....	45
<b>Figura 17.</b> Gravivano y eolovano. ....	51
<b>Figura 18.</b> Distancias de seguridad en zonas con construcciones. ....	55
<b>Figura 19.</b> Distancias mínimas de seguridad en cruces con carreteras. ....	58
<b>Figura 20.</b> Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles no electrificados. ....	58
<b>Figura 21.</b> Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles electrificados. ....	58
<b>Figura 22.</b> Distancia entre conductores y apoyos. ....	59
<b>Figura 22.</b> Ubicación geográfica del Perfil Yanacocha-Virgenpamba. ....	73
<b>Figura 23.</b> Sección del perfil topográfico línea 13.8 kV tramo Yanacocha –Virgen Pamba. ....	74
<b>Figura 24.</b> Línea de 13,8 kV tramo Yanacocha -Virgen Pamba, perfil topográfico en corte. ....	82

## Índice de anexos

Anexo 1. Unidades de construcción monofásica .....	89
Anexo 2 Unidades de construcción trifásica .....	91
Anexo 3 Sección transversal conductor AAC. ....	94
Anexo 4 Características técnicas del conductor AAAC.....	95
Anexo 5 Características técnicas del conductor ACSR.....	96
Anexo 6 Características técnicas del conductor ACAR.....	97
Anexo 7 Coeficiente de rugosidad: terreno, tamaño de la estructura y altura sobre el terreno. .....	98
Anexo 8 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.....	99
Anexo 9 Caída de tensión para líneas de 13.8 kV.....	100
Anexo 10 Configuración de la red. ....	101
Anexo 11 Plano: Perfil de línea de subtransmisión a 13,8 kV tramo s/e Yanacocha – s/e Virgen Pamba-EN PLANTA.....	102
Anexo 12 Plano: Perfil de línea de subtransmisión a 13,8 kV tramo s/e Yanacocha – s/e Virgen Pamba-EN CORTE. ....	103
Anexo 13 Certificado de traducción de inglés.....	104

## 1. Título

Determinar la metodología para el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión.

## 2. Resumen

Este trabajo consiste en proponer una metodología para realizar el cálculo mecánico de conductores en el diseño de redes eléctricas de media tensión, los procedimientos considerados están basados en las normas y bibliografía de la Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSA), Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), Corporación Nacional de Electricidad (CNEL), Empresa Pública Municipal de Telecomunicaciones, Agua, Potable, Alcantarillado y Saneamiento (ETAPA-EP), entre otros.

El estudio desarrollado resume la recopilación de información de diferentes procesos de cálculos mecánicos en el diseño de redes eléctricas, pudiéndose formular un método integral. Para desarrollar el presente trabajo y comprobar la efectividad de la metodología elaborada se aplicó un caso de estudio donde se empleó la información proporcionada por la EERSSA relacionada al perfil de un alimentador primario Yanacocha-Virgenpamba en el cantón Loja.

Aplicando la metodología de cálculo propuesta, se seleccionó el tipo de conductor, se determinó el esfuerzo útil del viento sobre el poste, y los parámetros de esfuerzos mecánicos. Para cada uno de los estados y en diferentes vanos se calculó la tensión mecánica a diferentes temperaturas y la distancia de seguridad entre conductores.

Se describe cada una de las variables de la ecuación del cambio de estado y se cálculo el vano regulador y las tablas de tendido eléctrico.

**Palabras claves:** redes, transmisión, tensión, estado, metodología.

## 2.1. Abstract

This research work consists of proposing a methodology to carry out the mechanical calculation of conductors in the design of medium voltage electrical networks, the procedures considered are based on the norms and bibliography of the “Empresa Eléctrica Regional del Sur SA” (EERSA), “Ministerio de Electricidad y Energía Renovable” (MEER), “Corporación Nacional de Electricidad” (CNEL), “Empresa Pública Municipal de Telecomunicaciones, Agua, Potable, Alcantarillado y Saneamiento” (ETAPA-EP), among others.

The developed study summarizes the collection of information from different mechanical calculation processes in the design of electrical networks, being able to formulate an integral method. To carry out the present work and verify the effectiveness of the applied methodology, a case study was carried out, where the information provided by the EERSSA related to the profile of a Yanacocha-Virgenpamba primary feeder in the Loja canton was used.

Applying the proposed calculation methodology, the type of conductor was selected, the useful wind exertion on the pole, and the mechanical exertion parameters were determined. For each of the states and in different section, the mechanical tension at different temperatures and the safety distance between conductors were calculated.

Each of the variables of the change of state equation is described and the regulator section and the electrical wiring tables are calculated.

**Key Words:** worknets, transmission, tension, status, methodology.

### 3. Introducción

El presente trabajo está enfocado en la propuesta de una metodología para el cálculo mecánico de los conductores de redes eléctricas en media tensión, el estudio desarrollado caracteriza e integra cada una de las etapas de diseño y cálculo, basada en diferentes normativas, tanto de las empresas comercializadoras del país, como también en normativas internacionales.

El diseño de redes eléctricas requiere un sinnúmero de consideraciones técnicas, tanto eléctricas como mecánicas, la parte mecánica específicamente enmarca el análisis de esfuerzos a los que estará sometido el conductor ya sea por acción de su propio peso o por efecto de condiciones climáticas del lugar. También es importante tomar en cuenta la topografía del lugar de diseño de la red puesto que esto incide en la longitud de tramos de cable aéreo entre postes. Estos cálculos son requisitos indispensables para poder validar proyectos de electrificación según las normas de construcción eléctricas vigentes.

Actualmente el diseño de redes de media tensión se realiza empleando varias alternativas de cálculo propuestas en normas y documentos de electricidad, y se aplican métodos empíricos basados en la experiencia lo cual no garantiza un buen diseño.

Los factores como fuerza que ejerce el viento sobre los conductores tendidos, longitud entre vanos, temperatura ambiental del lugar de emplazamiento, consistencia del suelo donde se cimentan los postes y material del conductor son algunos parámetros que se deben considerar al momento de realizar diseños de redes eléctricas, caso contrario se pueden producir rupturas de los conductores y demás elementos que conforman la instalación, ocasionando pérdidas económicas e incluso ocasionar lesiones humanas a los transeúntes.

Esta propuesta fórmula un procedimiento corto y eficaz, para desarrollar los cálculos mecánicos en el diseño de redes de media tensión. Como caso de estudio se considera el cálculo mecánico de conductores en la red Yanacocha-Virgenpamba en el cantón Loja.

A continuación, se describe de manera general el contenido del presente proyecto:

La sección 4 detalla la información bibliográfica en estudios afines y desarrollados por varias empresas de distribución eléctrica. La sección 5 describe los materiales utilizados y la metodología empleada para el desarrollo de este proyecto. La sección 6 muestra la metodología planteada y el desarrollo del caso de estudio, finalmente las secciones 7, 8 y 9 contienen: la discusión, conclusiones y recomendaciones respectivamente. Los objetivos propuestos para el presente trabajo son:

### **3.1. Objetivos**

#### **3.1.1. Objetivo general.**

- Determinar la metodología para el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión y la descripción para su implementación en el lugar de la obra.

#### **3.1.2. Objetivos específicos.**

- Describir los elementos constructivos de las redes de media tensión.
- Determinar los límites de partida, límite estático y límites dinámicos en el cálculo mecánico de los conductores.
- Determinar las distancias de seguridad (entre conductores, conductores al terreno, conductores y apoyos).
- Determinar y describir la ecuación de cambio de estados o de condiciones (temperatura, viento, hielo, etc.), a utilizar en el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión.
- Calcular los vanos de regulación, elaborar tablas de tendido y regulado de conductores. Estudio de caso a uno de los alimentadores primarios rurales de EERSSA.

## 4. Marco Teórico

### 4.1. Clasificación de las líneas eléctricas

Para realizar el procesamiento de datos de un sistema eléctrico o red eléctrica es necesario conocer: los elementos que la conforman, cómo se comportan, cómo interaccionan, cómo se calculan, la forma de agruparlos, las técnicas numéricas adaptables, su representación gráfica, etc., si se considera cada uno de estos parámetros se facilita la resolución de problemas, desde los casos más simples hasta los sistemas complejos.

### 4.2. Parámetros eléctricos

Generalmente un circuito eléctrico está formado por los siguientes elementos: resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia, se recomienda determinar una clasificación de los elementos eléctricos dependiendo de la forma en que éstos intervienen dentro de un sistema eléctrico, de esta manera se crean dos grupos especiales: los parámetros eléctricos longitudinales, formados por la resistencia y la inductancia; y los parámetros eléctricos colaterales en los que implica la capacitancia y la conductancia.

#### 4.2.1. Parámetros longitudinales.

Los parámetros eléctricos que influyen de forma definitiva a lo largo de la longitud de una línea eléctrica son la resistencia y la inductancia. Sin embargo, se agrupan formando la impedancia (en la línea de corriente alterna se realiza la transformación de inductancia a reactancia inductiva), su comportamiento eléctrico depende fundamentalmente de los valores de sus parámetros; así, mientras que el efecto inductivo producido por los conductores similar al efecto producido por las bobinas permite almacenar energía eléctrica bajo la forma de campo magnético, el resultado más importante de la presencia de una resistencia en una línea eléctrica lo forma las pérdidas producidas por efecto Joule. (Mujal, 2002). Los parámetros son:

- (R) RESISTENCIA en Ohmios [ $\Omega$ ]
- (L) INDUCTANCIA en Henrios [H]

#### 4.2.2. Parámetros transversales.

Existen otras magnitudes que matemáticamente sirven de nexo de los parámetros anteriores, algunas de las más importantes son:

- (C) CAPACITANCIA en Faradios [f]

- (G) CONDUCTANCIA en Siemens [s]
- (Z) IMPEDANCIA en Ohmios  $Z = (R + jX)$
- (Y) ADMITANCIA en Siemens  $Y = (G + jB)$
- (Q) REACTANCIA INDUCTIVA  $X_L = L \cdot \omega = L \cdot 2 \cdot \pi \cdot f$
- (B) SUSCEPTANCIA  $B = C \cdot \omega = C \cdot 2 \cdot \pi \cdot f$

#### 4.2.3. Resistencia. R ( $\Omega$ )

La resistencia eléctrica R de un material conductor constituye un índice de la oposición que ofrece al paso de la corriente eléctrica. Se define como la relación entre el voltaje, aplicando a sus extremos y la corriente permanente que circula por el conductor, es decir que se trata de un coeficiente de proporcionalidad entre ambas magnitudes, expresado por:

$$R = \frac{V}{I} \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

V=Voltaje.

R=Resistencia eléctrica.

I=Intensidad de corriente.

En conductores de sección uniforme, la resistencia relativamente pequeña respecto a su longitud es directamente proporcional a la longitud (l) e inversamente proporcional a la sección s, de forma que puede expresarse por:

$$R = \rho \frac{l}{s} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

$\rho$ =Resistividad eléctrica del material del conductor.

s=Sección del conductor.

l=Longitud del conductor.

En la que  $\rho$  es el coeficiente de proporcionalidad, distinto para cada material conductor y denominado resistividad. La unidad de resistencia es el ohmio ( $\Omega$ ).

La magnitud inversa de la resistencia se denomina conductancia, y esta está definida por:

$$G = \frac{I}{V} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde:

G=Conductancia.

I=Intensidad de corriente.

V=Voltaje.

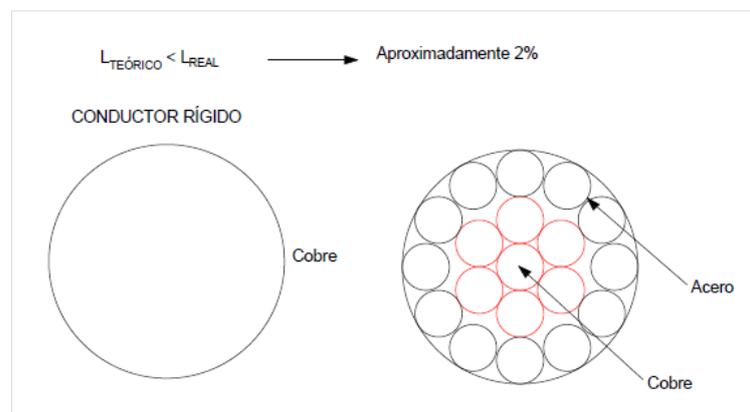
La unidad de la conductancia es el Siemens y a veces también usada el (mho), que se define como la conductancia de un circuito recorrido por la corriente de 1 amperio, bajo la diferencia de potencial de 1 voltio. (Llumitasig, 2003)

### 4.3. Longitud

La resistencia de un conductor es directamente proporcional a su longitud, ya que la trayectoria que los electrones deberán recorrer será directamente proporcional a la longitud de la línea.

En los sistemas de alta potencia, con grandes durezas e ímpetus, hacen falta conductores de tamaños enormes para ser capaces de acarrear tales energías. Entre los materiales más empleados se encuentra el cobre, pero si se trata de conductores con 20 mm o 30 mm de diámetro es prácticamente improcedente considerándose que los mismos no constituyen conductores flexibles y configurables, sino más bien como auténticas varillas rígidas, disponibles para otros usos como varillas de puesta a tierra.

Los cables se encuentran formados por varios hilos donde su longitud no concuerda con la longitud de los hilos que lo forman, ya que el cable, como conjunto, no toma en cuenta la consecuencia de entrelazado al que sí se han visto sometidos cada uno de los hilos que lo arreglan. Esta es la razón por la que están dos longitudes: una real (la de los hilos) y una teórica (la del cable), siendo la longitud real mayor que la longitud teórica. La longitud que los electrones verdaderamente deberán recorrer la longitud real y no la teórica, en la Figura 1 se ilustra un diagrama de corte transversal de un conductor rígido y un conductor de hilos.



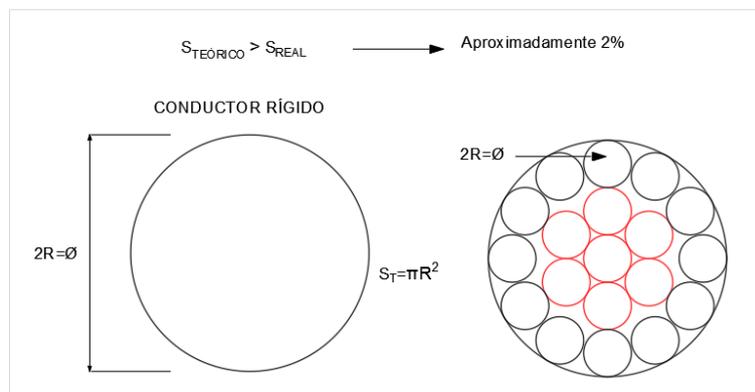
**Figura 1.** Constitución de un cable eléctrico. Comparación entre longitudes.  
**Fuente:** Autor.

Un cable con una longitud de 1m (Longitud teórica) estará formado por hilos entretreídos o entrelazados con una longitud de 1.02m (longitud real). En resultado, el valor de la resistencia real debería estar influenciada por este aumento de valor. En realidad, los fabricantes de cables, al presentar sus tablas de valores, ya tienen en cuenta esta diferencia.

#### 4.4. Sección

A mayor sección, menor resistencia, ya que los electrones disponen de más espacio para circular por el conductor. Aparte, algo parecido a la longitud ocurre con la sección; así, si consideramos la sección del cable en su conjunto ( $S$  teórica), estaremos añadiendo los espacios entre hilos (aire, pequeños residuos, aceites, etc.) que no están ocupados por cobre. Se tendría que considerar realmente sólo la superficie real ( $S$  real), es decir, la verdaderamente ocupada por el material conductor, el cobre. En la Figura 2 se muestra la estructura de un cable.

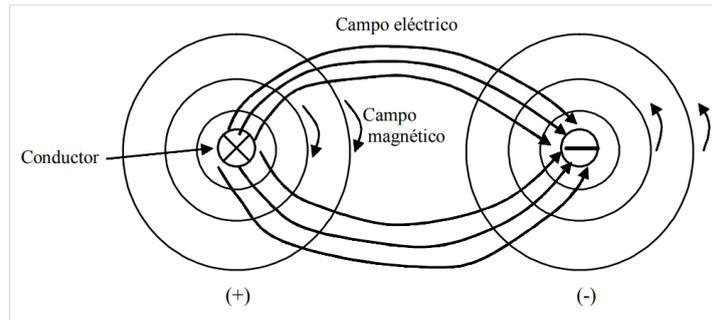
En los puntos anteriores se hace referencia a conductores de cobre para el transporte de energía. En la práctica y para redes de media y baja tensión se utilizan conductores de aluminio, aleación de aluminio o de aluminio con reforzamiento de acero. Con este antecedente debería también considerarse conductores de aluminio.



**Figura 2.** Constitución de un cable eléctrico, comparación entre secciones.  
**Fuente:** Autor.

#### 4.5. Inductancia L (H)

De forma general, la inductancia es la propiedad de un elemento del circuito que tiene la capacidad de almacenar energía en una bobina en forma de campo magnético. Sin embargo, una característica significativa e individual de la inductancia es que, su apariencia sólo se percibe cuando está corriente alterna. Así, aunque un elemento pueda tener inductancia en virtud de sus parámetros geométricos y magnéticos, su presencia en el circuito no será efectiva a menos que se encuentre alimentado de una fuente de corriente en función del tiempo (corriente alterna, AC). El campo magnético creado por un conductor depende de la corriente que circule por el mismo en el intervalo considerado, ver Figura 3.



**Figura 3.** Campos magnéticos y eléctricos asociados a una línea bipolar.  
**Fuente:** (Mujal, 2002)

**Ley de Ampere:**

$$\int \vec{H} \cdot d\vec{L} = \sum i \tag{Ec. 4}$$

Esta es la ley fundamental en el estudio de los campos magnéticos. No obstante, existen otras expresiones derivadas de la anterior, más interesantes para el cálculo de las líneas eléctricas a nivel industrial.

Así, la inductancia es:

$$d\phi = \frac{L}{N} \cdot di \quad L = N \cdot \frac{d\phi}{di} \tag{Ec. 5}$$

Donde:

L=Inductancia

N=Número de espiras de la bobina

Entonces:

$$e_{ind} = -N \cdot \frac{d\phi}{dt} = -N \cdot \frac{L}{N} \cdot \frac{di}{dt} = -L \frac{di}{dt} \tag{Ec. 6}$$

Despejando (L), obtendremos otra expresión de la inductancia:

$$L = -\frac{e_{ind}}{di/dt} \quad \bullet \quad L = N \frac{\phi}{I} = \frac{N \phi^{AV}}{I} = \frac{N \cdot N \cdot I}{\mathfrak{R}} = \frac{N^2}{\mathfrak{R}} \tag{Ec. 7}$$

La primera expresión es la fórmula exacta de la inductancia precisar como la relación, cambiada de signo, entre la elasticidad incitada por un campo magnético en un circuito y la velocidad con la que varía la fuerza.

Cabe acordarse que la inductancia se mide en (H, Henrios), y para las aplicaciones eléctricas es mejor emplear la reactancia inductiva ( $\Omega$ ). El paso de una unidad a la otra se ejecuta multiplicando la inductancia por la pulsación (en radianes por segundo), lograr la reactancia inductiva.

Reactancia inductiva ( $\Omega$ ) en corriente continua:

$$X_L = \omega \cdot L = 2\pi \cdot 0 \cdot L = 0 \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

$X_L$ =Reactancia inductiva

$\omega$ =Frecuencia angular

L =Inductancia

En cambio, en corriente alterna (AC) la reactancia inductiva es diferente de cero, ya que, en este caso, sí disponemos de frecuencia debido al cambio que experimenta la corriente con respecto al tiempo.

$$f = 60\text{Hz} \rightarrow X_L = 2\pi \cdot 60 \cdot L \neq 0 \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

f =Frecuencia

Analizando la expresión de la impedancia de un circuito, obtenemos valores diferentes según el tipo de corriente empleada (corriente continua o alterna).

$$\text{DC: } \vec{Z} = (R_{SI} + jX_{NO}) = R$$

$$Z_{DC} < Z_{AC}$$

$$\text{AC: } \vec{Z} = (R_{SI} + jX_{SI})$$

**Ec: 1**

Donde:

DC=Corriente continua.

AC=Corriente alterna.

R=Resistencia eléctrica.

Z=Impedancia.

$Z_{DC}$ =Impedancia en corriente continua.

$Z_{AC}$ =Impedancia en corriente alterna

En los dos casos se tiene la misma resistencia. Esta es una concepción importante, ya que nos muestra que habrá un mayor obstáculo al paso de los electrones (intensidad), en corriente alterna que en corriente continua.

#### **4.5.1. Inductancia de una línea eléctrica**

La inductancia industrial de una línea se determina en Henrios (H), utilizando la siguiente expresión:

$$L = \left[ \frac{\mu}{2.n} + 2 \ln \left( \frac{D_e}{r_e} \right) \right] . l . 10^{-4} . \text{long} \quad [\text{H}] \quad \text{Ec. 10}$$

Donde:

$n$ =Número de cables por fase.

$D_e$ =Distancia media geométrica entre fases [mm].

$r_e$ =Radio equivalente [mm].

$l$ =Longitud de la línea [km].

$\mu$ =Permeabilidad.

La inductancia en las líneas se acostumbra a determinar en (H/km), de forma que la expresión anterior queda de la siguiente forma:

$$L_k = \left[ \frac{\mu}{2.n} + 2 \ln \left( \frac{D_e}{r_e} \right) \right] . 10^{-4} . \quad [\text{H/km}] \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

$L_k$ =Inductancia en la línea.

$r_e$ =Radio equivalente.

La permeabilidad depende de las características del material y de las condiciones eléctricas a las que esté sometido, en la Tabla 1 se presentan las magnitudes magnéticas fundamentales.

Permeabilidad:

$$\mu = \mu_0 \cdot \mu_T \quad \text{Ec. 12}$$

Permeabilidad absoluta:

$$\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$$

**Ec. 13**

Permeabilidad relativa:

$$\mu_r$$

$$\mu = 1 \Rightarrow \text{vacío (aire)}$$

$$\mu = 200 \Rightarrow \text{Acero galvanizado}$$

**Tabla 1.** Magnitudes magnéticas fundamentales.

Término	Símbolo	Relación	Unidad en el sistema SI	Unidad en el sistema práctico de medidas	Unidad en el sistema práctico de medidas
Permeabilidad	$\mu$	$\mu = \frac{B}{H}$	$\frac{B}{\frac{H}{\frac{Vs}{Am}}}$	$\frac{Vs}{\frac{A \cdot cm}{A}}$	$\frac{G \cdot m}{A}$

**Fuente:** (Mujal, 2002)

Como normalmente se utilizan conductores de cobre, aluminio o aleaciones de este último, y prácticamente todos disponen del mismo coeficiente de permeabilidad, se puede sustituir este valor en la fórmula anterior, resultando:

$$L_k = \left[ \frac{\mu}{2 \cdot n} + 4,6 \cdot \log \left( \frac{D_e}{r_e} \right) \right] \cdot 10^{-4} \quad [H/km]$$

**Ec. 14**

Ésta es la fórmula que se emplea para formular la inductancia de los diferentes circuitos. Esta inductancia depende del radio equivalente ( $r_e$ ), y de la distancia media geométrica entre fases ( $D_e$ ). Estas dos magnitudes son función de la geometría del circuito y, por tanto, de la habilidad de los cables en la torre metálica. (Mujal, 2002)

#### 4.6. Caída de tensión.

La caída de tensión en un tramo aéreo del alimentador de media tensión, es un efecto provocado por la pérdida de potencial a lo largo del conductor desde el punto de arranque hasta el punto de llegada, esto desencadena en que los voltios que tenemos al final del conductor sean menores que los que existían inicialmente aumentando el consumo y dificultando en casos extremos el funcionamiento de los receptores, se calcula empleando la expresión ( $KVA \times Km$  para  $FDV=1\%$ ) conforme lo establecido por la (ETAPA-EP, 2017).

De acuerdo a (EERSSA, 2012) el porcentaje de caída de tensión se encuentra bajo el porcentaje máximo de la caída de tensión considerado desde el punto de salida de la subestación hasta el transformador más alejado. Área Urbana: 3.5 % Área Rural: 7.0 %.

$$kVA_{caída} = 0,01 * L_{red} * F_{fdv} \quad \text{Ec. 15}$$

Donde:

$L_{red}$  = Longitud de la red

$F_{fdv}$  = Factor de caída de voltaje.

$$kVA_{caída.total} = kVA_{caída} * \#_{cond.} \quad \text{Ec. 16}$$

Donde:

$kVA_{caída.total}$  = Caída de tensión total.

$\#_{cond.}$  = Cantidad de conductores

$$\%_{caída} = kVA_{caída.total} / Volt_{línea} \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

Volt línea = Voltaje de la línea.

#### 4.7. Capacitancia, C (F)

La capacitancia en una línea de transmisión depende de la diferencia de potencial entre los conductores y el efecto que se obtiene entre ellos atribuyéndose similar efecto que las placas de un capacitor. La capacitancia relaciona la carga con el voltaje. La corriente alterna tiene como resultado que la carga de los conductores en un punto dado aumente o disminuya con el valor instantáneo de la tensión entre los conductores en ese punto. La corriente, causada por esta carga y descarga del acumulador virtual formado por las líneas, se llama corriente de carga.

La capacitancia por fase puede calcularse por:

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{D_m}{r}} \left[ \frac{F}{m} \right] \quad \text{Ec. 18}$$

Donde:

$D_m$  = Distancia entre conductores [m].

$r$  = Radio del conductor [m]

$\epsilon$  = Permisividad del vacío [ $8.85 * 10^{-12}$  [F/m]].

De esta forma, la reactancia capacitiva por fase se obtiene por (Loor, 2013):

$$X_c = \frac{1}{f} \times 2.862 \times 10^9 \ln \frac{D_m}{r} \quad [\Omega - m]$$

**Ec. 19**

## 4.8. Normativas internacionales referente al cálculo mecánico

España

### 4.8.1. Sobre carga en los cables

Según el Reglamento sobre contextos Técnicas y Garantías de Seguridad Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus conocimientos técnicas suplementarias (RLAT), la tracción máxima de los conductores y cables de tierra no trascenderá superior a su carga de rotura mínima dividida por 2,5; si se trata de conductores cableados, dividida por 3; si se trata de conductores de un filigrana, reflexionar sometidos a la hipótesis de exceso en función de que la zona sea A, B o C, en la Tabla 2 se describen las hipótesis que limitan la tracción admisible (Montecelos, 2008).

**Tabla 2.** Condiciones de las hipótesis que limitan la tracción máxima admisible

ZONA A			
Hipótesis	Temperatura(°C)	Sobrecarga viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-5	Mínimo 120 o 140 km/según la tensión de línea	No se aplica
ZONA B			
Hipótesis	Temperatura(°C)	Sobrecarga viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-10	Mínimo 120 o 140 km/según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-15	No se aplica	Aplica
Tracción máxima hielo + viento (1)	-15	Mínimo 60 km/h	Aplica
ZONA C			
Hipótesis	Temperatura(°C)	Sobrecarga viento	Sobrecarga hielo
Tracción máxima viento	-15	Mínimo 120 o 140 km/según la tensión de línea	No se aplica
Tracción máxima de hielo	-20	No se aplica	Aplica
Tracción máxima hielo + viento (1)	-20	2 mínimo 60 km/h	Aplica

**Fuente:** (MIET, 2019)

Según lo descrito en (MIET, 2019) el país se clasifica en tres líneas:

- Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel del mar.
- Zona B: La situada a una altitud entre 500 y 1000 metros sobre el nivel del mar.
- Zona C: la situada a una altitud superior a 1000 metros sobre el nivel del mar.

#### 4.8.2. Tracción máxima admisible

Por tanto:

$$T_{\max} = \frac{Q_r}{K}$$

Ec. 20

Donde:

$Q_r$ =Es la carga de rotura del conductor [kg].

$K$ =Coeficiente de seguridad.

#### 4.8.3. Sobrecarga por viento

En la Figura 4 se muestra un diagrama representativo de la fuerza en cada unidad de superficie sobre los conductores cuando el viento sopla en dirección transversal a la línea.

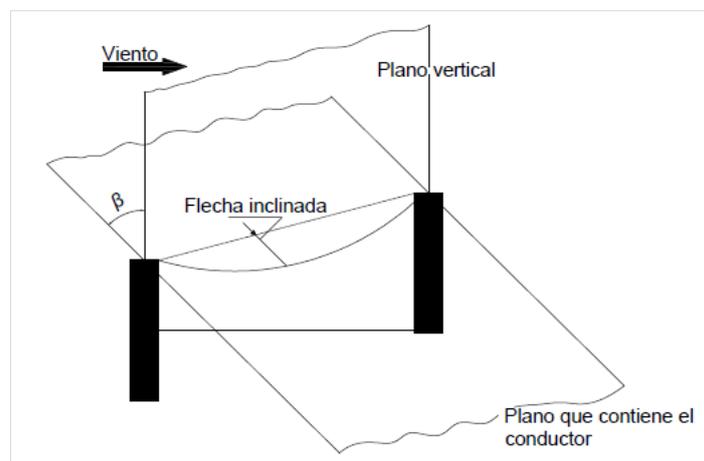


Figura 4. Fuerza sobre los cables a causa del viento.

Fuente: Autor.

La carga unitaria en un conductor debida a la acción del viento es el resultado de multiplicar la presión que actúa sobre el mismo por el diámetro del conductor:

$$p_{\text{viento}} = q \cdot d$$

Ec. 21

Donde:

$d$  =Diámetro del conductor en [m]

$q$ =fuerza del viento en [daN/m<sup>2</sup>]

(MIET, 2019) establece que la fuerza del viento es:

$$q = 50 \cdot \left( \frac{V_v}{120} \right)^2 \text{ sí } d \leq 16 \text{mm}$$

Ec. 22

Dónde:

$V_v$ =Velocidad del viento en [km/h]

Según (MIET, 2019) se considerará un viento mínimo de referencia de 120 km/h de velocidad, excepto en las líneas de categoría especial, donde se considerará un viento de 140 km/h de velocidad. Se supondrá un viento horizontal, actuando perpendicularmente a las superficies sobre las que incide. Para el caso base, considerándose como ejemplo, al tratarse de un conductor con un diámetro de 17,5 mm > 16mm y de una línea que no es de categoría especial ( $V_v = 120$ km/h), entonces:

$$q = 50 \cdot \left(\frac{120}{120}\right)^2 = 50 \text{ daN/m}^2$$

$$p_{\text{viento}} = (50 \text{ daN/m}^2) \cdot (17,5 \cdot 10^{-3} \text{ m}) = 0,875 \frac{\text{daN}}{\text{m}} \cdot \frac{1 \text{ kg}}{0,981 \text{ daN}} = 0,8919 \text{ kg/m}$$

#### 4.8.4. Peso Aparente Total

El peso aparente total es:

$$p_{v+c} = \sqrt{p_{\text{viento}}^2 + p_{\text{conductor}}^2}$$

**Ec. 23**

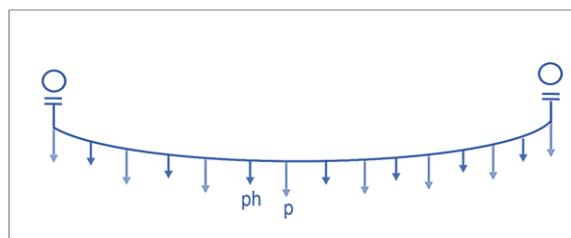
Donde:

$p_{\text{viento}}$ = Peso del viento en [kg/m]

$p_{\text{conductor}}$ =Peso del conductor en [kg/m].

#### 4.8.5. Sobrecarga por hielo

Existen zonas en las que las condiciones meteorológicas y la temperatura produce la formación de un manguito de hielo alrededor de los conductores lo cual hace que el peso del conductor se incremente tal como se muestra en la Figura 5.



**Figura 5.** Sobrecarga de peso en el conductor a causa de hielo.  
**Fuente:** Autor

$$p_t = p + p_h$$

**Ec. 24**

Donde:

$p_t$ =Peso total y unitario del conductor.

$p$  =Peso unitario del conductor.

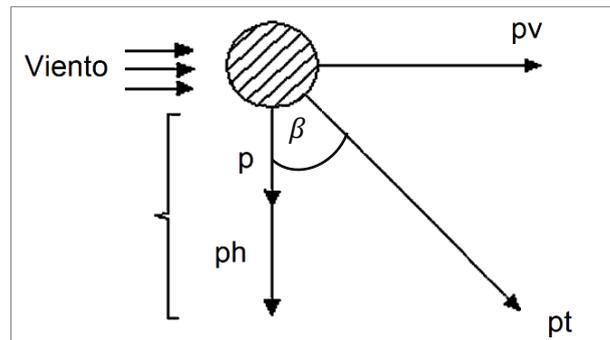
$p_h$ =Peso unitario de hielo.

#### 4.8.6. Sobrecarga de viento y hielo

La Figura 6 describe el actual RLAT español no establece que haya que considerar en ningún caso de forma simultánea sobrecargas por hielo y viento en caso de que se diera el caso, la carga unitaria total será: (Camarero, 1999).

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

**Ec. 25**



**Figura 6.** Fuerzas de sobrecarga en los conductores por acción de hielo y viento.  
**Fuente:** Autor

#### 4.8.7. Ecuación de cambio de condiciones

La ecuación de cambio de condiciones (ECC) relaciona dos estados diferentes de un cable tendido entre dos puntos. Es decir, para un cable dado, tendido en un vano de longitud dada, si conocemos la tensión (y/o la flecha) a una temperatura y una sobrecarga (estado inicial), podemos conocer la tensión (y/o la flecha) a otra temperatura y otra sobrecarga (estado final).

En cada caso de no concurrir sobrecarga,  $p_t$  concordará con  $p$  (peso unitario sin sobrecarga). Por otro lado, como unidad de fuerza se ha tomado aquí el daN, por ser esta unidad la utilizada afinadamente en las tablas. Dada la poca disconformidad con el kp ( $1kp = 0,981daN$ ) pueden intercambiarse en la mayoría de los casos: ( $1kp \approx daN$ )

La ecuación de cambio de condiciones (ECC) se plantea del siguiente modo:

Variación total en la longitud del cable al pasar del estado inicial al final.	=	Variación térmica de longitud debido a cambio de temperatura.	+	Variación elástica de longitud debido a cambio de tensión mecánica.	
$L - L_0$		$= \delta \frac{1}{SE} (T - T_0)$		$+ \delta \frac{1}{SE} (T - T_0)$	<b>Ec. 26</b>

Usando la ecuación anterior se convierte en:

$$\frac{a^3}{24} \left( \frac{pt^2}{T^2} - \frac{pt_0^2}{T_0^2} \right) = a\delta(t - t_0) + a \frac{1}{SE} (T - T_0) \quad \text{Ec. 27}$$

Simplificando y dividiendo por a, se obtiene la expresión completa de la ECC:

$$\frac{a^2}{24} \left( \frac{pt^2}{T^2} - \frac{pt_0^2}{T_0^2} \right) = \delta(t - t_0) + \frac{1}{SE} (T - T_0) \quad \text{Ec. 28}$$

Donde:

$L_0$ =Es la longitud del cable tendido en estado inicial [m].

$L$ =Es la longitud del cable tendido en estado final [m].

$pt_0$ =Peso unitario total del cable en estado inicial [daN/m].

$p_t$ =Peso unitario total del cable en estado final [daN/m].

$t_0$ =Temperatura del cable en estado inicial [°C].

$t$ =Temperatura del cable en estado final [°C].

$T_0$ = Tensión del cable en estado inicial [daN].

$a$ =Longitud horizontal del vano [m].

$\delta$ =Coeficiente de dilatación lineal del cable [°C<sup>-1</sup>].

$S$ =Sección del conductor [mm<sup>2</sup>].

$E$ =Módulo de elasticidad. [daN/mm<sup>2</sup>].

Con esta ecuación se obtienen resultados que no son exactos, ya que se basa en la aproximación parabólica de la catenaria, pero absolutamente válidos para líneas de media tensión (M.T.) (Camarero, 1999)

#### **4.8.8. Límites de partida en el cálculo de un conductor**

##### **4.8.8.1. Límite elástico.**

La RLAT señala que la tensión máxima a la que puede someterse un cable es: la de su tensión de rotura (TR) dividida por un número de seguridad de 2,5. Esta tensión máxima

se hallará aplicada en las condiciones de temperatura y exceso más propicios de la zona en la que se instale el conductor.

#### 4.8.8.2. Límites dinámicos.

(TCD y THF) en el cálculo mecánico de los conductores el RLAT, determina que habrá de calcularse los conductores de forma que permanezcan protegidos de los fenómenos vibrantes (motivados por el viento). Sin embargo, no instituye límites al respecto, siendo por tanto el creador quien debe fijarlos (en dicho artículo se presenta las recomendaciones de la CIGRE: Diálogo Intencional de Grandes Redes Eléctricas).

Se ha llegado así a instituir los conocimientos de los siguientes límites dinámicos;

- Tirantez de cada día (TCD-EDS): límite de tensión a 15°C, sin sobrecargas (en inglés, Every Day Stress: EDS). Este límite tiene en cuenta el fenómeno vibrante eólico en ambientes de temperatura media más habitual, que se instaura en 15°C.
- Tirantez en las horas frías (THF-CHS): límite de tensión a -5°C, sin sobrecargas (en inglés, Cold Hours Stress: CHS). Además, tiene en cuenta el fenómeno vibratorio completo al viento, pero en condiciones de temperatura mínima más habitual, que se fija en -5°C. La recomendación de la CIGRE es que no se excedan los siguientes valores, mencionados en porcentaje de la tensión de rotura, TR:

$$TDC(EDS) < 20\% \text{ de } T_R$$

$$THF(CHS) < 22,5\% \text{ de } T_R$$

**Ec. 29**

UNESA, en su proyecto tipo para líneas aéreas de hasta 30 kV crea los siguientes valores privilegiados, únicamente para TCD (EDS), tomándolo como valor de partida para el cálculo de los conductores, ver Tabla 3:

**Tabla 3.** Valores recomendados para líneas áreas de hasta 30 kV

CONDUCTOR	LA – 30	LA – 56	LA - 78	LA - 110	LA - 180
TDC(EDS)%	7	9	11	15	15

**Fuente:** (Camarero, 1999)

Unión Fenosa, en su proyecto tipo para líneas aéreas de hasta 20 kV, toma los conductores LA-56 y LA-110, que son los que utiliza esta empresa para este tipo de líneas, los valores siguientes expuestos en la Tabla 4:

**Tabla 4.** Valores recomendados para líneas aéreas de hasta 30 kV

CONDUCTOR	ZONA	TCD(EDS)%	THF(CHS)%
LA – 56	A	11	20
	B	9	
	C	5	
LA – 110	A	13,6	15,9
	B	13,6	
	C	8,7	

**Fuente:** (Camarero, 1999)

Los valores de estas tablas (Tablas 3 y 4) son perceptiblemente menores (más seguros), a los límites determinados por la CIGRE. La razón es que el factor que más limita la duración de los conductores esgrimidos en líneas aéreas de M.T. es la vibración eólica y con TCD y THF más pequeños se limita ampliamente el efecto de la misma. (Camarero, 1999)

Colombia.

Algunas de las normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica del OREBSA (Empresa de Energía de Boyacá S.A.) versión 2010.

Las diferentes condiciones de carga mecánica a las que estarán expuestas las estructuras, conductores, herrajes y los diferentes elementos que componen la red con el fin de brindar seguridad y continuidad en la prestación del servicio, buscando identificar la relación adecuada entre la longitud de vanos y capacidad de estructuras.

Básicamente, los cálculos mecánicos dependerán entre otros de los siguientes aspectos:

- La tensión mecánica a la que se estarán sometidos los conductores teniendo en cuenta las variaciones en las condiciones de temperatura del sitio de instalación.
- Las características mecánicas de postes, crucetas y elementos de fijación
- Los criterios constructivos adoptados para el área rural.

#### **4.8.9. Hipótesis de diseño**

La hipótesis de diseño corresponde a las condiciones que se estiman estarán expuestos los conductores y las estructuras a instalar, por esto es muy importante que el diseñador pueda identificar y seleccionar adecuadamente las condiciones para el diseño.

#### **4.8.10. Hipótesis de velocidad de viento máxima y temperatura mínima:**

Estas hipótesis se utilizan para calcular los esfuerzos y tensiones mecánicas en los conductores y cables de guarda. Para determinar los parámetros de la velocidad del viento y

temperatura en estas hipótesis se recomienda utilizar las Tabla 5 y Tabla 6, en las cuales se establecen valores de referencia según la altura sobre el nivel del mar donde esté ubicada la red a diseñar.

**Tabla 5.** Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima

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

Fuente: (EBSA, 2014)

Para las hipótesis de velocidad máxima de viento y temperatura mínima, los conductores no deben estar sometidos a una tensión mecánica mayor al 40% de su tensión de rotura (Tabla 6).

**Tabla 6.** Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima

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

Fuente: (EBSA, 2014)

#### **4.8.11. Hipótesis de condición diaria**

La hipótesis de condición diaria accede autorizar el cumplimiento de los factores de seguridad de diseño para los conductores. En situación diaria los conductores no deben estar sometidos a una tirantez mecánica mayor al 20% de su tensión mecánica de rotura nominal véase la Tabla 7.

**Tabla 7.** Parámetros para la hipótesis de condición diaria

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

Fuente: (EBSA, 2014)

#### **4.8.12. Hipótesis de temperatura máxima**

La hipótesis de temperatura máxima ambiente se utiliza para calcular el valor máximo de flecha y por derivado la altura de los apoyos, además, adicionalmente se deben considerar los efectos por radiación solar y efecto Joule debido a que inquietan la temperatura del conductor, y la consecuencia Creep (deformación por fluencia lenta, se debe al incremento de deformación que sufre un material visco elástico mecánica constante  $\sigma_0$ ), ver Tabla 8. (EBSA, 2014).

**Tabla 8.** Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente

PARÁMETROS	0 ≤ msnm < 1000	1000 ≤ msnm < 2000	2000 ≤ msnm
Temperatura máxima ambiente (°C)	33	26	24

Fuente: (EBSA, 2014)

## 4.9. Normativas del Ecuador

### 4.9.1. Empresa Eléctrica Regional CENTRO SUR C.A

El presente trabajo brinda los lineamientos que aprovecharán como relativo para que los diseños de Redes de Distribución aéreas en Media y Baja Tensión sigan un orden anticipadamente determinado, en la presentación y aprobación del mismo, en la ejecución del proyecto por la parte de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.

#### 4.9.1.1. Condiciones ambientales.

Para las estructuras que sostienen los conductores, se debe tomar en cuenta las siguientes condiciones:

- Velocidad del viento: 60 km/h a 15°C
- Presión del viento en superficies cilíndricas (cables y postes circulares)

$$P = 0,0042 \cdot V^2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

**Ec. 30**

Donde:

V=Es la velocidad máxima del viento en [km/h].

- Presión del viento en superficies planas

$$P_v = 0,0070V^2 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2}$$

**Ec. 31**

- Temperatura: 0°C a 50 °C
- Vanos calculados: 5m a 150m (de 5m en 5m)
- Conductor básico: 4AWG

#### Estado básico 1:

- Temperatura: 0°C
- Velocidad del viento: 0 km/h
- Tensión horizontal máxima: 1/7 TR del conductor de calibre mínimo

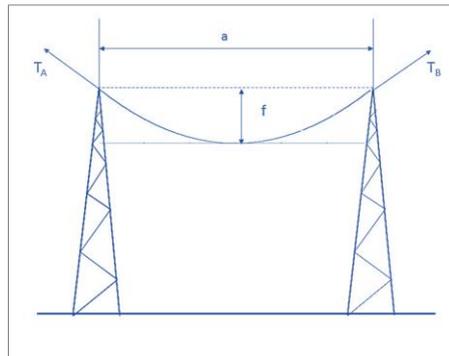
- TR = Tensión de ruptura del conductor

#### Estado básico 2:

- Temperatura: 15°C
- Velocidad del viento: 60 km/h
- Tensión horizontal máxima: 1/5 TR del conductor de calibre mínimo

#### 4.9.1.2. Flecha de conductor en el centro del vano

Se hace uso de la fórmula de la parábola la cual presenta una aproximación en el cálculo de flechas y tensiones en vanos de longitud menor a 300 metros como nos indica la Figura 7, o cuando la flecha tiene valores iguales o inferiores al 5% de la longitud del vano.



**Figura 7.** Diagrama para generar la ecuación de la parábola entre vanos.

**Fuente:** (Alulema & González, 2011)

La ecuación de la flecha para vanos con apoyos a nivel es:

$$f = \frac{p_c a^2}{8T}$$

**Ec. 32**

Donde:

f= Flecha en el centro del vano [m].

p<sub>c</sub>= Peso del conductor con sobrecarga [kg/m].

a=Longitud del vano [m].

T= Componente horizontal de la tensión en el conductor [kg].

#### 4.9.1.3. Ecuación de cambio de estado o de condiciones

La tensión del conductor varía en proporción inversa a la temperatura, y la flecha en proporción directa.

$$T_2^2(T_2 + sE \alpha (\theta_2 - \theta_1) + \frac{sEa^2p_1^2}{24T_1^2} - T_1) = \frac{sEa^2p_2^2}{24}$$

Donde:

$T_2$  = Tensión final [kg/m].

$T_1$  = Tensión inicial [kg/m].

$\theta_1$  = Temperatura inicial [°C].

$\theta_2$  = Temperatura final [°C].

$p_1$  = Carga mecánica inicial [kg/m]

$p_2$  = Carga mecánica final [kg/m].

$E$  = Módulo de elasticidad [kg/mm<sup>2</sup>].

$s$  = Sección del conductor [mm<sup>2</sup>].

$\alpha$  = Coeficiente de dilatación del conductor [°C<sup>-1</sup>].

Esta fórmula permite calcular las tensiones de los cables para distintos estados que sirven a su vez para el cálculo mecánico de las estructuras y para las tablas de tendido. (Alulema & González, 2011)

#### 4.9.2. Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A. (EERSSA)

##### 4.9.2.1. Diseño Mecánico.

Los valores de las tensiones y fechas para el tendido del conductor, así como también los parámetros para la obtención de las catenarias para los estados de máxima temperatura y mínima temperatura necesarios para el diseño de una línea, se logran a partir de la resolución de la ecuación de cambio de estado, cuya fórmula es:

$$T_2^2 \left[ T_2 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - T_1 + \frac{a^2 m_1^2 \omega^2 E}{24 T_1^2} \right] = \frac{a^2 m_2^2 \omega^2 E}{24}$$

Donde:

$T_2$  = Tensión unitaria, condición final a calcular [kg/mm<sup>2</sup>].

$T_1$  = Tensión unitaria, condición inicial [kg/mm<sup>2</sup>].

$\theta_1$  = Temperatura final del cable [°C].

$\theta_2$  = Temperatura final del cable [°C].

$\omega$  = Peso del cable o peso aparente del cable [kg/m\*mm<sup>2</sup>].

$m_1$  = Coeficiente de sobrecarga por velocidad del viento, condición inicial.

$m_2$  = Coeficiente de sobrecarga por velocidad del viento, condición final.

$a$  = Vano horizontal [m].

$E$  = Módulo de elasticidad del cable [kg/mm<sup>2</sup>].

$\alpha$  = Coeficiente de dilatación lineal del cable [1/ °C].

En la elaboración del cálculo mecánico, se considerará que las tensiones de tendido del conductor no superen el 20% de su tensión a la rotura.

El área de concesión de la EERSSA es muy abrupta y diversa, su altitud es muy variante, va de los 500 metros sobre el nivel del mar en adelante, lo que ocasiona una variación de las temperaturas promedios.

Para facilitar el cálculo mecánico, se ha procedido a su zonificación:

- **Zona 1**, considera las áreas comprendidas en una elevación sobre el nivel del mar inferior a los 1800 metros.
- **Zona 2**, las restantes áreas con una elevación superior a los 1800 metros.

Los siguientes criterios se deben considerar para la resolución de la ecuación de cambio de estado denotados en la Tabla 9:

**Tabla 9.** Condiciones para la resolución de la ecuación de cambio de estado

Criterio	Estado	Zona 1		Zona 2	
		Temperatura (°C)	Viento Máximo (km/h)	Temperatura (°C)	Viento Máximo (km/h)
I	Temperatura Mínima	5	--	-5	--
II	Máxima carga (viento)	15	50	5	60
III	Tensión de todos los días	25	--	15	--
IV	Temperatura máxima del conductor	55	--	45	--

Fuente: (EERSSA, 2012)

#### 4.9.2.2. Ecuación de la catenaria.

Se denomina catenaria a la curva de equilibrio que adopta un hilo uniforme sometido a su propio peso, ver Figura 8. Se supone que éste vale  $p$  por unidad de longitud, es decir  $p = -pk$ . Tomando el eje  $z$  como vertical y el eje  $x$  horizontal, las ecuaciones de equilibrio con  $F_x = 0$  y  $F_z = -q$  son:

$$\begin{cases} \frac{d}{ds} \cdot \left( T \frac{dx}{ds} \right) = 0; \\ \frac{d}{ds} \cdot \left( T \frac{dz}{ds} \right) - p = 0 \end{cases} \quad \text{Ec. 35}$$

De la primera ecuación:

$$T \frac{dx}{ds} = T_x = \text{cte} \rightarrow T_x = T_0 = \text{cte}$$

Aplicando la regla de la cadena a la segunda ecuación de equilibrio,

$$\frac{d}{ds} \left[ T \frac{dz}{dx} \frac{dx}{ds} \right] - p = 0 \quad \text{Ec. 36}$$

eliminando T a favor de  $T_0$ ,

$$\frac{d}{ds} \left[ T_0 \frac{dz}{dx} \right] - p = 0 \quad \text{Ec. 37}$$

Reorganizando términos y aplicando de nuevo la regla de la cadena

$$\frac{T_0}{p} \frac{d}{dx} \left( \frac{dz}{dx} \right) \frac{dx}{ds} = 1 \quad \text{Ec. 38}$$

Llamando  $c = T_0/p$  ( parámetro de la catenaria) y  $z' = dz/dx$ , **7** considerando

$$\frac{d}{dx} = \frac{d}{\sqrt{dx^2 + dz^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + (z')^2}} \quad \text{Ec. 39}$$

la ecuación se convierte en:

$$c \cdot \frac{\frac{d}{dx} z'}{\sqrt{1 + (z')^2}} \quad \text{Ec. 40}$$

La primitiva de esta expresión es:  $c \cdot \sinh^{-1} \cdot (z')$ . Integrando con la condición inicial que corresponde a situar el origen de las abscisas en el vértice o punto de la tangente horizontal

$$z'|_{x=0} = 0 \quad \text{Ec. 41}$$

Se obtiene

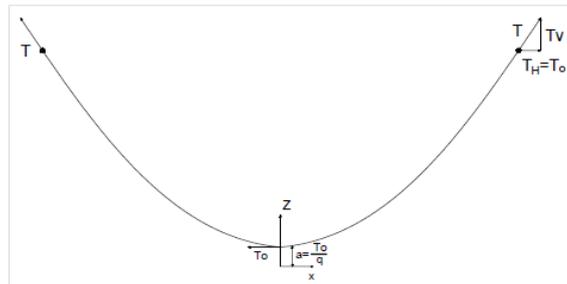
$$x = c \cdot \sinh^{-1} \cdot z' \quad \text{Ec. 42}$$

o bien, invirtiendo la relación

$$z' = \sinh \frac{x}{c} \quad \text{Ec. 43}$$

Integrando de nuevo con la condición inicial  $z'|_{x=0} = a$  resulta finalmente

$$z' = c \cdot \cosh \frac{x}{c} \quad \text{Ec. 44}$$



**Figura 8.** Configuración de un hilo sometido a su propio peso (catenaria).  
**Fuente:** Autor

Al coeficiente 'a' resultante del cociente de la tensión mecánica del conductor entre su peso, se le llamará 'c' para no confundirlo con el parámetro que indica el vano, y además se le conoce como parámetro de la catenaria. Al peso propio se le llamará 'p'. Para vanos a nivel la flecha máxima, queda:

$$c = \frac{T}{p} \quad \text{Ec. 45}$$

Por otro lado, la longitud (o flecha) de la catenaria está dada por:

$$f_{\text{catenaria}} = z - c \cdot \cosh \frac{x}{2 \cdot c} - c = c \cdot \left( \cosh \frac{x}{2 \cdot c} - 1 \right) \quad \text{Ec. 46}$$

El 2 que aparece en el denominador es resultado del desarrollo de McLaurin que se verá más adelante para el cálculo de la catenaria.

El parámetro en esta ecuación que indica el valor del vano es 'x', que para casos como el que se está estudiando de vanos a nivel será directamente 'a'.

La configuración de equilibrio puede verse en la figura anterior. Debido a las constantes de integración tomadas, el vértice de la catenaria corresponde a las coordenadas ( $x = 0, z = a$ ).

$$T = p \cdot c \cdot \frac{x}{2 \cdot c} \quad \text{Ec. 47}$$

Siendo las tensiones horizontales y verticales las siguientes:

$$T_v = p \cdot s = p \cdot c \cdot \sinh \frac{x}{c} ; T_H = T_0 = p \cdot c \quad \text{Ec. 48}$$

#### 4.9.2.3. Ecuación de la parábola

Partiendo de la ecuación para la catenaria para el punto más bajo de la curva antes escrita se obtiene:

$$z = c \cdot \cosh \frac{x}{2c} \quad \text{Ec. 49}$$

Siendo "a" la constante de la curva, también llamado como se ha mencionado anteriormente "parámetro de la catenaria" que es igual a  $T/p$

- $T$  = componente horizontal de la tensión.
- $p$  = peso del conductor por metro lineal.

Trasladando el eje de las  $x$  de forma que pase por el punto más bajo ( $a$ ) de la curva, se obtiene lo siguiente:

$$z = c \cdot \cosh \frac{x}{2c} - c = c \cdot \left( \cosh \frac{x}{2c} - 1 \right) \quad \text{Ec. 50}$$

Que es la misma expresión que la que sale antes para vanos a nivel.

A partir de los desarrollos en serie para la función hiperbólica del coseno de McLaurin, y sustituyendo en la ecuación:

$$\cosh = 1 + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^4}{4!} + \dots \quad \text{Ec. 51}$$

Tomando los dos primeros términos, considerando despreciables el resto nos queda:

$$z = c \cdot \cosh \frac{x}{c} - c = c \cdot \left( \cosh \frac{x}{c} - 1 \right) = c \cdot \left( 1 + \frac{\left(\frac{x}{c}\right)^2}{2!} - 1 \right) = c + \frac{x^2}{2c} - c = \frac{x^2}{2c} = \frac{x^2}{2 \cdot \frac{T}{p}} \quad \text{Ec. 52}$$

Siendo esta última la ecuación de la parábola. Se puede considerar una opción válida para puntos que no se alejen demasiado del eje vertical, que serían puntos en los que el vano es muy grande o muy inclinado.

Para el caso de vano a nivel, se sustituye 'x' por a/2 y se obtiene, siendo este 'a' la longitud del vano:

$$f_{\text{parábola}} = \frac{x^2}{2 \cdot \frac{T}{p}} = \frac{\frac{a^2}{2^2}}{2 \cdot \frac{T}{p}} = \frac{a^2 \cdot p}{8 \cdot T} \quad \text{Ec. 53}$$

Esta solución es aproximada ya que en la sustitución por la serie de McLaurin se ha omitido términos del desarrollo, pero aun así las soluciones no se alejan de la ecuación de la catenaria más que los errores que posteriormente se calcularán.

Según lo anterior, se puede obtener también la longitud de arco de catenaria entre el punto más bajo de la curva y un punto cualquiera de abscisas 'x', para ello se hace la aproximación para la serie del seno hiperbólico de McLaurin y se sustituye en la siguiente expresión:

$$c \cdot \sinh \frac{x}{c} = c \cdot \sinh \frac{x}{\frac{T}{p}} \quad \text{Ec. 54}$$

Y sabiendo que:

$$\sinh = x + \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} + \dots \quad \text{Ec. 55}$$

Tomando de nuevo los dos primeros términos, y siendo L la longitud de curva en un vano a nivel de longitud 2x, nos queda:

$$\frac{L}{c} = c \cdot \left( \frac{x}{c} + \frac{\left(\frac{x}{c}\right)^3}{3!} \right) = x + \frac{x^3}{6c^2} \quad \text{Ec. 56}$$

Para el caso que se estudia, de vano a nivel,  $x = a/2$ , donde este 'a' es la longitud del vano, se sustituye en la última expresión:

$$\frac{L}{2} = x + \frac{x^3}{6c^2} = \frac{a}{2} + \frac{\frac{a^3}{2^3}}{6c^2} = \frac{a}{2} + \frac{a^3 \cdot p^2}{24T^2} \quad \text{Ec. 57}$$

Esta expresión se usará para obtener la ecuación de condiciones. (Yeste, 2009)

#### 4.9.2.4. Cálculo de flechas

El cálculo de flechas se realiza para las hipótesis de diseño de temperatura máxima y temperatura mínima, como se indica a continuación.

El cálculo de flecha para terreno nivelado se realiza mediante la ecuación.

$$f = h \left[ \cosh\left(\frac{a}{2h}\right) - 1 \right] \quad \text{Ec. 58}$$

El cálculo de flecha para terreno desnivelado se realiza mediante:

$$f = h \cosh\left(\frac{x_m}{h}\right) \left[ \cosh\left(\frac{a}{2h}\right) - 1 \right] \quad \text{Ec. 59}$$

$$h = \frac{th}{w} \quad \text{Ec. 60}$$

$$x_m = \frac{x_d - x_i}{2} \quad \text{Ec. 61}$$

Donde:

$f$  = Flecha, en [m].

$h$  = Parámetro del conductor, en [m].

$a$  = Longitud horizontal del vano, en [m].

$th$  = Tensión mecánica horizontal, en [kg/mm<sup>2</sup>].

$w$  = Peso aparente del conductor, en kg/m·mm<sup>2</sup>.

$x_m$  = Abscisa media de la longitud horizontal del vano desnivelado, en [m].

$x_d$  = Abscisa extrema derecha de la longitud horizontal del vano. desnivelado, en [m].

$x_i$  = Abscisa extrema izquierda de la longitud horizontal del vano desnivelado, en [m].

Los valores de vanos, flechas y tensiones máximas calculadas para cada proyecto, deben ser incluidos en las memorias.

### ***4.9.3. Estructuras que soportan las líneas de media tensión según norma ecuatoriana***

#### **4.9.3.1. Unidades de construcción monofásica**

De acuerdo al manual de estructuras en redes aéreas de distribución 13,8 kV/ 7,96kV se tiene las siguientes unidades de construcción, véase Anexo 1.

#### **4.9.3.2. Unidades de construcción trifásica**

De acuerdo al manual de estructuras en redes aéreas de distribución 13,8 kV/ 7,96kV se tiene los siguientes parámetros de unidades de construcción véase Anexo 2

### ***4.9.4. Diseño de líneas y redes aéreas para media tensión***

#### **4.9.4.1. Diseño eléctrico**

Todas las líneas de media tensión se proyectan para 15 años y su diseño se cumple respetando el nivel de tensión conveniente a la zona en la cual se colocará el proyecto (zona de la provincia de Loja 13,8/7,97 kV, zona Oriental provincia de Zamora Chinchipe, Gualaquiza y Morona Santiago 22/12,7 kV).

#### **4.9.4.2. Protecciones.**

En todas las ramificaciones trifásicas y monofásicas que derivan de un alimentador primario trifásico se colocan seccionadores fusibles.

Los seccionadores fusible tipo abierto, serán de 100 A de capacidad.

Cuando se plantee la instalación de seccionador-fusible o seccionador de barra en los recorridos principales de los alimentadores, corresponderá examinar su capacidad a la EERSSA.

Los niveles de aislamiento de los sistemas de media y baja tensión serán los determinados en la norma respectiva.

#### 4.9.4.3. Derivaciones de alimentadores primarios o redes de distribución.

En un poste que contenga red de media tensión trifásica, se permitirá una sola derivación trifásica o dos derivaciones monofásicas, para realizar más derivaciones será necesario cambiar el poste por uno de mayor altura. Para postes que contengan media tensión monofásica, se permitirá un máximo de dos derivaciones monofásicas, para realizar más derivaciones podrá colocarse una cruceta metálica o un poste de mayor altura. (EERSSA, 2012)

#### 4.9.4.4. Cálculo del esfuerzo útil del poste.

Para su cálculo se considera que el viento pega sobre las cargas instaladas en el poste en forma normal, que es el caso más crítico, las cargas a considerar en el cálculo son: conductores, aisladores, accesorios, convertidores, equipos de defensa y seccionamiento, centro de gravedad del poste y en las estructuras angulares se debe contener la tensión mecánica de los conductores en condiciones normales.

Su cálculo se transforma bajo la siguiente formulación:

Momento completo a la carga del viento que sopla en dirección perpendicular al eje de la línea:

$$M_{vc} = P_{V2} * \Sigma(\phi_C * Vv * hi) \quad \text{Ec. 62}$$

$$M_{vp} = P_{V1} * [(2 * d1 + Hl * Co) * Hl/1] * Hg \quad \text{Ec. 63}$$

$$M_{cv} = P_{V2} * \Sigma(Aev * Vv * hi) \quad \text{Ec. 64}$$

Momento debido a la carga de los conductores en estructuras donde la línea forma un ángulo:

$$M_{cv\alpha} = 2 * To * \text{sen}(\alpha/2) * \Sigma(hi) \quad \text{Ec. 65}$$

Otras fórmulas:

$$P_{V1} = 0,0076 * v^2 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right] \quad \text{Ec. 66}$$

$$P_{V2} = 0,0048 * v^2 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right] \quad \text{Ec. 67}$$

$$H_e = \frac{H_p}{10} + 0,5 \text{ m} \quad \text{Ec. 68}$$

$$H_l = H - H_e \quad \text{Ec. 69}$$

$$C_o = (d_1 - d_2)/H_p \quad \text{Ec. 70}$$

$$H_g = (H_l/3) * [(2 * d_1 + d_2)/(d_1 + d_2)] \quad \text{Ec. 71}$$

Cálculo:

$$EU = (M_{cv} + M_{cv\alpha} + M_{vp} + M_{cv})/(H_l - 0,2) \quad \text{Ec. 72}$$

Donde:

$P_{V1}$  = Presión del viento sobre área rectangular [Kg/m<sup>2</sup>].

$P_{V2}$  = Presión del viento sobre área circular [Kg/m<sup>2</sup>].

$v$  = Velocidad del Viento, en [km/h].

$M_{vc}$  = Momento debido a la carga del viento sobre los conductore.

$M_{vp}$  = Momento debido a la carga del viento sobre el poste, aplicado sobre su centro de gravedad.

$M_{vc\alpha}$  = Momento debido a los conductores por el ángulo de la línea.

$M_{cv}$  = Momento debido a la carga del viento sobre otros elementos instalados en el poste.

$d_1$  = Ancho del poste en su parte superior, en [m].

$d_2$  = Ancho del poste en la línea de empotramiento, en [m].

$\phi_c$  = Diámetro del conductor, en [m].

$h_i$  = Altura del conductor "i" con respecto al suelo, en [m].

$V_v$  = Vano viento, en [m].

$V_p$  = Vano peso, en [m].

$H_p$  = Longitud del poste, en [m].

$H_e$  = Altura de empotramiento del poste, en [m].

$H_l$  = Altura libre del poste, en [m].

$C_o$  = Conicidad, se determina por, en [m].

$H_g$  = Centro de gravedad del poste, cálculo, en [m].

$\alpha$  = Ángulo de desvío topográfico en grados.

$T_0$  = Tensión de tendido de la línea, en [kg].

$P_c$  = Peso del conductor, en [kg].

$P_a$  = Peso de los aisladores, en [kg].

$P_h$  = Peso de la herrajería, en [kg].

$A_{ev}$  = Área expuesta al viento del elemento.

$EU$  = Esfuerzo útil, en [kg].

#### 4.9.4.5. Vano vs. Tipo de estructura.

Las estructuras normalizadas por la EERSSA son las que se instituyen en el documento “Homologación y Estandarización de las Unidades de Propiedad y Unidades Constructivas del Sistema de Distribución Eléctrica”, elaborada por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y aprobada por el Directorio de la EERSSA.

Como alternativa, la Tabla 10 muestra el número de postes a utilizar de convenio a la longitud del vano que se puede esgrimir en el diseño de una línea de M.T.

**Tabla 10.** Número de postes a usarse de acuerdo a longitud del vano

Sistema Trifásico		Sistema Monofásico	
Vano (m)	Número de postes	Vano (m)	Número de postes
$a < 200$	1	$a < 700$	1
$200 < a < 400$	2	$a > 700$	2
$400 < a < 700$	3		
$a > 700$	4		

Fuente: (EERSSA, 2012)

Para los vanos que sobrepasan los 700 metros tanto en los sistemas monofásicos como en trifásicos el conductor del neutro se lo colocará en un solo poste.

#### 4.9.4.6. Amortiguadores

Se instalarán amortiguadores en el conductor de fase y en el neutro, del tipo adecuado para el calibre del conductor, el número de éstos depende de la longitud del vano tal como se muestra la Tabla 11.

**Tabla 11.** Número de amortiguadores por cada conductor

Longitud Vano (m)	Número Amortiguadores por cada conductor
-------------------	--

450 < a < 600	1
a > 600	2 superpuestos

Fuente: (EERSSA, 2012)

#### 4.9.4.7. Postes

En el área de concesión de la EERSSA se utilizará postes circulares de hormigón armado o plásticos fortalecidos con fibra de vidrio. Las alturas reguladas para los postes son de 10, 12, 13, 14 y 15 metros, con cargas de rotura de 400 kg, 500 kg y 1200 kg, desarrollados en el “Documento de Homologación y Estandarización de las Unidades de Propiedad y Unidades Constructivas del Sistema de Distribución Eléctrica”, su uso lo instaurará el cálculo mecánico, esfuerzo útil del poste y las recomendaciones que detalle la EERSSA para cada proyecto.

#### 4.9.4.8. Altura de enterramiento

La altura de enterramiento de los postes lo determina el uso de la siguiente fórmula:

$$\text{Altura de enterramiento} = \text{altura de poste} / 10 + 0,5 \text{ m.} \quad \text{Ec. 73}$$

#### 4.9.4.9. Tensores

Los soportes angulares y terminales del sistema de distribución en los cuales, los esfuerzos colaterales o alargados consecuentes sobre los postes prevalezcan la carga útil desarrollada, serán anclados en el terreno mediante tensores.

En la instalación de tensores se utilizará varilla de anclaje galvanizada de  $\varnothing$  16 mm (5/8") x 2,4 metros para el caso de alimentadores primarios trifásicos, y de  $\varnothing$  16 mm (5/8") x 2 metros para el caso de alimentadores principales monofásicos y redes de colocación.

La unión al poste se ejecutará por medio de cable de acero galvanizado de alta firmeza de  $\varnothing$  9,5 mm (3/8") (7 hilos) y afianzado por medio de varillas de conservación preformadas tipo GDE-1107, sujetadas al poste por medio de un eslabón angular y a la varilla de anclaje por medio de guardacabo de 3/8". Para la protección de las personas por posibles fugas de corriente producidas por contactos de los conductores de fase con el cable tensor, en el cable deberá instalarse un aislador tipo retenida, clase ANSI 54-2 en niveles de 13,8 kV y clase ANSI 54-3 para niveles de 22 kV. (EERSSA, 2012)

#### 4.9.4.10. Misceláneos.

En las derivaciones, cruces, puentes, etc. de conductores que se requiera el uso de conectores, éstos serán del tipo cuña impulsados por cartuchos acelerados por gas, para lo cual se utilizará la herramienta adecuada. La conexión de las grapas de línea energizada se realizará a través de un estribo, para evitar el contacto eléctrico directo con el conductor principal.

Los conductores aéreos de media tensión tendrán que ser aislados en 1,5 metros a cada lado de la estructura de suspensión o retención, al igual que las conexiones para los transformadores, seccionadores y pararrayos, siempre que el caso así lo amerite. El galvanizado de la herrajería debe cumplir con la norma internacional de calidad ASTM-A153. Los brazos de luminarias se sujetarán a los postes usando dos pernos máquina de las dimensiones adecuadas.

Las bajantes del transformador a la red de baja tensión serán mediante conductor tipo TTU. Todas las tuberías de los pozos de revisión o los finales de las tuberías de las cabinas de transformación deberán llevar tapones para evitar el ingreso de roedores.

#### **4.9.4.11. Determinación del conductor**

El conductor en media tensión se establecerá en función de la carga y la caída de tensión permisible, para su cálculo la EERSSA facilitará al ingeniero proyectista el valor de la caída de tensión y las pérdidas de potencia y energía en el punto de arranque del diseño eléctrico, desde este punto el diseñador verificará los cálculos concernientes.

El conductor a utilizar será de aluminio reforzado con acero tipo ACSR o cables de aleación de aluminio. Los sistemas aéreos pueden tener los siguientes calibres de conductores: 4(4), 2(2), 1/0(1/0), 2/0(2/0), 4/0(4/0) AWG, el hilo del neutro se detalla entre paréntesis. Por ningún motivo se puede utilizar conductores de calibres menores a los señalados. (EERSSA, 2012)

#### **4.10. Aisladores.**

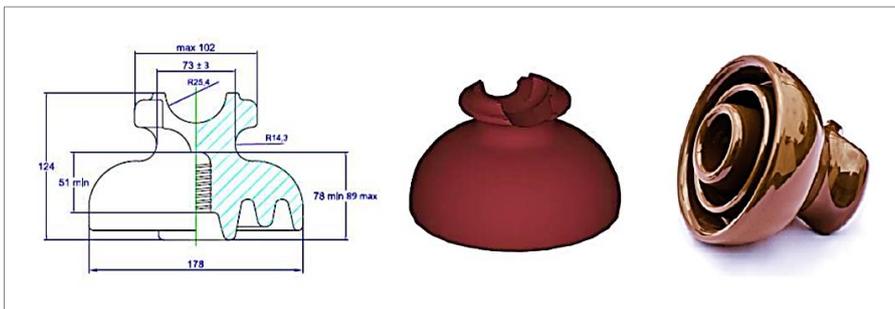
##### ***4.10.1. Aislador de suspensión, porcelana, clase ANSI 52-1, 15 kV***

Los aisladores de porcelana deben fabricarse por proceso húmedo. Toda la superficie expuesta de los aisladores de porcelana debe cubrirse con un vitrificado de tipo compresión duro, liso, brillante e impermeable a la humedad; que le permita, por medio del lavado natural de las aguas lluvias, mantenerse fácilmente libre de polvo o suciedades residuales ocasionadas por la contaminación ambiental.

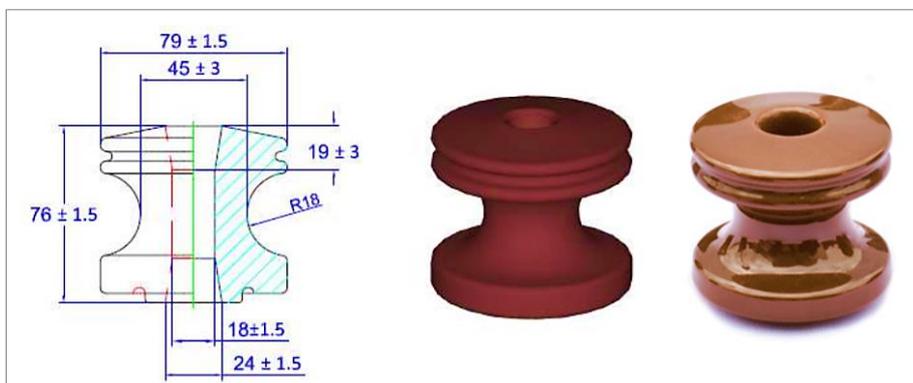
La superficie total del aislador, deberá estar esmaltada. La superficie total deberá estar libre de imperfecciones. La porcelana utilizada no tiene que presentar porosidades; debiendo ser de alta resistencia dieléctrica, elevada resistencia mecánica, químicamente inerte y elevado punto de fusión. Los acoples metálicos de los extremos, los cuales transmiten los esfuerzos mecánicos del conductor a un extremo del núcleo y del otro extremo del núcleo al apoyo, deberán ser de acero forjado y galvanizados en caliente véase las siguientes figuras.



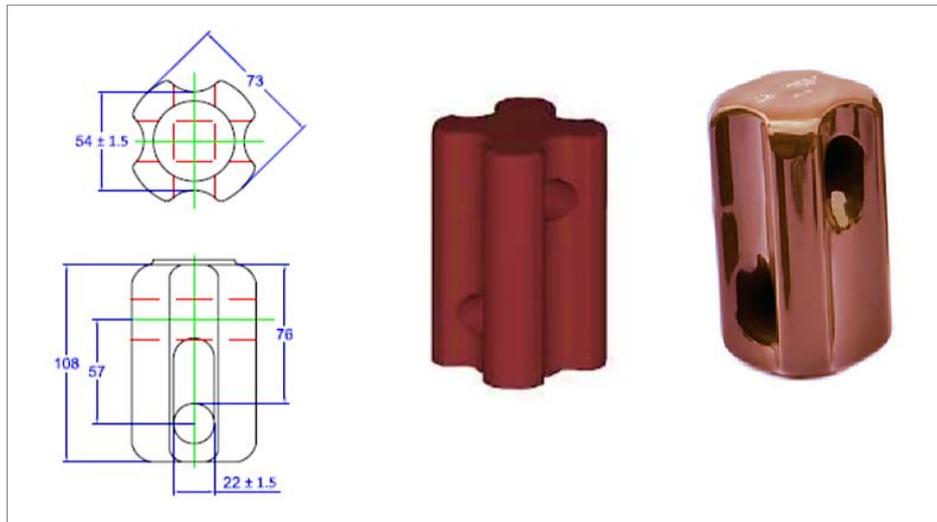
**Figura 9.** Aislador de Suspensión, Porcelana, Clase ANSI 52-1, 15 kV.  
**Fuente:** (CNEL EP., 2015)



**Figura 10.** Aislador Espiga (Pin), de Porcelana, Clase ANSI 55-5, 15 KV.  
**Fuente:** (CNEL EP., 2015)



**Figura 11.** Aislador Rollo, de Porcelana, Clase ANSI 53-2, 0,25 kV  
**Fuente:** (CNEL EP., 2015)



**Figura 12.** Aislador de Retenida, Porcelana, ANSI 54-2.

**Fuente:** (CNEL EP., 2015)

#### **4.10.2. Herrajes y accesorios**

Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de las crucetas y aisladores a la estructura, los de fijación del conductor al aislador, los de fijación del cable guarda a la estructura, los de fijación de las retenidas y los accesorios del conductor, como conectores, empalmes, separadores y amortiguadores.

Los herrajes habitualmente utilizados serán:

- Horquilla bola HB
- Grillete normal GN
- Grillete revirado GR
- Anilla bola AB
- Alojamiento rótula normal R
- Alojamiento rótula larga R.P
- Rótula horquilla RH
- Grapas suspensión GS
- Yugo
- Alargadera
- Varillas de protección

Los herrajes deberán soportar las siguientes solicitaciones mecánicas que se resumen en la Tabla 12.

**Tabla 12.** Características generales de los herrajes

ELEMENTO	TIPO	DESIGNACIÓN	CARGA DE ROTURA MÍNIMA (daN)
Horquilla bola	16	HB 16	7500
Grillete	Normal	GN	7500
	Revirado	GR	7500
Anilla bola	16	AB 16	7500
Alojamiento rótula normal	16	R16	7500
Alojamiento rótula larga	16	R16 P	7500
Yugo doble	300	YT 300	7500
Alargadera	----	Alargadera	7500
Rótula horquilla	16	HR 16	7500

**Fuente:** (Endensa, 2006)

Serán resistentes a la corrosión, ya sea por las características propias del material o por el recubrimiento de zinc que se le aplique (espesor  $\geq 70$  micras). (Endensa, 2006)

#### **4.10.3. Crucetas y otros accesorios.**

Las crucetas que se esgrimen dependen del tipo de apoyo, siendo su constitución y tipos mecánicas cargo del tipo de conductor que han de mantener. En general, para los apoyos de alineación se utilizan fundamentalmente de tipo cúpula, y para los de ángulo, amarre y fin de línea las crucetas utilizadas son más bien rectas, no obstante, siempre hay de tipo bóveda, en personal para adaptar a apoyos de celosía (en el anexo 5 se muestran los tipos básicos, existiendo en la práctica gran diversidad, dependiente del fabricante y de la compañía de distribución), sujetan los soportes del aislante a los apoyos.

Según el tipo de apoyos, las crucetas son de diversos materiales:

- En apoyos de hormigón, se utiliza acero galvanizado, siendo generalizado este tipo de material para los sistemas de distribución de Ecuador.
- En apoyos metálicos, se utilizan perfiles laminados de acero. (Camarero, 1999)

#### **4.10.4. Conductores.**

El conductor eléctrico es uno de los elementos más significativo de la línea de transporte y/o distribución, ya que de él depende exteriores significativos como es: el costo de ejecución de la línea y el costo de operación de la misma.

Los conductores que son utilizados en líneas de transmisión se logran mediante cableados de hilos metálicos alrededor de un hilo central. Un conductor puede estar conformado por hilos del mismo material o de diferentes materiales, según sean los tipos mecánicos y eléctricos deseados. El material utilizado para la conducción de la corriente eléctrica de alto voltaje es el aluminio. Hoy en día se puede hallar conductores formados por aluminio puro, aluminio requemado o aluminio aleado con otro tipo de material; ejemplo (Aluminio - Acero).

El material más utilizado como soporte o alma del conductor es el acero, pero con el avance de la tecnología hoy así mismo se utiliza fibra de carbono y compuestos metálicos personales. Entre las principales características electromecánicas que deben cumplir los materiales para usarse como conductores están:

- Presentar una baja resistencia eléctrica.
- Presentar una elevada resistencia mecánica.
- Tener un costo razonable

Los conductores obligados son conductores metálicos fabricados de aluminio, aleación de aluminio, y la combinación de acero y aluminio. Estos conductores operan a temperaturas de 75 °C en contextos normales y 90 °C en contextos de emergencia. Logramos decir que el conductor de una línea de transmisión de fuerza se divide en dos categorías:

- Conductores de fase
- Cable de guarda (acero)

Cada uno de los cuales tiene características oportunas según la función rescatada, y podemos indicar los siguientes:

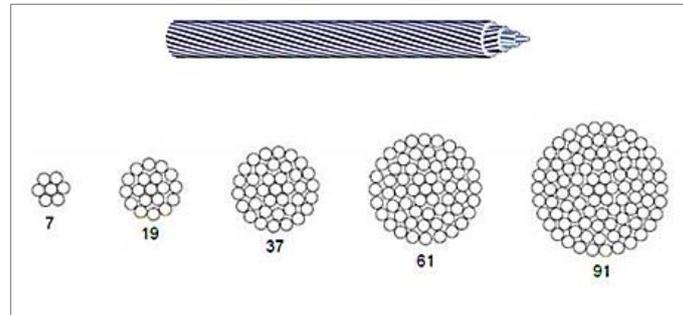
#### **4.10.5. Conductores de fase**

- Transportan la energía eléctrica
- Baja resistencia eléctrica
- Materiales: cobre, aluminio, aleación de aluminio, acero.

#### 4.10.6. Cable de guarda

- Protege los conductores de fase frente a rayos
- Resistencia mecánica al transporte eminente

A continuación, en la Figura 13 se muestran algunos de los conductores utilizados usualmente para transmisión y colocación de energía eléctrica.



**Figura 13.** Sección transversal del conductor AAC.  
**Fuente:** (RUBIO, 2013)

#### 4.10.7. Conductores AAC

All Aluminum Conductor “AAC Todos los conductores de Aluminio”: Este tipo de conductores se utilizan en líneas de transmisión y en líneas de distribución primaria y secundaria, donde los vanos solicitados sean respectivamente cortos y se desee un conductor liviano. Los conductores AAC están fabricados con alambres de aluminio tipo EC 1350. Estos conductores están compuestos de varios enrejados de aluminio, cableados en capas centradas. Todos los alambres tienen la misma línea. La mayoría de las constituciones constan de 7, 19, 37, 61 y 91 alambres, ver la Anexo 3 Sección transversal conductor AAC.

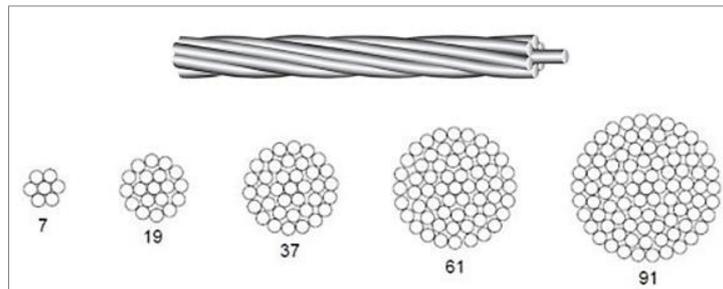
**Tabla 37** Anexo 3.

#### 4.10.8. Conductores AAAC

La Figura 14 muestra la estructura de un conductor tipo All Aluminum Alloy Conductor “AAAC. Todos los conductores de Aleación de Aluminio”: son conductores utilizados por sus características flecha – tensión en sistemas de distribución de energía, tiene un peso bajo, una buena conductividad, alta resistencia a la tracción y buena resistencia al desgaste, son utilizados en zonas costeras (alta salinidad) y en zonas técnicas con aspecto de contagio químico. Pueden presentar algunos problemas por ser más aptos a la vibración si se comparan con los conductores ACSR tendidos a la misma tensión. El AAAC está edificado con alambres de aluminio 6201 para uso eléctrico, véase la

## Anexo 4 Características técnicas del conductor AAAC.

**Tabla 38** del Anexo 4.



**Figura 14.** Sección transversal conductor AAAC.  
**Fuente:** (Norte, 2010)

### 4.10.8.1. Conductores ACSR.

La Figura 15 muestra la estructura de un conductor Aluminum Conductor Steel Reinforced “ACSR Conductor de Aluminio con Alma de Acero”: Este tipo de conductores es empleado en sistemas de transmisión y distribución, es muy utilizado en zonas montañosa, completo a que presenta una buena carga de fractura; peculiaridad especial que presenta el conductor para diseño de líneas de transmisión en zonas con terrenos a desnivel.

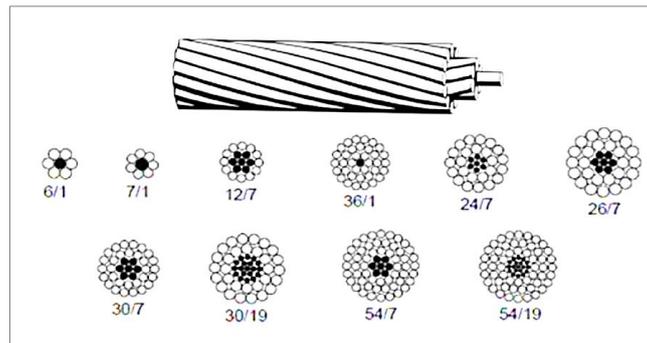
El conductor tipo ACSR debido a su constitución bimetálica es expuesto al desgaste galvánico, esta corrosión aparece cuando los conductores están emplazados en zonas cercanas a la costa o en zonas con contaminación industriales. Para evitar el desgaste es provechoso elegir una galvanización apropiada del alma del conductor. En comparación con los conductores de cobre, los conductores ACSR facilitan ventajas técnicas y económicas. Su bajo peso, combinado con su alta resistencia a la tracción, acceden la ayuda de vanos más largos. La pérdida por efecto corona se someten, debido al mayor diámetro de este tipo de conductor.

De esta manera la transmisión y distribución de energía automática a excelsas tensiones y distancias es viable con el uso de este tipo de conductor, ver la Anexo 5 Características técnicas del conductor ACSR.

**Tabla 39** del Anexo 5.

- El conductor ACSR está constituido por:
- Alambres de aluminio, aleación 1350 – H19 para uso eléctrico
- Alambre de acero
- Recubierto con zinc

- Recubierto de aluminio



**Figura 15.** Sección transversal conductor ACSR  
**Fuente:** (RUBIO, 2013)

#### 4.10.8.2. Conductores ACAR

La Figura 16 muestra la estructura de un conductor Aluminum Conductor Alloy Reinforced “ACAR Conductor de Aluminio con Aleación Reforzada”: Este conductor es utilizado en líneas de transmisión y distribución, por tener una buena relación (carga, rotura, peso), hace que este conductor sea aplicado en sistemas de vanos largos. Este cable está compuesto por varios alambres de aluminio y aleación de aluminio, cableados en capas concéntricas. El alambre o alambres que establecen el alma es/son de aleación de aluminio y las capas externas de aluminio.

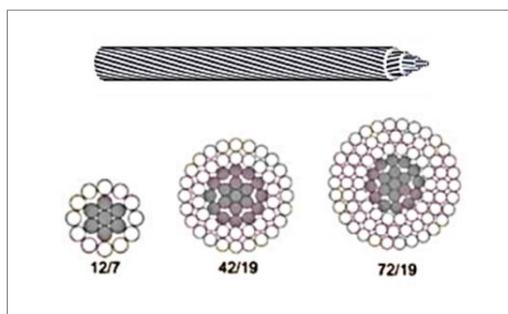
El alma consta normalmente de 7,19,37,61, y 91 alambres. Los diámetros de todos los alambres es el mismo. Los alambres de aluminio y aleación de aluminio se pueden mezclar en la misma capa. Variando las proporciones relativas de aluminio y aleación de aluminio, se pueden lograr las características requeridas para cualquier aplicación. A mayor proporción de aleación, mayor resistencia a la tracción y a mayor proporción de aluminio conductividad eléctrica.

La excelente firmeza a la corrosión los hace apropiados para el servicio en ambiente marítimo e industrial. Por ser completamente de aluminio “homogéneo” queda eliminada el suceso de la corrosión galvánica, ver la Anexo 6 Características técnicas del conductor ACAR.

#### **Tabla 40** Anexo 6.

El conductor ACAR está constituido por:

- Alambre de aluminio, aleación 1350 – H19
- Alambre de aluminio, aleación 6201 – T81. (RUBIO, 2013)



**Figura 16.** Sección transversal conductor ACAR.  
**Fuente:** (RUBIO, 2013)

#### 4.10.9. Cálculo de vanos.

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

##### 4.10.9.1. Vano regulador.

La longitud del vano regulador, si los apoyos se encuentran al mismo nivel se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=0}^n a_i}} \quad \text{Ec. 74}$$

Donde:

$a_r$  = Vano regulador [m].

$a$  = Longitud del vano medido en la dirección longitudinal [m].

##### 4.10.9.2. Vano máximo.

El vano máximo permitido es el mínimo vano comprendido entre el vano máximo por péndulo y el vano máximo por altura de la estructura.

##### 4.10.9.3. Vano máximo por péndulo.

La flecha es función del vano y de los parámetros de cada hipótesis de diseño. Por consiguiente, es posible determinar la máxima flecha que permite conservar la distancia mínima entre conductores y posteriormente calcular el vano máximo por péndulo. Para que el vano máximo por péndulo sea permitido, la distancia obtenida debe ser menor o igual a la distancia real entre conductores, en la Tabla 13 se describe los coeficientes de oscilación por viento.

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

**Ec. 75**

Donde:

D= Separación entre conductores en la misma estructura, en [m].

K= Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento.

f = Flecha máxima, en [m].

$\lambda$  = Longitud de la cadena de aisladores en suspensión, en [m].

Para estructuras de retención  $\lambda$  es cero.

U= Tensión nominal de la línea en [kV].

**Tabla 13.** Coeficientes de oscilación por viento.

ÁNGULO DE OSCILACIÓN	VALORES DE K	
	LÍNEAS 3° CATEGORÍA	LÍNEAS 1° Y 2° CATEGORÍA
Superior a 65°	0,65	0,70
Comprendido entre 40° y 65°	0,60	0,65
Inferior a 40°	0,55	0,60

**Fuente:** (EBSA, 2014)

- Primera categoría: Las de tensión nominal inferior a 220 kV y superior a 66 kV.
- Segunda categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 66 kV y superior a 30 kV.
- Tercera categoría: Las de tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

#### 4.10.9.4. Vano máximo permitido por la altura de la estructura

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

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

**Ec. 76**

#### 4.11. Distancias de seguridad entre vanos y personas

Los conductores serán colocados sobre apoyos con altura necesaria de forma tal que no puedan ser accesibles sin medios especiales desde el suelo, viviendas ni otros lugares generalmente accesibles a las personas y, la distancia al suelo del conductor se determina utilizando:

$$\text{Altura mínima} = 5,3\text{m} + \left(\frac{v}{150}\right)\text{m}$$

**Ec. 77**

Donde:

v= Voltaje en [kV].

La altura de las estructuras será la necesaria para que los conductores con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de 6 m. En las simulaciones anexas se incluye el cálculo de la flecha del conductor con la hipótesis de flechas máximas bajo la acción del viento sobre los conductores.

#### **4.12. Distancia entre fases.**

La distancia mínima admisible entre fases en el centro del vano será calculada de acuerdo a la siguiente expresión:

$$a = k \sqrt{f_c + L_c + A}$$

**Ec. 78**

Donde:

a = Separación entre conductores [m].

k = 0,75 para separación vertical y 0,65 para separación horizontal.

f<sub>c</sub> = Flecha final del conductor en metros calculada a 45° C y sin viento, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructura.

L<sub>c</sub> = Longitud de la cadena de aisladores en metros.

A = Separación mínima en medio vano: 1,53 metros para la zona 1

La forma de calcular la distancia entre conductores que utiliza el programa DLTCAD de ABS ingenieros Perú, a utilizarse para el análisis del presente proyecto es:

$$H = 0,00762 \times kV + F_c \times \sqrt{S_f \times 0,3048} + l_i \times \sin(\phi_{\max})$$

**Ec. 79**

Donde:

H = Separación Horizontal entre fases en [m].

kV = Voltaje de línea en miles de [Voltios].

F<sub>c</sub> = Factor de Experiencia.

$S_f$  = Flecha final del conductor a 16 °C, sin carga, en metros.

$l_i$  = Longitud del Aislador.

$\phi_{max}$  = Ángulo máximo de balanceo del aislador.

El factor de experiencia varía según:

$F_c = 1,15$  Para zonas de carga ligera.

$F_c = 1,20$  Para zonas de carga media.

$F_c = 1,15$  Para zonas de carga pesada.

#### 4.13. Distancia entre conductor y cables guardia

La distancia mínima admisible en el centro del vano será igual a la especificada anteriormente para la distancia entre fases.

#### 4.14. Distancias mínimas del conductor al suelo.

Según National Electrical Safety Code, ANSI C2 versión 2002, las alturas de seguridad normalizadas del conductor al suelo son las descritas en la Tabla 14.

**Tabla 14.** Distancias mínimas del conductor al suelo

DESCRIPCIÓN	DISTANCIA
Cruce con líneas férreas	10 m
Cruce de ríos	7 m
Vías de primer orden	9 m
Terrenos transitados y vías de segundo orden	8 m
Terreno normal en áreas rurales:	7,5 m
Terreno de difícil acceso:	7 m

Fuente: National Electrical Safety Code, ANSI C2 versión 2002

#### 4.15. Distancias mínimas en los cruces con líneas existentes

En el cruce con otras líneas eléctricas se situará a mayor altura la de tensión más elevada y en caso de igual tensión, la que se instale con posterioridad. Se procurará que el cruce se efectúe en la proximidad de una de las estructuras de la línea más elevada, pero la distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de la estructura de la superior no será menor de:

$$D_{CL} = 1,5 + \left( \frac{V_{ff}}{150} \right)$$

**Ec. 80**

Donde:

$D_{CL}$  = Es la distancia mínima en los cruces con líneas existentes

V<sub>ff</sub> es la tensión nominal en kV de la línea inferior y considerándose los conductores de la misma en su posición de máxima desviación bajo la acción de la hipótesis de viento. En el cálculo la distancia mínima vertical con conductores del mismo circuito sería 1,96.

La mínima distancia vertical entre los conductores de ambas líneas en las condiciones más desfavorables, no debe ser menor a:

$$1,5 + \frac{V_{ff} + L1 + L2}{100} \text{ [m]} \quad \text{Ec. 81}$$

En la que L1 es la longitud en metros entre el punto de cruce y la estructura más próxima de la línea superior, L2 es la longitud en metros desde el punto de cruce y la estructura más próxima de la estructura inferior.

Se considera que la línea inferior está a la temperatura ambiente y para la línea superior la flecha máxima final corresponde a la condición de transmisión de la potencia de emergencia de la línea.

#### 4.16. Distancias mínimas horizontales

Las distancias mínimas horizontales desde las estructuras a ser ubicadas para la línea de transmisión a 69 kV, con respecto a caminos y otros son las que a continuación se señalan en la Tabla 15.

**Tabla 15.** Distancias mínimas horizontales

DESCRIPCIÓN	DISTANCIA
Canales de regadío	6 metros
Caminos de segunda importancia	25 metros del centro de la vía
Líneas a 13,8 kV	25 m. de las estructuras o conductores
Ríos sin peligro de socavación	50 metros

Fuente: (Loor, 2013)

La distancia horizontal será medida desde el centro de la estructura al punto más próximo de obstáculo señalado.

#### 4.17. Aproximación con árboles

La distancia entre partes bajo tirantez y árboles ubicados debajo y lateralmente a la línea, en los cuales existe el suceso de escalamiento por trabajos de aprovechamiento (por ejemplo, frutales), corresponden lograr por lo menos a 3,7 metros con conductores inclinados con viento.

La distancia entre las partes bajo tensión de la línea y árboles puestos por encima y lateral a la línea, en los cuales no exista la posibilidad de acceso por trabajos de explotación, debe lograr por lo menos los siguientes valores: 2,7 metros para árboles

Debajo y conductores no inclinados, 1,2 metros para árboles al costado y conductores oblicuos.

#### **4.18. Distancia mínima a edificaciones**

Según la Ordenanza 3457 del Honorable Consejo Metropolitano de Quito del 2003, todo tipo de construcción y/o edificación deberá mantener una separación mínima de 6 m., sea horizontal o vertical, al conductor más cercano de la línea o a su predominio al suelo, hacia cualquier punto ACCESIBLE del edificio.

Se encaminará así mismo en los contextos más perjudiciales el almacenar la anterior distancia en proyección horizontal, entre los conductores de la línea y los edificios y edificaciones inmediatas. (Loor, 2013)

##### **4.18.1. Vano crítico.**

El vano crítico se calcula mediante la ecuación (EBSA, 2014):

$$a_c = t_{\max} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_A - \theta_B)}{w_A^2 - w_B^2}} \quad \text{Ec. 82}$$

Donde:

$a_c$  = Vano crítico, en [m].

$t_{\max}$  = Tensión mecánica de operación máxima del conductor, en [kg/mm<sup>2</sup>].

$\alpha$  = Coeficiente de dilatación del conductor, en [°C<sup>-1</sup>].

$\theta_A$  = Temperatura de hipótesis de máxima velocidad de viento, en [°C].

$\theta_B$  = Temperatura de hipótesis de temperatura mínima, en [°C].

$w_A$  = Peso aparente de hipótesis de máxima velocidad de viento, en [°C].

$w_B$  = Peso aparente de hipótesis de temperatura mínima, en [°C].

##### **4.18.2. Vano peso**

Conocido también como gravivano, permite determinar los esfuerzos verticales que los pesos aparentes de los conductores transmiten a las estructuras. Se calcula mediante la ecuación 80.

$$a_g = a_{g1} + a_{g2}$$

**Ec. 83**

Donde:

$a_g$  = Vano peso del conductor, en [m].

$a_{g1}$  = Longitud en m, desde la estructura hasta el vértice del vano anterior.

$a_{g2}$  = Longitud en m, desde la estructura hasta el vértice del vano posterior.

#### 4.18.3. Vano viento

Conocido también como eolovano, la Figura 17 nos demuestra como calcular el esfuerzo transversal que se transmite a las estructuras debido al efecto del viento sobre los conductores, se calcula mediante:

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

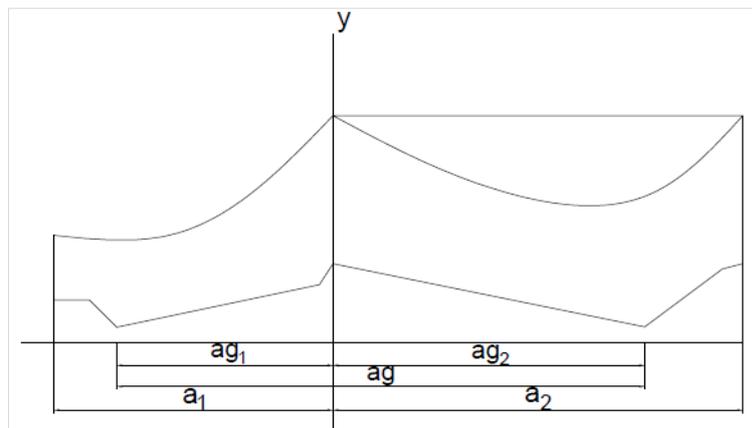
**Ec. 84**

Donde:

$a_v$  = Longitud del vano viento medido en dirección longitudinal, en [m].

$a_1$  = Longitud en m del vano anterior al apoyo medido en dirección longitudinal.

$a_2$  = Longitud en m del vano posterior al apoyo medido en dirección longitudinal.



**Figura 17.** Gravivano y eolovano.

**Fuente:** Autor

#### 4.18.4. Plantillado

Consiste en definir la ubicación y el tipo de estructura atendiendo a las condiciones topográficas del terreno y las distancias de seguridad a conservar entre éste y los conductores.

#### **4.18.5. Selección de la ruta**

En caso de rutas cercanas a edificaciones o vías, la línea debe proyectarse y ubicarse a las distancias mínimas determinadas en el RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) para evitar obstáculos con futuras aumentos de las mismas. El levantamiento topográfico de la ruta se debe ejecutar teniendo en cuenta tipos de construcción y demarcando detalles localizados en los alrededores de la línea. (EBSA, 2014)

#### **4.18.6. Proceso de plantillado**

En el proceso de plantillado es necesario tener un inventario de estructuras a utilizar junto con la plantilla que contiene las curvas de temperatura máxima, distancia mínima al terreno, pie de apoyos y temperatura mínima en un material de larga estabilidad y óptima limpidez que acceda el trabajo sobre los planos de perfil del terreno.

En este proceso se debe eliminar toda contingencia de esfuerzos por levantamiento a los que esté solicitada cualquier estructura. Por lo tanto, las escalas y formato de los planos, así como los detalles se mostrarán a continuación en la presente norma.

#### **4.18.7. Cálculo de flechas.**

El cálculo de flechas se realiza para las hipótesis de diseño de temperatura máxima y temperatura mínima, como se indica en las ecuaciones.

#### **4.18.8. Curvas de tendido.**

Con el fin de lograr una extensa gama de valores mecánicos y flechas en los contextos de montaje, para varios vanos reguladores presentes en la línea, se evalúa la ecuación de cambio de estado para valores de temperaturas alcanzados entre el máximo y mínimo, con el fin de conseguir valores sujetos a contextos climatológicos y capacidad de operación del personal humano con momentos de 5°C y los vanos reguladores se toman entre el mínimo y máximo aceptable presente en la línea con períodos de cada 10 m.

### **4.19. Esfuerzos**

Los esfuerzos en las estructuras, conductores y anexos se determinan mediante la aplicación de la NSR-98 (Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente) y la referencia de los cuadros o mapas de valores climatológicos emitidos por el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales). (NSR-98, 199) (IDEAM, s.f.)

#### 4.19.1. Generalidades.

Las estructuras están sometidas a esfuerzos indestructibles, aventurados y originales por tanto acuerdan ser competentes para aguantar y al mismo tiempo valer de respaldo para las ordenaciones contiguos en caso tal que alguna de ellas colapse.

#### 4.19.2. Esfuerzos debidos al viento

Son causados por la presión del viento en dirección normal al espacio de la organización, crucetas, conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes, anexos y otros equipos. El cálculo de esfuerzos correspondidos al viento se debe ejecutar mediante el estudio completo referenciado en la NSR-98.

$$V_s = V \cdot S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \quad \text{Ec. 85}$$

$$q = 0,0048 \cdot V_s^2 \cdot S_4 \quad \text{Ec. 86}$$

Donde:

$V_s$  = Velocidad de viento de diseño [km/h].

$V$  = Velocidad de viento básico o velocidad máxima de viento [km/h].

$S_1$  = Coeficiente de topografía, véase la Tabla 16.

$S_2$  = Coeficiente de rugosidad del terreno, véase la Tabla 17.

$S_3$  = Coeficiente del grado de seguridad y vida útil.

$S_4$  = Coeficiente de la variación de la densidad del aire, véase Tabla 18.

$q$  = Presión dinámica del viento [kg/m<sup>2</sup>].

**Tabla 16.** Coeficiente de topografía  $S_1$

TOPOGRAFÍA	VALOR DE $S_1$
(a) Todos los casos excepto los dados en (b) y (c)	1,0
(b) Laderas y cimas montañosas muy expuestas en donde se sabe que el viento se acelera, y valles donde debido a su forma se concentra el viento.	1,1
(c) Valles encerrados protegidos de todo viento.	0,9

**Fuente:** (EBSA, 2014)

**Tabla 17.** Clasificación del terreno

Rugosidad 1	Campos abiertos sin obstrucciones.
Rugosidad 2	Campos abiertos con vallas.
Rugosidad 3	Campos con muchas vallas, pueblos o afueras de ciudades.
Rugosidad 4	Zonas grandes y frecuentes obstrucciones como centros de ciudad.

**Fuente:** (EBSA, 2014)

Según la clasificación por seguridad y vida útil, las NSR-98 asignan un valor, el cual será siempre constante para edificaciones, estructuras y elementos de ocupación especial diseñados para prestar servicios indispensables esenciales o de atención a la comunidad, dicho valor para el coeficiente de seguridad y vida útil es 1,05. (EBSA, 2014), ver la

Anexo 7 Coeficiente de rugosidad: terreno, tamaño de la estructura y altura sobre el terreno.

Tabla 41 Anexo 7.

**Tabla 18.** Coeficiente de variación de la densidad del aire  $S_4$

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR (m)	$S_4$
0	1,00
500	0,94
1 000	0,88
1 500	0,83
2 000	0,78
2 500	0,73
3 000	0,69

**Fuente:** (EBSA, 2014)

#### **4.19.3. Distancias de seguridad de conductores a edificaciones**

Para el diseño de redes de distribución es necesario cumplir con las distancias de seguridad establecidas para cada uno de los casos que se puedan presentar dentro del alcance del diseño.

Las distancias de seguridad son los valores mínimos de separación que deben tener los conductores y partes energizadas de una estructura, con respecto a construcciones civiles y otros conductores, para cumplir con las siguientes funciones:

- Dificultar el contacto entre personas y circuitos o equipos energizados.
- Impedir que las redes de un distribuidor entre en contacto con ellas mismas o con redes de otro y con la propiedad pública o privada.

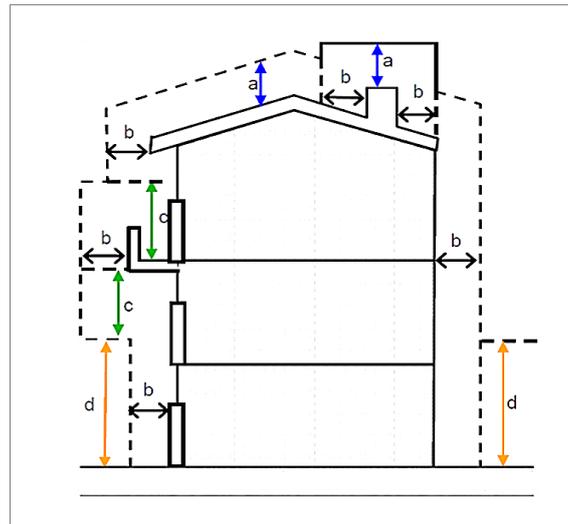
Todas las distancias de seguridad se deben medir desde las superficies de los conductores o elementos energizados y se deberá cumplir esta distancia tanto vertical como horizontalmente. Las distancias de seguridad se encuentran establecidas.

#### **4.19.4. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.**

En zonas con edificaciones las distancias mínimas de seguridad se presentan en la

Anexo 8 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

**Tabla 42** del Anexo 8 y para una mejor interpretación de estas distancias se presenta la Figura 18.



**Figura 18.** Distancias de seguridad en zonas con construcciones.  
Fuente: (RETIE., 2008)

#### 4.19.5. Distancias verticales de seguridad ( $D_v$ )

En la Tabla 19 se muestran las distancias verticales en función del voltaje, para conductores y partes rígidas energizadas.

**Tabla 19.** Distancias mínimas de seguridad vertical de conductores adyacentes, no adheridos a edificaciones.

Distancias(m) \ Voltaje (V)	Conductores		Partes rígidas energizadas no protegidas (Barras)	
	0 a 750 V	750 V-22 kV	0 a 750 V	750V-22kV
Vertical arriba o abajo de techos o proyecciones no accesibles a personas.	3,2	3,8	3,0	3,6
Vertical arriba o abajo de techos, cornisas y balcones, fácilmente accesibles a personas.	3,5	4,1	3,4	4,0

Fuente: (Arconel, 2018)

Para voltajes mayores a 22 kV, las distancias de seguridad especificadas en la Tabla 3 se deberán incrementar 0,01 m por cada kV en exceso de 22 kV, y realizar una corrección de 3% por cada 300 m de altura, a partir de los 1000 m sobre el nivel del mar. Para tal efecto se aplicará la siguiente formula:

$$D_v = D_0 + [0,01x(V_n - 22)]x ( 1 + 0,01xf_c) \quad \text{Ec. 87}$$

Donde:

$D_v$ = Distancia Vertical.

$D_o$  = Distancia vertical de seguridad indicada en la Tabla 22.

$V_n$  = Voltaje fase-fase nominal del conductor.

$f_c$  = Factor de corrección a partir de los 1000 m sobre el nivel del mar.

Donde  $f_c = 0$  si es menor a 1000 msnm;  $f_c = 3$  desde 1000 msnm hasta 1300 msnm,

$f_c = 6$  desde 1300 msnm hasta 1600 msnm y, así sucesivamente, por cada 300 m.

#### 4.19.6. Distancias horizontales de seguridad ( $D_H$ )

**Tabla 20.** Distancias de seguridad horizontal de conductores energizados en reposo a objetos y edificaciones.

Voltaje de la línea	Distancia de seguridad horizontal, de conductores en reposo (m)
0 a 750 V	1,7
750 V A 22 kV	2,3
Mayores a 22 kV	$H_R = 2,3 + 0,01x(V-22)$ Donde V se encuentra en kV

**Fuente:** (Arconel, 2018)

La Tabla 20 describe las distancias mínimas de seguridad horizontal de conductores energizados en reposo a edificios, anuncios publicitarios, carteleras, chimeneas, antenas de radio y televisión, tanques y otras instalaciones excepto puentes

**Tabla 21.** Distancias mínimas de seguridad de conductores energizados a objetos y construcciones.

Voltaje de la línea	Distancia de seguridad horizontal $H_R$ (Figura 23), de conductores en reposo (m)
0 a 750V	1,1
750V A 22kV	1,4
Mayores a 22kV	$H_R = 1,4 + 0,01x(V-22)$ Donde V se encuentra en kV

**Fuente:** (Arconel, 2018)

La Tabla 21 detalla las distancias mínimas de seguridad de conductores energizados a edificios, anuncios, carteles, chimeneas, antenas de radio y televisión y otras instalaciones, bajo viento.

Para el caso de instalaciones de avisos publicitarios, letreros giratorios u otros similares, el propietario deberá coordinar, con el titular de la línea involucrada, el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad.

#### 4.19.7. Distancia de conductores a otras estructuras de soporte

Los espacios libres de conductores eléctricos que pasen próximos a otras estructuras de soporte, tales como estructuras de soporte de señales de tráfico, estructuras de iluminación vial, deben estar separados de cualquier parte de esas estructuras por distancias no menores, las cuales se encuentran en la Tabla 22

**Tabla 22.** Distancias de seguridad de conductores a otras estructuras de soporte

DISTANCIA	CON VIENTO		SIN VIENTO
Horizontal (m)	$0 \leq V \leq 750$ V	$750 < V \leq 22 \text{ kV}$	$0 \leq V \leq 50 \text{ kV}$
	1,1	1,4	1,5
Vertical (m)	$0 < V \leq 22 \text{ kV}$		$0 \text{ kV} \leq V \leq 50 \text{ kV}$
	1,4		1,7

**Fuente:** (Arconel, 2018)

#### 4.19.8. Distancia de los conductores al terreno.

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

$$D_T = 5,3 + \frac{U}{150} \text{ m, con un mínimo de 6m}$$

**Ec. 88**

Donde:

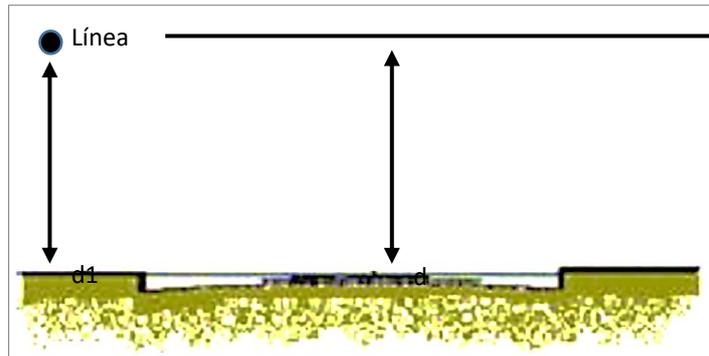
U = Tensión en [kV].

Por tanto, para una tensión de 20kV el conductor deberá quedar a la mínima altura de 6m. esto significa que la altura de engrape ( $H_{eng}$ ) del conductor más bajo será:

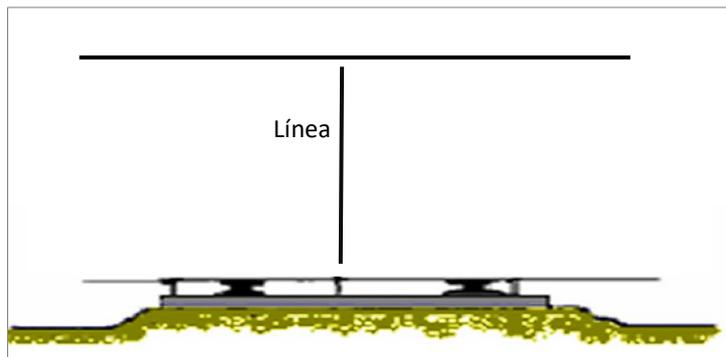
$$H_{eng} = 6\text{m} + \text{flecha máxima prevista}$$

**Ec. 89**

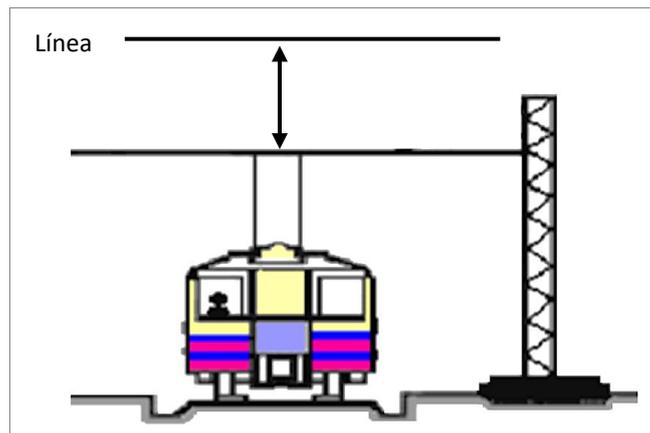
En la Figura 19, Figura 20 y Figura 21 se muestra, el cruzamiento de carreteras y ferrocarriles sin electrificar, la distancia mínima sobre la rasante de la carretera o sobre la cabeza de los carriles, ha de ser de 7m.



**Figura 19.** Distancias mínimas de seguridad en cruces con carreteras  
**Fuente:** (RETIE., 2008)



**Figura 20.** Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles no electrificados  
**Fuente:** (RETIE., 2008)



**Figura 21.** Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles electrificados  
**Fuente:** (RIETE, 2008)

#### **4.19.9. Distancia entre conductores y apoyos.**

Es una de las distancias que más hay que cuidar desde el punto de vista de la seguridad. La separación mínima entre conductores y sus accesorios en tensión, y los apoyos, no será inferior a:

$$D_A = 0,1 + \frac{U}{150} \text{ m, con un mínimo de } 0,2\text{m}$$

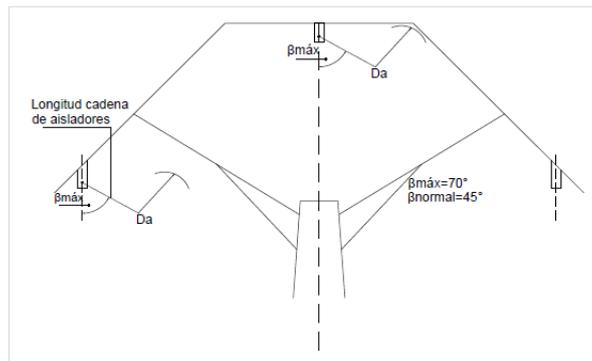
**Ec. 90**

Cuando el conductor vaya montado en cadena de suspensión, resultará ser el valor dado por la fórmula anterior, pero a los conductores se les considerará desviados bajo una acción del viento; esto es, el ángulo de oscilación, que hay que considerar será:

$$\beta = \text{artg} \left( \frac{pv}{2p} \right)$$

**Ec. 91**

Si bien el valor de  $\beta$  que usualmente se toma es de  $45^\circ$ , y de forma excepcional, en lugares de vientos elevados y frecuentes,  $70^\circ$ . La Figura 22 muestra la distancia de forma gráfica. (Camarero, 1999)



**Figura 22.** Distancia entre conductores y apoyos  
**Fuente:** Autor

## 5. Metodología

### 5.1. Materiales.

En el desarrollo del presente proyecto se empleará los siguientes recursos y materiales:

- Recursos humanos:
  - Tutor de proyecto de tesis.
- Recursos bibliográficos:
  - Libros de cálculo mecánico para líneas de media tensión.
  - Manuales de cálculo para redes eléctricas de media tensión.
  - Normativa de EERSSA
- Recursos de oficina:
  - Equipos computacionales.
  - Softwares:
    - Paquete Office.®
    - AutoCAD.®
- Los recursos necesarios para desarrollar el presente trabajo, están comprendidos en la bibliografía utilizada como: normativas, manuales de cálculo, libros de redes de media tensión, estadísticos para realizar hojas de cálculos, En la Tabla 24 se detallan los principales recursos a utilizar.

**Tabla 23.** Recursos para el desarrollo del proyecto

ELEMENTOS	DESCRIPCIÓN
Perfil topográfico de la línea de media tensión tramo Yanacochoa- Virgenpamba	Planos de tendido de los conductores.
Softwares.	Excel®. AutoCAD®.

Fuente: Autor

El perfil topográfico y la planimetría proporcionados por la EERSSA permiten obtener las distancias entre vanos y la fecha máxima del conductor.

AutoCAD® en su versión académica 2019, se emplea para generar el plano de tendido eléctrico correspondiente al caso de estudio que se va a desarrollar con la metodología propuesta.

Excel® 2019 se utiliza para realizar hojas de cálculo, para determinar parámetros resistencia mecánica.

## **5.2. Métodos.**

La metodología propuesta para desarrollar el presente proyecto es la siguiente:

### **5.2.1. Revisión de bibliografía.**

Recopilar la bibliografía referente a cálculo de tendido eléctrico, normas de nacionales e internacionales de tendido eléctrico, los parámetros de estudio son: fuerza ejercida del viento sobre líneas de transmisión, influencia de la temperatura en la resistencia mecánica, esfuerzos ejercidos por los conductores en los postes, ecuación de cambio de estado, metodologías de cálculo de resistencia mecánica en las estructuras.

### **5.2.2. Clasificación de información.**

Clasificar la información a utilizar en el cálculo mecánico de redes eléctricas de media tensión.

### **5.2.3. Determinación de los parámetros requeridos en el proceso de cálculo.**

Caracterizar los parámetros de cálculo implícitos en diseño de redes de media tensión, extraer las expresiones matemáticas utilizadas en los diferentes documentos bibliográficos.

### **5.2.4. Formulación de la metodología a proponer.**

Integrar las ecuaciones de cálculo, y emplear las normativas vigentes.

Considerar las restricciones, recomendaciones, factores y coeficientes de cálculo establecidos para el diseño de redes de media tensión.

### **5.2.5. Descripción de la guía de cálculo a proponer.**

Elaborar una guía de cálculo, donde se describa secuencialmente los pasos a seguir para realizar cálculos mecánicos de conductores en el diseño de redes de media tensión.

## 6. Resultados

### 6.1. Generalidades.

La guía de cálculo propuesta consiste en una serie de pasos a seguir, la descripción de la misma detalla los factores y coeficientes de cálculo recomendados, en diferentes normativas vigentes.

### 6.2. Guía de cálculo.

Esta metodología es un proceso que fusiona varias formas, métodos, reglamentos y normas preestablecidas, siendo necesario concatenar adecuadamente cada una de sus etapas hasta conseguir una guía de cálculo que sea eficaz, versátil y fiable.

La bibliografía referencial empleada comprende: (EERSSA, 2012) (Empresa Eléctrica Regional SA), (EBSA, 2014) (ARCONEL, 2018) (CNEL EP., 2015) (ETAPA-EP, 2017) (Alulema & González, 2011) (CENTELSA, 2017) (EP., 2015), también textos de redes eléctricas de media tensión para el cálculo mecánico.

### 6.3. Metodología

Procedimiento.

#### 6.3.1. Datos preliminares.

Deben cubrir los siguientes aspectos:

Información referente a: requerimientos técnicos de los clientes, ubicación de cargas especiales, plano lotizado que contenga zona residencial, comercial, importancia de las calles, ubicación de otras instalaciones, nivel socioeconómico, ubicación geográfica.

- Plano de ubicación, de vías y división de la tierra.
- Ordenanzas aplicables sobre uso de la tierra y servicios públicos.
- Información que permita estimar la demanda de energía eléctrica y los usuarios
- Para fábricas tomar en cuenta la carga a instalarse.
- Información estadística de la población y su tasa de incremento anual
- Simbología, criterios técnicos, y escala de los planos y doblado de los mismos

#### 6.3.2. Descripción geográfica del lugar.

Detallar las coordenadas geográficas del lugar donde se construirá la red, esto permitirá determinar las condiciones ambientales y climáticas, también se puede determinar otros factores que se requieren en el cálculo mecánico de las redes.

### **6.3.3. Levantamiento del perfil topográfico.**

Consiste en determinar los trazos y delimitar los puntos, en que se cimentarán los postes, se describe la ruta del tendido de los conductores, y se determina las distancias entre poste y poste (vanos).

### **6.3.4. Parámetros de diseño**

#### **6.3.4.1. Ubicación de los vanos.**

Mediante el perfil topográfico se puede realizar la ubicación de las estructuras y obtener las longitudes de cada uno de los vanos.

#### **6.3.4.2. Selección preliminar del conductor.**

Los conductores a utilizarse en sistemas de distribución aéreos son por lo general, los ACSR. Los conductores se seleccionarán por capacidad de conducción de corriente, limitados por pérdidas y caídas de tensión. En el diseño de redes, en las cuales no existe aún conductor (redes rurales), se recomienda seguir el siguiente procedimiento:

Establecer la longitud en metros, de la sección desde los terminales del transformador hasta el extremo más alejado de la carga.

El calibre mínimo del conductor a utilizarse en sistemas de media tensión será el # 2 AWG, tipo ACSR.

#### **6.3.4.3. Caída de tensión.**

La caída de tensión se determina con el método de momento de potencia aparente de cada conductor para 1% de caída de tensión, para el cual se aplicarán los valores de kVA/km para media tensión (22 y 13,8 kV), para el factor de caída de voltaje ( $F_{fdv}$ ) se toma de la Anexo 9 Caída de tensión para líneas de 13.8 kV.

**Tabla 43.**

$$kV_{caída} = 0,01 * L_{red} * F_{fdv}$$

El voltaje de caída se determina considerando el número de conductores, tomando en cuenta las fases y neutro:

$$kV_{caída.total} = kV_{caída} * \#_{cond.}$$

Corresponde determinar el porcentaje de caída de tensión y verificar que se encuentra bajo el porcentaje máximo de la caída de tensión considerado desde el punto de salida de la

subestación hasta el transformador más alejado, para el área urbana es 3,5 % y para el área rural es 7,0 %. (EERSSA, 2012).

$$\%_{\text{caída}} = kV_{\text{caída.total}} / \text{Volt}_{\text{línea}}$$

#### 6.3.4.4. Configuración de circuitos y esquema de conexión

La configuración de los circuitos para las redes de media tensión, se relacionarán con la demanda de diseño, la tensión primaria y el tipo de instalación. En general, salvo casos especiales, se recomienda mantener las relaciones que se indican en la Tabla 24

**Tabla 24.** Configuración de circuitos de media tensión.

Término	Símbolo	CONFIGURACIÓN DE CIRCUITOS	
	Relación	MEDIA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
A	Subterránea	Trifásico	Trifásico
B	Subterránea o Aérea	Trifásico	Trifásico
C y D	Aérea	Trifásico o	Trifásico o
	Aérea	Monofásico	Monofásico
E	Aérea	Monofásico	Monofásico
F, G y H	Aérea	Monofásico	Monofásico

**Fuente:** (Autor)

Los esquemas de conexión se muestran en el Anexo 10.

#### 6.3.4.5. Cálculos mecánicos del cable.

Para el cálculo mecánico del conductor se define las características y condiciones de operación y factores incidentes en el primer vano.

Se determina el peso específico del conductor.

$$\gamma_{\text{cond}} = \frac{P_{\text{unit.cond}}}{S_{\text{total}}}$$

Se calcula la carga unitaria en el conductor por efecto del viento.

$$C_{\text{unit.viento}} = 0,004875 * V_{\text{viento}}^2 * D_{\text{cond}}$$

El factor de sobrecarga en el conductor.

$$C_{\text{sobrecarga}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{unit.cond}}^2 + C_{\text{unit.viento}}^2)}}{P_{\text{unit.cond}}}$$

Esfuerzo de tensión unitaria, en condicione iniciales del conductor.

$$T_1 = \frac{T_{rot}}{S_{cond} * 5}$$

El esfuerzo de tensión unitaria en condiciones finales del conductor se determina mediante la ecuación de cambio de estado.

#### 6.3.4.6. Descripción de la ecuación de cambio de estado.

Mediante esta ecuación se determina la tensión mecánica en condiciones finales, como ya se indicó anteriormente, empleando la ubicación de los puntos donde se realizará la cimentación de las estructuras de soporte y la obtención de todos los vanos correspondientes para cada uno de los estados.

$$T_2^2 \left[ T_2 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - T_1 + \frac{a^2 m_1^2 \omega^2 E}{24 T_1^2} \right] = \frac{a^2 m_2^2 \omega^2 E}{24}$$

Mediante la ecuación expuesta se debe realizar iteraciones hasta alcanzar la igualdad más aproximada se determina  $T_2$ , considerando el rango de incremento de temperatura en la zona de construcción, de acuerdo a la Tabla 25.

#### 6.3.4.7. Diseño Mecánico

Los valores de las tensiones y fechas para el tendido del conductor, así como también los parámetros para la obtención de las catenarias para los estados de máxima temperatura y mínima temperatura necesarios para el diseño de una línea, se logran obtener a partir de la resolución de la ecuación de cambio de estado.

En la elaboración del cálculo mecánico, se considerará que las tensiones de tendido del conductor no superen el 20% de su tensión a la rotura.

Para facilitar el cálculo mecánico, se ha procedido a su zonificación:

- **Zona 1**, considera las áreas comprendidas en una elevación sobre el nivel del mar inferior a los 1800 metros.
- **Zona 2**, las restantes áreas con una elevación superior a los 1800 metros.

Los siguientes criterios se deben considerar para la resolución de la ecuación de cambio de estado denotados en la Tabla 25.

**Tabla 25.** Condiciones para la resolución de la ecuación de cambio de estado

Criterio	Estado	Zona 1		Zona 2	
		Temperatura (°C)	Viento Máximo (km/h)	Temperatura (°C)	Viento Máximo (km/h)
I	Temperatura Mínima	5	--	-5	--
II	Máxima carga (viento)	15	50	5	60
III	Tensión de todos los días	25	--	15	--
IV	Temperatura máxima del conductor	55	--	45	--

Fuente: (EERSSA, 2012)

#### 6.3.4.8. Tensión del tendido del conductor.

Es el esfuerzo de tensión que soportará el conductor al estar sujetos en los postes.

$$T2 = D_{\text{cond}} * T_2$$

#### 6.3.4.9. Coeficiente de seguridad.

La relación entre la tensión de rotura del conductor y la tensión del conductor en condiciones finales:

$$C_{\text{seg}} = \frac{T_{\text{rot}}}{T_2}$$

Cálculo de la flecha en los vanos:

$$f = \frac{p_c a^2}{8T}$$

#### 6.3.4.10. Distancia entre la superficie del suelo y el conductor.

Se determina la distancia entre la superficie del suelo y el conductor, se considera 0,22 m como la distancia mínima de aislamiento en el aire para una tensión de hasta 24 Kv, según lo recomienda (EERSSA, 2012):

$$h_{\text{mín}} = 5,3 + D_{\text{mín-aire}}$$

#### 6.3.4.11. Cadena de aisladores. A

De acuerdo al aislador recomendado se calcula la longitud de la cadena de aisladores, tomando en cuenta que el voltaje de fase a fase.

$$\#_{\text{aisladores}} = \frac{V_{ff}}{10}$$

$$L_{\text{cadena.ais.}} = l_{\text{aislador}} * \#_{\text{aisladores}}$$

#### 6.3.4.12. Separación entre conductores.

Al tratarse de una red de media tensión a un voltaje menor a 30 kV se considera un valor de coeficiente de oscilación por viento  $k=0,65$ , y un coeficiente de voltaje de línea de  $k_{\text{línea}} = 0,75$

$$D_{\text{mín-conductores}} = k \sqrt{Fl + L_{\text{cad}}} + k_{\text{línea}} * D_{\text{mín-aire}}$$

#### 6.3.4.13. Cálculo del vano del vano regulador.

Se determina el vano regulador, esta longitud del vano se interpretaría como un vano que representa a todos los demás vanos, es importante considerar que el vano regulador se empleará para hacer los cálculos mecánicos, sin embargo, en el caso de las zonas de topografía irregular como la del sur del Ecuador el vano regulador sería aplicable en los casos en que las longitudes entre vanos sean lo suficientemente similares, ya que por la accidentada geografía hay distancias entre postes que duplican su longitud en relación a otros vanos.

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=0}^n a_i}}$$

#### 6.3.4.14. Tabla de tendido.

Para generar la tabla de tendido de conductor se debe considerar el rango de temperatura del ambiente según el tipo de estado de acuerdo al registro promedio de temperatura en los últimos 5 años para el lugar donde se proyectará la construcción de la red, se detallará la tensión mecánica del conductor en cada vano.

#### 6.3.4.15. Cálculo del esfuerzo útil del viento sobre el poste.

Se determinará el esfuerzo útil del conductor por efectos de la velocidad del viento en comparación con el esfuerzo a la rotura del poste.

$$P_{V1} = 0,0076 * v^2 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

Se calcula la profundidad de cimentación del poste.

$$H_e = \frac{H_p}{10} + 0,5 \text{ m}$$

Se determina la altura libre del poste.

$$H_l = H_p - H_e$$

Con ello se determina el centro de gravedad del poste.

$$H_g = (H_l/3) * [(2 * d_1 + d_2)/(d_1 + d_2)]$$

Luego se calcula la conicidad del poste.

$$C_o = (d_1 - d_2)/H_p$$

Momento debido a la carga del viento sobre el poste, aplicado sobre su centro de gravedad.

$$M_{vp} = P_{V_1} * \left[ (2 * d_1 + H_l * C_o) * \frac{H_l}{1} \right] * H_g$$

La presión del viento sobre el área circular.

$$P_{V_2} = 0,0048 * v^2 \quad \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

Momento debido a la carga del viento sobre otros elementos instalados

$$M_{cv} = P_{V_2} * \Sigma(A_{ev} * V_v * h_i)$$

Momento debido a los conductores por el ángulo de la línea (unidad).

$$M_{cv\alpha} = 2 * T_o * \text{sen}(\alpha/2) * \Sigma(h_i)$$

Momento debido a la carga del viento sobre los conductores (unidad).

$$M_{vc} = P_{V_2} * \Sigma(\phi_c * V_v * h_i)$$

Finalmente se calcula el esfuerzo útil del poste.

$$EU = (M_{cv} + M_{cv\alpha} + M_{vp} + M_{vc}) / (H_l - 0,2)$$

### 6.3.5. Caso de estudio.

#### 6.3.5.1. Descripción geográfica del lugar.

Para el desarrollo de este proyecto se consideró la red Yanacocha-Virgenpamba, esta se encuentra ubicado en el sector Noreste de cantón Loja aproximadamente a 2060 msnm. Latitud -3.91 Longitud 79,21.

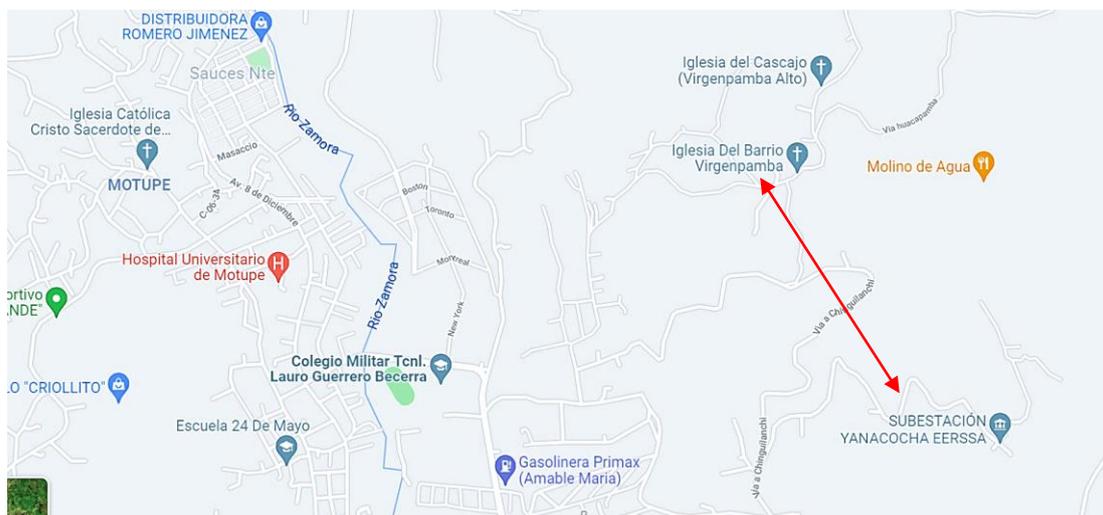
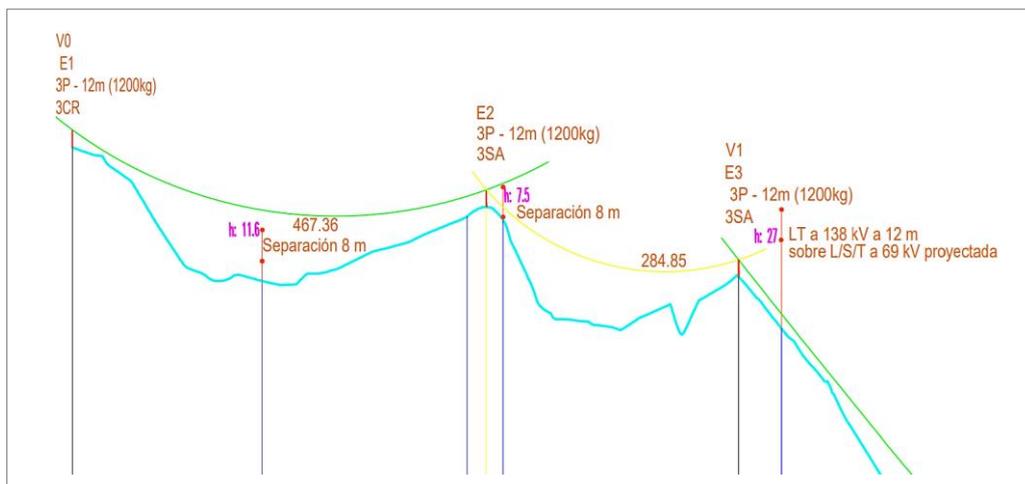


Figura 23. Ubicación geográfica del Perfil Yanacocha-Virgenpamba.  
Fuente. (Google maps)

#### 6.3.5.2. Análisis de la geografía del perfil Yanacocha-Virgenpamba.

En la Figura 23 se indica una sección del perfil topográfico en planta del sector por donde atraviesa el tendido eléctrico, también se describe el tendido de los conductores (flechas, vanos, etc.), el perfil topográfico es proporcionado por la EERSSA y que se utiliza para el diseño del alimentador primario, este alimentador tiene una longitud de 3,989 Km, en el Anexo 10 se expone los planos.



**Figura 24.** Sección del perfil topográfico línea 13.8 kV tramo Yanacocha –Virgen Pamba.

**Fuente:** Autor.

### 6.3.5.3. Ubicación de los vanos.

Mediante el perfil topográfico se determinó la ubicación de las estructuras y las longitudes de cada vano como se muestra en la Tabla 26.

**Tabla 26.** Longitud entre vanos.

ITEM	DENOMINACIÓN ENTRE POSTES	LONGITUD DEL VANO (m)
1	E1-E2	467,36
2	E2-E3	284,85
3	E3-E4	525,53
4	E4-E5	147,01
5	E5-E6	425,26
6	E6-E7	159
7	E7-E8	246,74
8	E8-E9	288,59
9	E9-E10	437,57
10	E10-E11	537,63
11	E11-E12	190,32
12	E12-E9	279,05
LONGITUD TOTAL DE LA RED		3989

**Fuente:** Autor.

### 6.3.5.4. Selección del conductor.

Al tratarse de una red de 13,8 kV se considera un conductor ACSR 1/0, la longitud de la red alcanza los 3989 m, el valor de  $F_{fdv} = 2,379$  se obtiene de la Anexo 9 Caída de tensión para líneas de 13.8 kV.

**Tabla 43.**

$$kV_{caída} = 0,01 * L_{red} * F_{fdv}$$
$$kV_{caída} = 0,01 * 3,989 \text{ Km} * 2,379 \frac{\text{kV}}{\text{Km}}$$
$$kVA_{caída} = 0,09489 \text{ kV}$$

La línea de estudio consta de 4 conductores, 3 fases y 1 neutro, por lo tanto, la caída de tensión es:

$$kV_{caída.total} = kV_{caída} * \#_{cond.}$$

$$kV_{caída.total} = 0,09489 \text{ kV} * 3$$

$$kV_{caída.total} = 0,28467 \text{ kV}$$

$$\%_{\text{caída}} = \text{kV}_{\text{caída.total}} / \text{Volt}_{\text{línea}}$$

$$\%_{\text{caída}} = 0,28467 \text{ kV} / (13,8 \text{ kV}) \% 100$$

$$\%_{\text{caída}} = 2,06\%$$

Le caída de tensión obtenida en el cálculo se encuentra bajo el porcentaje máximo de la caída de tensión considerado desde el punto de salida de la subestación hasta el transformador más alejado, para el área urbana es 3,5 % y para el área rural es 7,0 %. (EERSSA, 2012).

### 6.3.5.5. Cálculos mecánicos del cable.

Las características del conductor, condiciones de operación y factores incidentes en el primer vano, se describen en la Tabla 27 y Tabla 28.

**Tabla 27.** Detalles del conductor ACSR 1/0

CARACTERÍSTICA CONDUCTOR	RAVEN 1/0	UNIDADES
Código:	3	
Diámetro	10,11	mm
Sección total.	62,38	mm <sup>2</sup>
Peso unitario.	215,9	Kg/Km
Peso específico.	3,461 x 10 <sup>-3</sup>	Kg/(m * mm <sup>2</sup> )
Tensión de rotura.	1940	Kg
Carga unitaria de viento.	493	Kg/Km
Módulo de elasticidad final.	8000	Kg/mm <sup>2</sup>
Coefficiente de dilatación lineal	19,1 x 10 <sup>-6</sup>	1/°C
Coefficiente de sobrecarga.	2,49	

Fuente: Autor

**Tabla 28.** Parámetros de los vanos.

PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD
Longitud del vano	467,36	m
Velocidad del viento	60	Km/h
Nro. conductores de fase	3	
Temperatura	30	°C
Longitud de poste	12	m
Voltaje de línea	13,8	KV

Fuente: Autor

Se determina el peso específico del conductor, se tiene:

$$\gamma_{\text{cond}} = \frac{P_{\text{unit.cond}}}{S_{\text{total}}}$$

$$\gamma_{\text{cond}} = \frac{215,9 \frac{\text{Kg}}{\text{Km}} * \frac{1\text{Km}}{1000 \text{ m}}}{62,38 \text{ mm}^2}$$

$$\gamma_{\text{cond}} = 3,461 \times 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{m} * \text{mm}^2}$$

Se determina la carga unitaria en el conductor por efecto del viento:

$$C_{\text{unit.viento}} = 0,004875 * V_{\text{viento}}^2 * D_{\text{cond}}$$

$$C_{\text{unit.viento}} = 0,004875 \frac{h^2 \text{Kg}}{\text{mm} * \text{Km}^3} * \left(60 \frac{\text{Km}}{\text{h}}\right)^2 * 10,11 \text{ mm}$$

$$C_{\text{unit.viento}} = 177,43 \frac{\text{Kg}}{\text{Km}}$$

$$F_{v_{\text{cond}}} = (l_{\text{vano}} + V_{\text{sig}}) \frac{C_{\text{unit}}}{1000}$$

$$F_{v_{\text{cond}}} = (467,36 \text{ m} + 0) \frac{177,43 \text{ Kg/Km}}{1000 \frac{\text{m}}{1\text{km}}}$$

$$F_{v_{\text{cond}}} = 82,96 \text{ Kg}$$

Se determina el factor de sobrecarga en el conductor:

$$C_{\text{sobrecarga}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{unit.cond}}^2 + C_{\text{unit.viento}}^2)}}{P_{\text{unit.cond}}}$$

$$C_{\text{sobrecarga}} = \frac{\sqrt{((215,9 \text{ Kg/Km})^2 + (177,43 \text{ Kg/Km})^2)}}{215,9 \text{ Kg/Km}}$$

$$C_{\text{sobrecarga}} = 1,29$$

Esfuerzo de tensión unitaria, en condicione iniciales del conductor.

$$T_1 = \frac{T_{\text{rot}}}{S_{\text{cond}} * 5}$$

$$T_1 = \frac{1940 \text{ Kg}}{62,38 \text{ mm}^2 * 5}$$

$$T_1 = 6,21 \text{ Kg/mm}^2$$

El esfuerzo de tensión unitaria en condiciones finales del conductor se determina mediante la ecuación de cambio de estado.

### 6.3.5.6. Descripción de la ecuación de cambio de estado.

Se determina la tensión mecánica en condiciones finales, en la línea de estudio Yanacocha - Virgenpamba realizando la ubicación de los puntos donde cimentará las estructuras, la obtención de todos los vanos correspondientes para cada uno de los estados. En la Tabla 29 se muestran las tensiones mecánicas en cada uno de los conductores para cada uno de los vanos y estados.

$$T_1 = 6,21 \text{ Kg/mm}^2$$

$$\theta_1 = -5 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\theta_2 = 15 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$$\omega = 3,461 \times 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{m} * \text{mm}^2}$$

$$m_1 = 1$$

$$m_2 = 1$$

$$a = 467,36[\text{m}] \vee$$

$$E = 8000[\text{kg/mm}^2]$$

$$\alpha = 19,1 \times 10^{-6}[1/^\circ\text{C}]$$

Realizando las iteraciones hasta alcanzar la mejor aproximación se determina  $T_2$  para las temperaturas máxima y mínima establecida para la zona, (-5 a 45) se considera una temperatura inicial o de instalación de 15°.

#### Tensión en horas frías

$$T_2^2 \left[ T_2 + \alpha E(\theta_2 - \theta_1) - T_1 + \frac{a^2 m_1^2 \omega^2 E}{24 T_1^2} \right] = \frac{a^2 m_2^2 \omega^2 E}{24}$$

$$\left( 6,610244 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} \right)^2 \left[ 6,610244 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} + \left( 19,1 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}} \right) * 8000 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} (-5 - 15)^\circ\text{C} - 6,21 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} + \frac{(467,36 \text{ m})^2 \left( 3,461 \times 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{m} * \text{mm}^2} \right)^2 8000 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}}{24 \left( 6,21 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} \right)^2} \right] =$$

$$= \frac{(467,36 \text{ m})^2 \left( 3,461 \times 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{m} * \text{mm}^2} \right)^2 8000 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}}{24}$$

$$872,1376 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} = 872,1376 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$T_2 = 6,610244 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

#### Tensión de cada día

$$T_2^2 \left[ T_2 + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) - T_1 + \frac{a^2 m_1^2 \omega^2 E}{24 T_1^2} \right] = \frac{a^2 m_2^2 \omega^2 E}{24}$$

$$\left( 5,714833 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} \right)^2 \left[ 5,714833 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} + \left( 19,1 \times 10^{-6} \frac{1}{^\circ\text{C}} \right) * 8000 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} (45 - 15)^\circ\text{C} - 6,21 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} + \frac{(467,36 \text{ m})^2 \left( 3,461 \times 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{m} * \text{mm}^2} \right)^2 8000 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}}{24 \left( 6,21 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} \right)^2} \right] =$$

$$= \frac{(467,36 \text{ m})^2 \left( 3,461 \times 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{m} * \text{mm}^2} \right)^2 8000 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}}{24}$$

$$872,1378 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} = 872,1376 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

$$T_2 = 5,714833 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}$$

Se puede interpretar que  $T_{2(-5^\circ)} > T_{2(45^\circ)}$  ya que al momento de incrementar la temperatura el cable se dilatará generando mayor holgura entre los postes de sujeción, por lo tanto, la  $T_{2(45^\circ)}$  disminuye, por el contrario, al disminuir la temperatura el cable tiende a contraerse ocasionando mayor tensión  $T_{2(-5^\circ)}$

#### 6.3.5.7. Tensión del tendido del conductor.

$$T_2 = D_{\text{cond}} * T_2$$

$$T_2 = 62,38 \text{ mm}^2 * 6,610244 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} = 412,35 \text{ Kg}$$

$$\text{THF} < 22,4\% \text{Tr.}$$

$$412,35 \text{ Kg} < 22,4\% 1940 \text{ Kg} .$$

$$412,35 \text{ Kg} < 434,56 \text{ Kg} .$$

$$T_2 = D_{\text{cond}} * T_2$$

$$T_2 = 62,38 \text{ mm}^2 * 5,714833 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2} = 356,49 \text{ Kg}$$

$$\text{TCD} < 20\% \text{Tr.}$$

$$356,49 \text{ Kg} < 20\% 1940 \text{ Kg} .$$

$$356,49 \text{ Kg} < 388 \text{ Kg} .$$

#### 6.3.5.8. Coeficiente de seguridad.

La relación entre la tensión de rotura del conductor y la tensión del conductor en condiciones finales es:

$$C_{seg} = \frac{T_{rot}}{T2}$$

$$C_{seg} = \frac{1940 \text{ Kg}}{331 \text{ Kg}}$$

$$C_{seg} = 5,86$$

La flecha en el vano de 467,36 m.

$$Fl = \frac{3,461 \times 10^{-3} \frac{\text{Kg}}{\text{m} * \text{mm}^2} (467,36 \text{ m})^2}{8 * 5,867902 \frac{\text{Kg}}{\text{mm}^2}}$$

$$Fl = 16,1\text{m}$$

**Tabla 29.** Tensiones mecánicas en cada uno de los conductores para diferentes estados.

CÁLCULO DE TENSIONES PARA CADA UNO DE LOS ESTADOS EN DIFERENTES VANOS					
VANO	VANO SIGUIENTE	TENSIÓN (Kg) A TEMPERATURA DE 15°C			
		EI	EII	EIII	EIV
0	467,4	580	480	387	250
467,36	284,85	412	861	387	356
284,85	525,53	449	774	387	324
525,53	147,01	405	873	387	362
147,01	425,26	518	649	387	262
425,26	159	418	842	387	349
159	246,74	512	667	387	274
246,74	288,59	462	749	387	312
288,59	437,57	449	780	387	324
437,57	537,63	418	848	387	356
537,63	190,32	405	880	387	362
190,32	279,05	493	699	387	287
279,05	0	449	774	387	324

Fuente: Autor

### 6.3.5.9. Distancia entre la superficie del suelo y el conductor.

La distancia entre la superficie del suelo y el conductor, se considera 0,22 m como la distancia mínima de aislamiento en el aire para una tensión de hasta 24 kV, según lo recomienda (EERSSA, 2012):

$$h_{mín} = 5,3 + D_{mín-aire}$$

$$h_{mín} = 5,3 + 0,22 = 5,52\text{m}$$

### 6.3.5.10. Cadena de aisladores. A

De acuerdo al aislador recomendado se calcula la longitud de la cadena de aisladores, para el caso se considera aisladores tipo NEMA 52-6 recomendado por (EERSSA, 2012) tomando en cuenta que el voltaje de fase a fase  $V_{ff} = 13,8 \text{ kV}$  y  $V_{fn} = 7,967 \text{ kV}$ .

$$l_{\text{aislador}} = 146 \text{ mm}$$

$$\#_{\text{aisladores}} = \frac{V_{ff}}{7,967}$$

$$\#_{\text{aisladores}} = 1,73 \approx 2$$

$$L_{\text{cadena.ais.}} = l_{\text{aislador}} * \#_{\text{aisladores}}$$

$$L_{\text{cadena.ais.}} = 0,146 * 2 = 0,30 \text{ m}$$

### 6.3.5.11. Separación entre conductores.

Al tratarse de una red de voltaje menor a 30 kV se considera un valor de coeficiente de oscilación por viento  $k=0,65$ , y un coeficiente de voltaje de línea de  $k_{\text{línea}} = 0,75$

$$D_{\text{mín-conductores}} = k\sqrt{Fl + L_{\text{cad}}} + k_{\text{línea}} * D_{\text{mín-aire}}$$

$$D_{\text{mín-conductores}} = 0,65\sqrt{17,8\text{m} + 0,30\text{m}} + 0,75 * 0,22$$

$$D_{\text{mín-conductores}} = 2,94 \text{ m}$$

### 6.3.5.12. Cálculo del vano del vano regulador.

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=0}^n a_i}}$$

$$a_r = \sqrt{\frac{467,36^3 + 284,85^3 + 525,53^3 + 147,01^3 + 525,26^3 + 159^3 + 246,74^3 + 288,59^3 + 437,57^3 + 537,63^3 + 190,32^3 + 279,05^3}{467,36 + 284,85 + 525,53 + 147,01 + 525,26 + 159 + 246,74 + 288,59 + 437,57 + 537,63 + 190,32 + 279,05}}$$

$$a_r = 407,167 \text{ m}$$

### 6.3.5.13. Tabla de tendido

Se consideran diferentes temperaturas que varían entre 10 °C y 30 °C en Estado III y cuyos resultados se muestran en la Tabla 30, de acuerdo al registro promedio de temperatura dado por (Atlas, 2021) en los últimos 5 años las temperaturas oscilan entre 7 °C y 24 °C para la ciudad de Loja, también se detalla la tensión mecánica del conductor en cada vano. Estas

tensiones mecánicas corresponden a las tensiones de tendido de los conductores en el proceso de construcción de la red eléctrica y que deben verificarse mediante el uso de un dinamómetro.

**Tabla 30.** Valores de la tensión mecánica del conductor para el Estado III

TENSIÓN (kg) DEL TENDIDO DEL CONDUCTOR ACSR 1/0 AWG - ESTADO III (EIII) ZONA 2											
VANO (m)	TEMPERATURA EN °C										
	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30
0	437	418	399	381	362	343	318	299	281	262	250
467,36	393	393	387	387	387	384	381	381	374	374	374
284,85	399	393	393	387	381	374	368	368	362	356	356
525,53	393	393	387	387	387	381	381	381	381	374	374
147,01	418	405	393	381	374	362	349	343	331	324	318
425,26	393	393	387	387	387	381	381	374	374	374	368
159	418	405	393	381	387	362	356	343	337	331	318
246,74	405	399	393	387	381	374	368	362	356	349	343
288,59	399	393	393	387	381	374	368	368	362	356	356
437,57	393	393	387	387	387	381	381	374	374	374	368
537,63	393	393	387	387	387	381	381	381	381	374	374
190,32	412	399	393	387	374	368	362	349	343	337	331
279,05	399	399	393	387	381	374	368	368	362	356	349

Fuente: Autor

#### 6.3.5.14. Cálculo del esfuerzo útil del viento sobre el poste.

En la Tabla 31 se indican los valores calculados del esfuerzo útil del conductor por efectos de la velocidad del viento en comparación con el esfuerzo a la rotura del poste. El esfuerzo mecánico del poste es determinado mediante la aplicación de momentos usando la fuerza del viento que pega en el conductor en forma transversal a diferentes alturas según el tipo de estructura adoptada.

**Tabla 31.** Datos del esfuerzo útil del conductor sobre el poste

ESFUERZO UTIL DEL VIENTO SOBRE EL POSTE (kg)								
Vano	ESFUERZO UTIL (kg)	Tipo de poste				Flecha Máxima (m)	Distancia de seguridad entre conductores (m)	Numero de postes por estructura
		Longitud (m)	Tipo de estructura	Fuerza del viento sobre el conductor	Carga a la rotura (kg)			
0	513,6	12	3CR	115,2	1200	0	0,5	1
467,4	777	12	3CA	185,4	1200	16,1	3	3
284,9	830,7	12	3CP	199,7	1200	6,4	1,9	2
525,5	703,3	12	3CP	165,7	1200	20,2	3,4	3
147	610,6	12	3CP	141	1200	1,9	1,1	1
425,3	621,7	12	3CP	144	1200	13,5	2,8	3
159	456,6	12	3CP	100	1200	2,3	1,2	1
246,7	576,4	12	3CP	131,9	1200	4,9	1,7	2
288,6	752,8	12	3CA	179	1200	6,6	1,9	2
437,6	983,1	12	3CP	240,3	1200	14,3	2,9	3

537,6	754,5	12	3CA	179,4	1200	21,2	3,5	3
190,3	515,5	12	3CA	115,7	1200	3,1	1,3	2
279,1	339,5	12	3CP	68,8	500	6,1	1,9	2

Fuente: Autor

En la Figura 24 se muestra una sección del perfil topográfico en corte de la línea de subtransmisión a 13,8 kV tramo s/e Yanacocha – s/e Virgen Pamba, en el Anexo 11 se expone los planos.

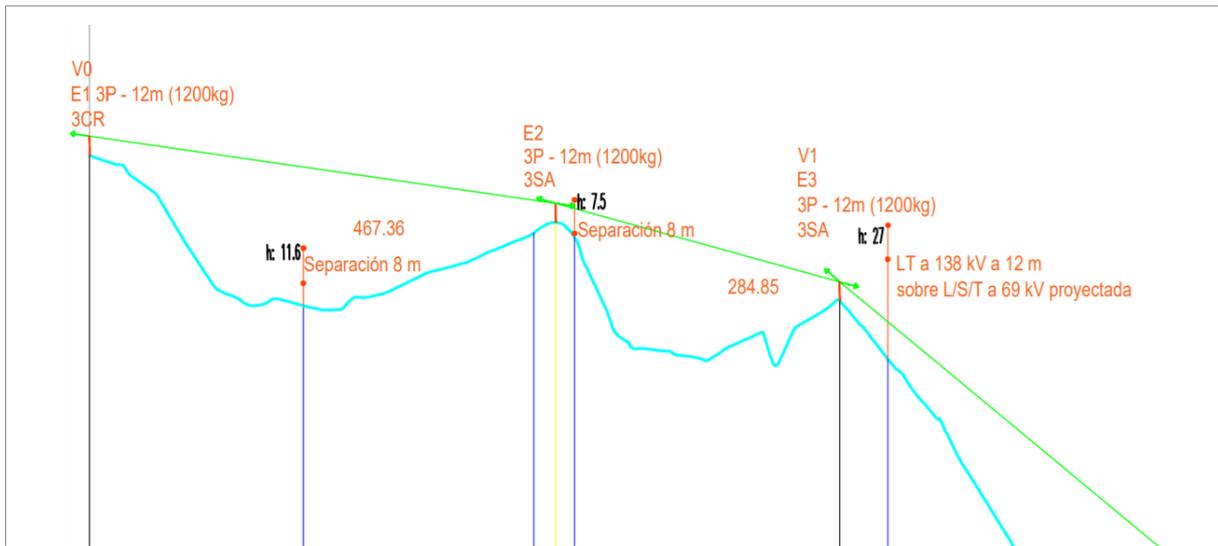


Figura 25. Línea de 13,8 kV tramo Yanacocha -Virgen Pamba, perfil topográfico en corte.

Fuente: El Auto

## 7. Discusión

En el presente proyecto se formuló una metodológica para el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión, la bibliografía base empleada fue la normativa de diseño de redes eléctricas establecida por la EERSSA, (2012). La construcción de las redes de distribución de media y baja tensión están bajo la responsabilidad de las empresas eléctricas de distribución, en este contexto algunos de los procedimientos de cálculo aplicados se solventan de forma empírica y otros mediante hojas de cálculo generadas en base la experiencia en el proceso de diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de redes eléctricas, especialmente en lo relacionado a aspectos mecánicos de los conductores.

Se determinó cada una de las etapas a cumplir en el diseño de redes de media tensión (M.T), y se integró secuencialmente las expresiones matemáticas necesarias, formulando una guía de cálculo general.

La metodología planteada se aplicó a un caso de estudio de la localidad, específicamente a la red de M.T Yanacocha-Virgenpamba ubicada en el cantón Loja. Este análisis inició con la descripción de la ubicación geográfica de lugar, selección del conductor por caída de tensión permisible, en función del nivel de voltaje y el número de conductores a emplear, con ello se pudo caracterizar el conductor y los parámetros de la red, seguidamente se determinó los puntos de sujeción (postes) y la longitud de los vanos (tramos de tendido del conductor entre postes).

Siguiendo la normativa se consideró dos estados para la red: en condiciones iniciales y condiciones finales, se calculó el vano regulador, finalmente se dedujo los esfuerzos mecánicos en el conductor, las distancias mínimas de seguridad, el esfuerzo útil del poste y se elaboró las tablas de tendido.

La metodología propuesta está orientada a agilizar los procedimientos de diseño de redes de M.T. de forma ordenada, eficaz y versátil.

## 8. Conclusiones

Mediante la revisión bibliográfica se determinó cada uno de los parámetros necesarios para aplicar la ecuación de cambio de estado o de condiciones, esta expresión matemática permite establecer los esfuerzos y tensiones en el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión, la metodología se aplicó en el tramo de la línea Yanacocha-Virgenpamba

Las distancias de seguridad determinadas entre conductores y la superficie para una longitud del poste de 12 m se obtuvo como resultado 5,52 m y la separación mínima entre conductores se determinó aproximadamente 3 m, estas distancias de seguridad cumplen la recomendación establecida por la RLAT, (2008).

Se determinó que en el diseño mecánico de los conductores de redes eléctricas para media tensión es necesario considerar el límite elástico según RLAT, (2008), el factor de seguridad recomendado es 2,5. El Consejo Internacional en Grandes Redes Eléctricas CIGRE sugiere no exceder los siguientes valores: para la tirantez de cada día  $TDC < 20\%Tr$  y para tirantez en horas frías  $THF < 22,4\%Tr$ .

Tomando en cuenta las normativas establecidas por EERSSA, (2012), los postes a emplear deben poseer una altura de 12 m con una capacidad de carga a la rotura de 400 Kg a 1200 Kg, la profundidad de enterramiento es 1,70 m. Los postes deben soportar las cargas transversales producidas por el viento en los conductores, en tanto que las cargas longitudinales pueden ser absorbidas por los tensores.

Mediante la ecuación de cambio de estado se determinó la tensión mecánica de los conductores en los diferentes estados (parámetros), se tomó en cuenta la distancia de los vanos que se encuentran en el sector Yanacocha - Virgenpamba, así como las tablas de tendido y la regulación de conductores que permitieron establecer los parámetros del cálculo mecánico de redes de media tensión, esto permitirá cambiar los métodos tradicionales del tendido de redes eléctricas de media tensión, así como también alargar la vida útil de las estructuras.

## **9. Recomendaciones**

Cumplir de manera estricta los parámetros determinados en lo referente a límites de elasticidad y tirantes de caída para que el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión sea eficaz ante las diferentes variaciones climáticas lo que permitirá disminuir la probabilidad de que exista un evento adverso que perjudique el tendido eléctrico.

Verificar de forma constante que la red de media tensión se encuentre equipada con los amortiguadores correspondientes, altura de poste, capacidad de carga a la rotura, enterramiento, así como el aislamiento de los tensores que brinden una seguridad a los transeúntes empleándose los aisladores ANSI 54-2 en niveles de voltaje de 13,8 kV y clase ANSI 54-3 para niveles de 22 kV.

Se recomienda integrar las expresiones matemáticas y coeficientes de cálculo creando una aplicación informática para cálculos y dimensionamiento de redes de media tensión.

## 10. Bibliografía

- Alonso, V. M. (2012). Simulador para cálculos eléctricos y mecánicos de líneas aéreas de A.T. Madrid: Universidad Carlos III de Madrid .
- Alulema , V., & González, S. (2011). "Criterios de diseño y normas para sistemas de distribución para la presentación, revisión y recepción de obras ejecutadas por ingenieros y compañías eléctricas en libre ejercicio aplicados a la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR C.A.". Cuenca: Universidad de Cuenca.
- Arconel. (13 de Abril de 2018). Agencia de Regulación y control de Electricidad . Obtenido de Regulación Nro: Arconel 001/18: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/07/018-18-Proyecto-de-Regulacion-Franjas-de-Servidumbre-en-lineas-del-servicio-de-energia-electrica-y-distancias-de-seguridad-entre-las-redes-electricas-y-edificaciones.pdf>
- ARCONELE. (2018). RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18. Obtenido de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/07/018-18-Proyecto-de-Regulacion-Franjas-de-Servidumbre-en-lineas-del-servicio-de-energia-electrica-y-distancias-de-seguridad-entre-las-redes-electricas-y-edificaciones.pdf>
- Atlas, W. (20 de Febrero de 2021). Weather Atlas. Obtenido de <https://www.weather-atlas.com/es/ecuador/loja-clima>
- Camarero, F. B. (1999). Líneas Aéreas de media y baja tensión. PARANINFO: España.
- CENNELSA. (18 de 08 de 2017). CENNELSA. Obtenido de [http://www.centelsa.com/cables\\_acar/cables-acar/](http://www.centelsa.com/cables_acar/cables-acar/)
- Checa, L. M. (1988). Líneas de Transporte de Energía . Zaragoza.
- CNEL EP., C. N. (2015). ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PROYECTO "CONSTRUCCION DE ALIMENTADORA GUASMO 9". GUAYAQUIL: DIRECCION DE DISTRIBUCION.
- EBSA, E. d. (2014). Normas de diseño de redes de distribución de energía eléctrica. Boyacá.
- EERSSA. (2012). NORMAS TÉCNICAS PARA EL DISEÑO DE REDES ELÉCTRICAS URBANAS Y RURALES. Loja: Normas técnicas .
- EERSSA. (2012). Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales. Loja.
- Empresa Pública Municipal de Telecomunicaciones, A. P.-E. (2017). MEMORIA DE CÁLCULO PARA DISEÑO ELÉCTRICO, ELECTRÓNICO DE POTENCIA Y TELECOMUNICACIONES. CUENCA .
- Endesa, F. (2006). Condiciones Técnicas y de seguridad de las instalaciones de distribución de FECSA ENDESA. Cataluña.

- EP., C. N. (2015). ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE PROYECTO "CONSTRUCCION DE ALIMENTADORA GUASMO 9 . GUAYAQUIL : ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.
- GarcíaTrasanco, J. (2008). INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN. España: PARANINFO .
- Güeto, M. C. (2016). Método de aproximación catenaria para la obtención de densidades de fuerza en estructuras tensadas y antifuniculares. España: Universidad de Granada.
- IDEAM. (s.f.). Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Obtenido de <http://www.ideam.gov.co/>
- Industria, s. t. (1968). Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión. Paraninfo .
- (2011). INSTALACIONES ELECTROMECÁNICAS . Ecuador : NEC Norma Ecuatoria de Construcción.
- Llunitasig, H. A. (2003). Analisis técnico económico de cables subterráneos en cobre y aluminio. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Loor, E. E. (2013). Estudios de la linea de Sub transmisión a 69 Kilovoltios. Quito : Universidad San Francisco de Quito .
- MEER, E. (2015). Estructuras en redes aéreas de distribución 13,8kV GRDy / 7,96kV - 13,2kV GRDy / 7,62kV monofásicas. Quito: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.
- MIET. (Abril de 2019). Instrucción Técnica Complementaria. ITC-LAT 07.
- Moeckel, J. M. (2015). Línea eléctrica de alta tensión de 220kV para evacuación de energía de una nueva planta de biomasa. Sevilla .
- Montecelos, J. T. (2008). Reglamento sobre condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus instrucciones técnicas complementarias . España: Paraninfo.
- Mujal, R. M. (2002). Cálculo de líneas y redes eléctricas. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya,.
- Norte, C. d. (15 de 06 de 2010). Obtenido de <http://www.cnorte.com.mx/>
- NSR-98. (8 de enero de 199). Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente. Obtenido de [http://www.uptc.edu.co/export/sites/default/docentes/oscar\\_gutierrez/descargas/TxtuloF.pdf](http://www.uptc.edu.co/export/sites/default/docentes/oscar_gutierrez/descargas/TxtuloF.pdf)
- Palmett, C. G. (2015). Guía metodológica para seleccionar criterios técnicos de diseño de redes de distribución rurales. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- RETIE., R. d. (2008). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas . Colombia .
- RIETE, a. 1. (2008). Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Colombia .
- RUBIO, R. F.-J. (2013). SOFTWARE DE USO DIDÁCTICO PARA EL CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y. EL SALVADOR.

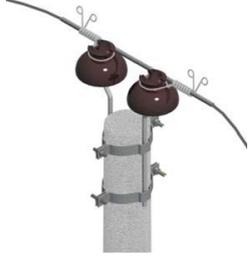
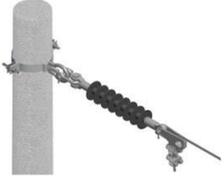
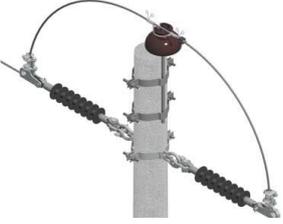
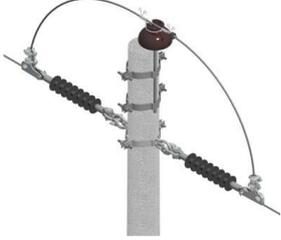
TURISMO, M. D. (Abril de 2019). Guía de Instrucción Técnica Complementaria. GUIA\_LAT 07.

Yeste, F. G. (2009). CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES Y HERRAJES, SEGÚN EL REGLAMENTO SOBRE CONDICIONES TÉCNICAS Y GARANTÍAS DE SEGURIDAD EN LÍNEAS ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN. Madrid.

## 11. Anexos

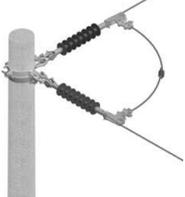
### Anexo 1 Unidades de construcción monofásica

Tabla 32. Unidades de construcción monofásica 1-6

Nro.	IDENTIFICADOR UC	DESCRIPCIÓN	DIAGRAMA
1	1CP	Centrada-Pasante o tangente	
2	1CA	Centrada-Angular	
3	1CR	Centrada-Retención o Terminal	
4	1CD	Centrada-Doble Retención o Doble Terminal	
5	1VP	En Volado-Pasante o Tangente	
6	1VA	En Volado-Angular	

Fuente: (MEER, 2015)

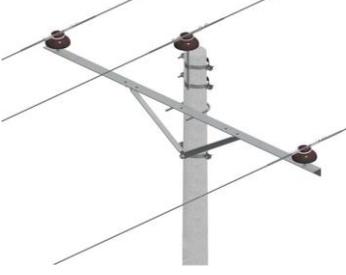
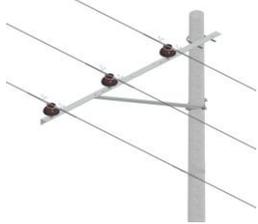
**Tabla 33.** Unidades de construcción monofásica 7-10

Nro.	IDENTIFICADOR UC	DESCRIPCIÓN	DIAGRAMA
7	1VR	En Volado-Retención o Terminal	
8	1VD	En Volado-Doble Retención o Doble Terminal	
9	1BA	Bandera-Angular	
10	1BD	Bandera-Doble Retención o Doble Terminal	

**Fuente:** (MEER, 2015)

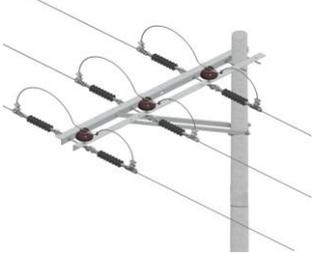
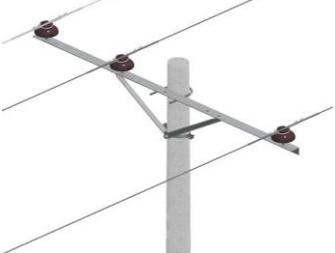
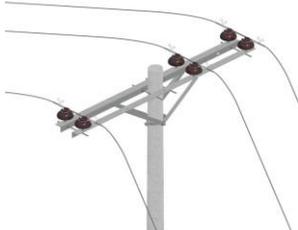
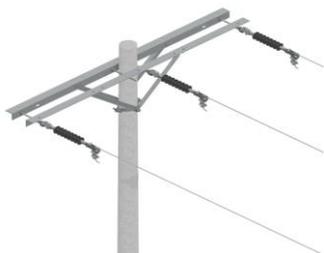
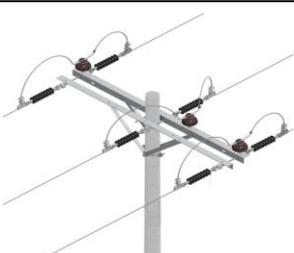
## Anexo 2 Unidades de construcción trifásica

Tabla 34. Unidades de construcción trifásica 1-6

	IDENTIFICADOR UC	DESCRIPCIÓN	DIAGRAMA
1	3CP	Centrada-Pasante o tangente	
2	3CA	Centrada-Angular	
3	3CR	Centrada-Retención o Terminal	
4	3CD	Centrada-Doble Retención o Doble Terminal	
5	3VP	En Volado-Pasante o Tangente	
6	3VA	En Volado-Angular	

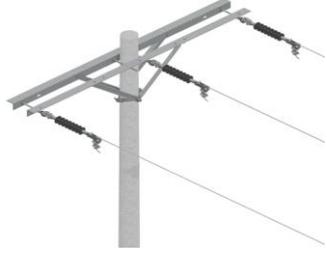
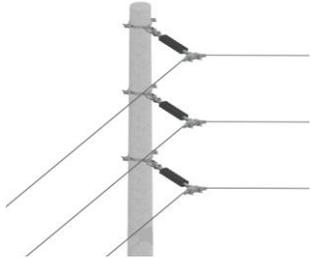
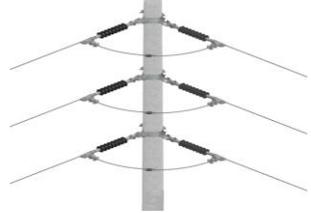
Fuente: (MEER, 2015)

**Tabla 35.** Unidades de construcción trifásica 7-10

IDENTIFICADOR UC	DESCRIPCIÓN	DIAGRAMA	
7	3VR	En Volado-Retención o	
8	3VD	En Volado-Doble Retención o Doble Terminal	
9	3SP	Semicentrada – Pasante o tangente	
10	3SA	Semicentrada -Angular	
11	3SR	Semienterrada- Retención o Terminal	
12	3SD	Semicentrada- Doble Retención Terminal	

Fuente: (MEER, 2015)

**Tabla 36.** Unidades de construcción trifásica 11-14

	IDENTIFICADOR UC	DESCRIPCIÓN	DIAGRAMA
11	3SR	Semienterrada- Retención o Terminal	
12	3SD	Semicentrada- Doble Retención Terminal	
13	3BA	Bandera- Angular	
14	3BD	Bandera-Doble Retención o Doble Terminal	

Fuente: (MEER, 2015)

### Anexo 3 Sección transversal conductor AAC.

Tabla 37. Sección transversal conductor AAC.

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG	NÚMERO DE HILOS	DIÁMETRO TOTAL DEL CABLE mm	ÁREA DE SECCIÓN TRANSVERSA L mm <sup>2</sup>	MASA APROX. Kg/km	CARGA DE RUPTURA kN	RESISTENCIA ELÉCTRICA A 20° C $\Omega$ /km	CALIBRE EQUIVALENTE EN COBRE AWG kcmil	CORRIENTE A
	10	7	2,93	5,260	14,50	0,834	5,4809	12	45
	8	7	3,70	8,367	23,07	1,33	3,4456	10	65
Peachbell	6	7	4,67	13,30	36,67	2,53	2,1676	8	92
Rose	4	7	5,88	21,15	58,31	3,91	1,3631	6	138
Iris	2	7	7,42	33,62	92,69	5,99	0,8575	4	185
Poopyy	1/10	7	9,36	53,48	147,4	8,84	0,5391	2	247
Aster	2/0	7	10,51	67,43	185,9	11,10	0,4275	1	286
Phlox	3/0	7	11,80	85,01	234,4	13,50	0,3391	1/0	330
Primrose	3/0	19	11,94	85,01	234,4	14,96	0,3391	1/0	330
Oxlip	4/0	7	13,25	107,2	295,6	17,00	0,2689	2/0	382
Sunflower	4/0	19	13,40	107,2	295,6	18,86	0,2689	2/0	382
Daysi	266,8	7	14,88	135,2	372,8	21,40	0,2132	3/0	442
Laurel	266,8	19	15,05	135,2	372,8	22,31	0,2132	3/0	442
Tulip	336,4	19	16,90	170,5	470,1	27,30	0,1691	4/0	513
Canna	397,5	19	18,37	201,5	555,3	31,60	0,1431	250	570
Cosmos	447,0	19	20,13	241,7	666,4	37,00	0,1193	300	639
Dahlia	556,5	19	21,74	282,0	777,5	43,30	0,19223	350	703
Orchid	636,0	37	23,32	322,3	888,6	50,40	0,08945	400	768
Violet	715,5	37	24,72	362,6	999,7	56,70	0,07951	450	823
Petunia	750,0	37	25,31	380,0	1048,0	58,60	0,07587	472	863
Arbutus	795,0	37	26,06	402,8	1111,0	61,80	0,07157	500	874
Marigold	1113,0	61	30,88	564,0	1555,0	87,69	0,05112	700	1079

Fuente: (Norte, 2010)

## Anexo 4 Características técnicas del conductor AAAC.

Tabla 38. Características técnicas del conductor AAAC.

CALIBRE mm <sup>2</sup>	Nro. HILOS	CLASE DE CABLEADO	DIÁMETRO DE HILO mm	ÁREA mm <sup>2</sup>	DIÁMETRO CONDUCTOR mm	PESO CONDUCTOR APROX. Kg/Km	RESISTENCIA ELÉCTRICA DC a 20° C ohm/km	CARGA A LA ROTURA kg	CAPACIDAD DE CORRIENTE	RADIO MEDIO GEOMÉTRICO mm	REACTANCIA INDUCTIVA ohm/km	REACTANCIA CAPACITIVA Mohm-km
16	7	A	1,706	16,00	5,12	43,90	2,09	518	96	1,86	0,3846	0,2282
20	7	A	1,908	20,01	5,72	54,92	1,67	649	110	2,08	0,3761	0,2228
25	7	A	2,133	25,01	6,40	68,63	1,34	810	127	2,32	0,3677	0,2175
31,5	7	A	2,394	31,51	7,18	86,45	1,06	1021	146	2,61	0,3590	0,2120
40	7	AA,A	2,698	40,02	8,09	109,8	0,837	1297	170	2,94	0,3590	0,2063
50	7	AA,A	3,016	50,01	9,05	137,2	0,670	1620	196	3,28	0,3500	0,2010
63	7	AA,A	3,386	63,03	10,16	172,9	0,531	1956	226	3,69	0,3416	0,1955
80	7	AA,A	3,815	80,02	11,45	219,5	0,419	2483	262	4,15	0,3329	0,1898
100	7	AA,A	4,265	100,0	12,89	274,4	0,335	3103	302	4,64	0,3239	0,1844
112	7	AA	4,514	112,0	13,54	307,4	0,299	3476	324	4,92	0,3155	0,1817
125	19	AA,A	2,895	125,1	14,48	343,2	0,268	3926	248	5,49	0,3112	0,1785
140	19	AA,A	3,063	140,0	15,32	284,1	0,239	4395	373	5,80	0,3029	0,1759
160	19	AA,A	3,275	160,1	16,38	439,2	0,209	4812	406	6,21	0,2987	0,1727
180	19	AA,A	3,474	180,1	17,37	494,1	0,186	5414	437	6,58	0,2936	0,1698
200	19	AA,A	3,661	200,0	18,31	548,8	0,167	6013	467	6,94	0,2892	0,1673
224	19	AA	3,875	224,1	19,38	614,8	0,149	6736	501	7,34	0,2852	0,1646
250	19	AA	4,094	250,1	20,47	686,3	0,134	7519	537	7,76	0,2809	0,1620
280	37	AA	3,105	280,2	21,47	768,7	0,120	8605	576	8,35	0,2768	0,1591
315	37	AA	3,293	315,1	23,05	864,6	0,106	9269	620	8,85	0,2713	0,1563
355	37	AA	3,496	355,2	24,47	974,5	0,0943	10448	668	9,40	0,2623	0,1535
400	37	AA	3,711	400,2	25,98	1098	0,0837	11772	719	9,98	0,2578	0,1506
450	37	AA	9,936	450,2	27,55	1235	0,0744	13243	773	10,58	0,2534	0,1478
500	37	AA	4,149	500,2	29,04	1373	0,0670	14715	825	11,15	0,2494	0,1453
560	37	AA	4,390	560,0	30,73	1537	0,0598	16474	884	11,80	0,2452	0,1426
630	37	AA	4,657	630,2	32,60	1729	0,0532	18539	949	12,52	0,2407	0,1398

Fuente: (CENTELSA, 2017)

## Anexo 5 Características técnicas del conductor ACSR.

**Tabla 39.** Características técnicas del conductor ACSR.

CÓDIGO MUNDIAL	CALIBRE AWG	NÚMERO DE HILOS ALUMINIO	NÚMERO DE HILOS ACERO	ÁREA DE SECCIÓN TRANSVERSAL mm <sup>2</sup>	MASA APROX. kg/km	CARGA DE RUPTURA kN	RESISTENCIA ELÉCTRICA A 20° C $\Omega$ /km	CORRIENTE A
TURKEY	6	6	1	8	53,7	5,30	2,150	100
SWAM	4	6	1	6	85,5	8,30	1,350	140
SPARROW	2	6	1	4	135,7	12,67	0,853	180
RAVEN	1/0	6	1	2	216,2	19,48	0,535	230
QUAIL	2/0	6	1	1	272,2	23,52	0,424	270
PIGEON	3/0	6	1	1/10	343,8	29,38	0,336	300
PENGUIN	4/0	6	1	2/0	433,1	37,03	0,267	340
PATRIDGE	266,8	26	7	3/0	545,4	50,22	0,214	460
LINNET	336,4	26	7	4/0	689,9	62,99	0,170	530
ORIOLE	336,4	30	7	4/0	784,5	77,34	0,170	530
IBIS	397,5	26	7	250	813,4	72,55	0,143	590
LARK	397,5	30	7	250	924,4	90,66	0,144	600
HAWK	447,0	26	7	300	975,8	86,54	0,119	670
FLICKER	447,0	24	7	300	914,6	76,50	0,119	654
HEN	447,0	30	7	300	1110,0	105,35	0,119	670
DOVE	556,5	26	7	350	1142,0	101,22	0,102	730
EAGLE	556,5	30	7	350	1298,0	123,07	0,103	730
GROSBEEK	636,0	26	7	400	1302,0	112,23	0,0898	780
STARLING	715,5	26	7	450	1465,0	126,37	0,0798	840
CONDOR	795,0	54	7	500	1522,0	125,46	0,0716	900
DRAKE	795,0	26	7	500	1626,0	140,07	0,0716	900
CANARY	900,0	54	7	566	1726,0	141,37	0,0633	970
BLUEJAY	1113,0	45	7	700	1871,0	133,17	0,0511	1051

Fuente: (Norte, 2010)

## Anexo 6 Características técnicas del conductor ACAR.

**Tabla 40.** Características técnicas del conductor ACAR

CALIBRE AWG	Nro. HILOS		DIÁMETRO HILO mm	AREA mm <sup>2</sup>		DIÁMETRO CONDUCTOR mm	PESO CONDUCTOR kg/km	RESISTENCIA ELECTRICA a 20°C ohm/km	CARGA A LA ROTURA kg	CAPACIDAD DE CORRIENTE A	RADIO MEDIO GEOMETRICO mm	REACTANCIA INDUCTIVA ohm/km	REACTANCIA CAPACITIVA Mohm/km
	ALUMINIO	ALEACIÓN ALUMINIO		ALUMINIO	ALEACIÓN ALUMINIO								
1200	54	7	3,563	538,3	69,78	32,06	1677	0,0480	10495	980	12,38	0,2416	0,1406
1200	18	19	4,669	308,1	326,3	32,68	1743	0,0489	14280	981	12,55	0,2405	0,1397
1200	24	13	4,669	410,8	222,5	32,68	1744	0,0478	12803	990	12,55	0,2405	0,1397
1200	30	7	4,669	513,6	119,8	32,68	1746	0,0466	11592	999	12,55	0,2405	0,1397
1200	33	4	4,669	564,9	68,47	32,68	1747	0,0461	10693	1004	12,55	0,2400	0,1397
1200	33	28	3,636	342,7	290,7	32,72	1743	0,0485	13614	984	12,63	0,2400	0,1396
1200	42	19	3,636	436,1	197,3	32,72	1745	0,0475	12621	993	12,63	0,2400	0,1396
1200	48	13	3,636	498,4	135,0	32,72	1746	0,0468	11668	998	12,63	0,2400	0,1396
1200	54	7	3,636	560,7	72,68	32,72	1746	0,0461	10932	1004	12,63	0,2392	0,1396
1277	42	19	3,676	445,5	201,5	33,08	1782	0,0465	12893	1006	12,77	0,2392	0,1391
1277	54	7	3,676	572,8	74,25	33,08	1784	0,0451	11168	1017	12,77	0,2390	0,1391
1300	18	19	4,762	320,5	338,3	33,33	1812	0,0471	14852	1004	12,80	0,2390	0,1387
1300	24	13	4,762	427,3	231,4	33,33	1814	0,0459	13315	1014	12,80	0,2390	0,1387
1300	30	7	4,762	534,1	124,6	33,33	1816	0,0448	12056	1023	12,80	0,2390	0,1387
1300	33	4	4,762	587,5	71,21	33,33	1816	0,0443	11121	1028	12,80	0,2386	0,1387
1300	33	28	3,709	356,4	302,4	33,37	1813	0,0467	14158	1008	12,88	0,2386	0,1387
1300	42	19	3,709	453,5	205,2	33,37	1814	0,0456	13125	1016	12,88	0,2386	0,1387
1300	48	13	3,709	518,3	140,4	33,37	1815	0,0450	12134	1022	12,88	0,2386	0,1387
1300	54	7	3,709	583,1	75,59	33,37	1816	0,0443	11369	1028	12,88	0,2368	0,1387
1361,5	54	7	3,795	610,7	19,17	34,15	1902	0,0423	11907	1056	13,18	0,2358	0,1376
1400	33	28	3,848	383,8	325,6	34,63	1952	0,0433	15122	1053	13,37	0,2358	0,1369
1400	42	19	3,848	488,4	221,0	34,63	1954	0,0424	13975	1062	13,37	0,2358	0,1369
1400	48	13	3,848	558,2	151,2	34,63	1955	0,0418	12889	1068	13,37	0,2358	0,1369
1400	54	7	3,848	628,0	81,41	34,63	1956	0,0412	12043	1074	13,37	0,2358	0,1369
1500	33	28	3,984	411,2	348,9	35,85	2092	0,0404	16202	1097	13,84	0,2332	0,1353
1500	42	19	3,984	523,3	236,7	35,85	2093	0,0396	14974	1106	13,84	0,2332	0,1353
1500	48	13	3,984	598,1	162,0	35,85	2095	0,0390	13810	1112	13,84	0,2332	0,1353
1500	54	7	3,984	672,8	87,22	35,85	2096	0,0384	12903	1118	13,84	0,2332	0,1353
1534,4	42	19	4,929	535,3	242,2	36,26	2141	0,0387	15317	1121	13,99	0,2323	0,1347

Fuente: (CENTELSA, 2017)

**Anexo 7 Coeficiente de rugosidad: terreno, tamaño de la estructura y altura sobre el terreno.**

**Tabla 41.** Coeficiente de rugosidad: terreno, tamaño de la estructura y altura sobre el terreno S<sub>2</sub>

ALTURA (M)	RUGOSIDAD 1	RUGOSIDAD 2	RUGOSIDAD 3	RUGOSIDAD 4
3	0,78	0,67	0,60	0,52
5	0,83	0,74	0,65	0,55
10	0,93	0,88	0,74	0,62
15	0,99	0,95	0,83	0,69
20	1,01	0,98	0,90	0,75
30	1,05	1,03	0,97	0,85
40	1,08	1,06	1,01	0,93
50	1,10	1,08	1,04	0,98
60	1,12	1,10	1,06	1,02
80	1,15	1,13	1,10	1,07
100	1,17	1,16	1,12	1,10

**Fuente:** (EBSA, 2014)

## Anexo 8 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

**Tabla 42.** Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personal y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación 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. Proyecciones, ventanas y diferente Áreas independientemente de la accesibilidad de personas.	115/110	2,8
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	< 1	1,7
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personal, y sobre techos accesible a vehículos de máximo 2,45 m de alum.	44/34/33	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.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/T,6	5,6
	<1	5

Fuente: (RIETE, 2008)

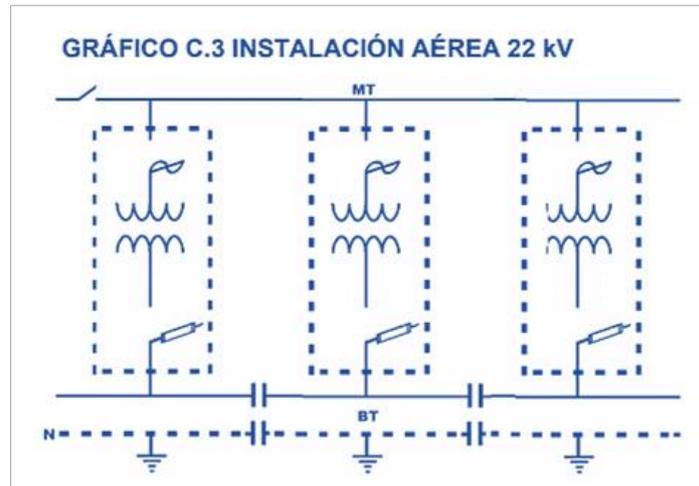
## Anexo 9 Caída de tensión para líneas de 13.8 kV.

**Tabla 43.** Caída de tensión para líneas de 13.8 kV.

COEFICIENTES DE CAÍDA DE TENSIÓN									
Calibre Conductor Fase/ Neutro	13800 – 7967 V								
	ACSR			6201			ASC		
	1F – 2C	2F – 3C	3F – 4C	1F – 2C	2F – 3C	3F – 4C	1F – 2C	2F – 3C	3F – 4C
4 (4)	215	863	1,292	211	844	1,263	210	842	1,260
2 (4)	261	1,046	1,565	255	1,024	1,532	254	1,021	1,527
2(2)	330	1,323	1,977	323	1,297	1,938	322	1,291	1,930
1/0 (2)	397	1,593	2,379	389	1,562	2,333	387	1,555	2,323
2/0 (2)	427	1,716	2,562	419	1,684	2,514	417	1,677	2,504
2/0 (1/0)	544	2,187	3,261	534	2,147	3,202	532	2,138	3,188
3/0 (1/0)	583	2,346	3,498	579	2,330	3,473	577	2,321	3,460
3/0 (2/0)	649	2,615	3,895	646	2,602	3,876	644	2,594	3,863
4/0 (1/0)	632	2,546	3,793	621	2,499	3,724	618	2,489	3,709
4/0 (2/0)	711	2,865	4,265	6991,	2,815	4,191	696	2,805	4,176

**Fuente:** (EERSSA, 2012)

## Anexo 10 Configuración de la red.



**Figura 26.** Configuración de la red.  
**Fuente:** (RETIE., 2008)

**Anexo 11 Plano: Perfil de línea de subtransmisión a 13,8 kV tramo s/e Yanacocha –  
s/e Virgen Pamba-EN PLANTA.**

**(Ubicado en el CD número 1)**

**Anexo 12 Plano: Perfil de línea de subtransmisión a 13,8 kV tramo s/e Yanacocha –  
s/e Virgen Pamba-EN CORTE.**

**(Ubicado en el CD número 1)**

## Anexo 13 Certificado de traducción de inglés.

### **Jimmi Fabricio Celi Díaz**

**LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN MENCIÓN IDIOMA INGLÉS**

Registro Profesional SENESCYT N°: 1008-20216-1695863

A petición verbal de la persona interesada.-

### **CERTIFICA**

Que, se ha procedido a realizar la traducción del documento **RESUMEN**, del tema de investigación: **“Determinar la metodología para el diseño mecánico de redes eléctricas de media tensión”**; perteneciente al señor: **CRISTIAN IVAN LOAYZA AGUILAR**, con número de cédula: **0705358596**. Documento que consta de 215 palabras en español y 207 palabras en idioma inglés, el cual está traducido en su integridad, manteniendo el mismo mensaje de su original en español.

Es todo lo que puedo certificar en honor a la verdad.

Yantzaza, 27 de abril del 2022



Firmado electrónicamente por:

**JIMMI  
FABRICIO**

Lic. Jimmi Fabricio Celi Díaz

**LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN  
MENCIÓN IDIOMA INGLÉS**