



**UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA**

TÍTULO:

“Diseño eléctrico de la nueva trayectoria de la línea de transmisión de 138 kV Santa Elena – Chanduy, para impulsar el uso energético en el sector productivo de la provincia de Santa Elena.”

AUTOR:

Xavier Eladio Del Pezo Tomalá.

Francis Yamil Rodríguez Floreano

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

TUTOR:

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, MS.c.

Año

2024



**UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA**

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Xavier Eladio del Pezo Tomalá y Francis Yamil Rodríguez Floreano**, como requerimiento para la obtención del título de **Ingeniería Eléctrica**.

TUTOR (A)

f.  _____

Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, MS.c.

DIRECTOR DE LA CARRERA

f.  _____

Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D.

Guayaquil, a los 03 del mes de septiembre del año 2024



**UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA**

DECLARACIÓN

El trabajo de titulación “**Diseño eléctrico de la nueva trayectoria de la línea de transmisión de 138 kV Santa Elena – Chanduy, para impulsar el uso energético en el sector productivo de la provincia de Santa Elena**”, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 03 del mes de septiembre del año 2024

Autores

f. 
Xavier Eladio Del Pezo Tomalá

f. 
Francis Yamil Rodríguez Floreano



**UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA
AUTORIZACIÓN**

Yo, **Xavier Eladio Del Pezo Tomalá**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **“Diseño eléctrico de la nueva trayectoria de la línea de transmisión de 138 kV Santa Elena – Chanduy, para impulsar el uso energético en el sector productivo de la provincia de Santa Elena”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 03 del mes de septiembre del año 2024

EL AUTOR

Xavier Eladio Del Pezo Tomalá



**UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA
AUTORIZACIÓN**

Yo, **Francis Yamil Rodríguez Floreano**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **“Diseño eléctrico de la nueva trayectoria de la línea de transmisión de 138 kV Santa Elena – Chanduy, para impulsar el uso energético en el sector productivo de la provincia de Santa Elena”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 03 del mes de septiembre del año 2024

EL AUTOR

Francis Yamil Rodríguez Floreano



**UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

f.

**Ing. Celso Bayardo Bohérquez Escobar, Ph.D.
DIRECTOR DE CARRERA**

f.

**Ing. Ricardo Xavier Ubilla González, MS.c.
COORDINADOR DE TITULACION**

**Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, MS.c.
OPONENTE**



**UNIVERSIDAD CATOLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERIA ELECTRICA
CERTIFICADO DE COMPILATE**

La Dirección de las Carreras Telecomunicaciones, Electricidad y Electrónica y Automatización reviso el trabajo de integración Curricular, **“Diseño eléctrico de la nueva trayectoria de la línea de transmisión de 138 kV Santa Elena – Chanduy, para impulsar el uso energético en el sector productivo de la provincia de Santa Elena,”** presentado por los estudiantes **Xavier Eladio del Pezo Tomalá y Francis Yamil Rodríguez Floreano**, de la Carrera de INGENIERIA ELECTRICA, donde obtuvo del programa COMPILATE, el valor de 2% de consistencia considerado ser aprobado por esta dirección.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**
magister

Tesis Xavier Del pezo , Francis Rodriguez(1)

2%
Textos sospechosos

2% Similitudes
< 1% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
3% Idiomas no reconocidos (ignorado)
4% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)

Nombre del documento: Tesis Xavier Del pezo , Francis Rodriguez(1).docx ID del documento: da357478e2af5e52e77fc49e083dd75b79e13f52 Tamaño del documento original: 2,92 MB Autores: []	Depositante: Ricardo Xavier Ubilla Gonzalez Fecha de depósito: 23/8/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 23/8/2024	Número de palabras: 13.791 Número de caracteres: 89.442
--	--	--

Ubicación de las similitudes en el documento:



f. 
Ing. Miguel Armando Heras Sánchez, MS.c

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios el creador y guía de mi vida, a María Santísima señora y madre de la humanidad por todas las bendiciones que ha puesto en este largo caminar de mi vida.

A mi familia por darme todo su apoyo incondicional, en este gran esfuerzo de proceso educativo.

A mis amigos y compañeros que han compartido gratos momentos en estas aulas de aprendizaje.

A mis profesores por todo el aporte y su sabiduría que he adquirido a lo largo de mi vida universitaria.

DEDICATORIA

Es maravilloso dar gracias a Dios por darme su bendición y todo lo que tengo en este camino lleno de amor, gracias a mi familia por en apoyo incondicional en este proceso de mi vida, a mis amigos que con gran decisión hemos luchado por los logros alcanzados, a los ingenieros encargados de revisar este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	XX
ABSTRACT.....	XXI
ÍNDICE GENERAL.....	X
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
ABREVIATURAS	XIX
SIMBOLOGÍA	XXII
CAPÍTULO 1	2
INTRODUCCIÓN.....	2
1.1. Justificación.....	2
1.2. Planteamiento del problema.	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos.....	4
CAPÍTULO 2.....	5
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Sistema Eléctricos.	5
2.2. Línea de transmisión	5
2.3. Clasificación de las líneas de transmisión.....	5
2.3.1. Línea corta	5
2.3.2. Factor de regulación de tensión	6
2.3.3. Eficiencia en una línea de transmisión	7
2.3.4. Cargabilidad de una línea de transmisión	7
2.3.4.1. Límite Térmico	7
2.3.4.2. Límite por caída de voltaje	8

2.4.	Parámetros eléctricos en líneas de transmisión	9
2.4.1.	Resistencia DC	9
2.4.2.	Resistencia en corriente alterna	10
2.4.2.1.	Efecto piel	10
2.4.2.2.	Efecto proximidad.....	10
2.4.2.3.	Efecto corona	10
2.4.3.	Impedancia característica	11
2.4.4.	Potencia de transmisión	11
2.4.5.	Voltaje crítico disruptivo	12
2.4.6.	Puesta a Tierra.....	12
2.4.6.1.	Resistividad del terreno	13
2.4.6.2.	Resistencia de puesta a tierra	14
2.5.	Parámetros mecánicos de una línea de transmisión.....	15
2.5.1.	La catenaria	15
2.5.2.	Longitud del conductor	16
2.5.3.	Vano Regulador	16
2.5.4.	Vano viento y peso.....	17
2.5.5.	Vano viento	17
2.5.6.	Vano peso	17
2.5.7.	Flecha del conductor.....	18
2.5.8.	Tensión en los conductores	19
2.5.9.	Cambio de estado	20
2.5.10.	Selección del conductor	21
2.5.11.	Tipos de conductores	21
2.5.12.	Aisladores	22
2.5.13.	Apantallamiento	23
2.5.14.	Conductor y varillas de puesta a tierra	24

2.6.	Estudios ambientales.....	24
2.6.1.	Marco Legal	24
2.6.2.	Campos electromagnéticos	26
2.6.3.	Zonas geográficas.....	26
2.7.	Estructuras.	27
	Estos tipos de estructuras no facilitaran la construcción de la nueva trayectoria de línea, según sus características y tipos de aislamientos.....	27
2.7.1.	Tipos de estructuras.....	27
2.7.2.	Franja de servidumbre	27
2.7.3.	Distancias de seguridad	29
2.7.3.1.	Distancia entre conductores	29
2.7.3.2.	Distancia a masa.....	29
2.7.3.3.	Distancia del conductor al suelo	29
2.7.3.4.	Distancia vertical en cruce de líneas	30
2.7.3.5.	Distancia de conductores a edificaciones.....	30
2.7.3.6.	Distancia de conductores a otras estructuras de soporte ..	31
2.8.	Mantenimiento en líneas de transmisión.....	31
2.8.1.	Construcciones	31
2.8.2.	Desbroce de vegetación.....	31
2.8.3.	Mantenimiento predictivo.	32
	Este tipo de mantenimiento nos indica que podemos analizar, e utilizar técnicas con herramientas adecuadas antes que se produzca una falla en el sistema eléctrico, y así solucionar antes de que suceda.	32
2.8.3.1.	Mantenimiento correctivo	32
2.8.3.2.	Mantenimiento preventivo	32
2.8.3.3.	Mantenimiento basado en riesgos	33
2.8.3.4.	Mantenimiento bajo condiciones	33
2.8.4.	Tipos de tecnologías usadas en el mantenimiento predictivo	33

2.8.4.1.	Reflectometría en el dominio del tiempo (TDR).....	33
2.8.4.2.	Tendencia de rendimiento	33
2.8.4.3.	Sistemas de información geográfica (SIG).....	34
CAPÍTULO 3.....		35
3.	CORRECTA SELECCIÓN DE LA RUTA DE LINEA DE TRANSMISION	35
3.1.	Ubicación del proyecto	35
3.2.	Selección de la Ruta.....	36
3.2.1.	Consideraciones	36
3.3.	Descripción del trazado de la línea	36
3.3.1.	Tipo de Terreno.....	36
3.3.2.	Consideraciones Geográficas	37
3.3.3.	Perfil Topográfico	37
3.4.	Descripción de ruta seleccionada	37
3.5.	Características generales de la línea de transmisión	40
3.6.	Parámetros eléctricos de la línea de transmisión	41
CAPITULO 4.....		42
4.	DISEÑO ELECTRICO MECANICO DE LA LINEA DE TRANSMISION	42
4.1.	Características del conductor	42
4.2.	Cálculos eléctricos.....	43
4.2.1.	Corriente máxima de línea	43
4.2.2.	Potencia activa de la línea	43
4.2.3.	Capacidad de corriente	44
4.2.4.	Resistencia DC	44
4.2.5.	Efecto piel	45
4.2.6.	Efecto proximidad	46
	Cálculo de Resistencia AC.....	47

4.2.7.	Cálculo de inductancia	48
4.2.8.	Cálculo de capacitancia	48
4.2.9.	Cálculo de impedancia de línea	49
4.2.10.	Cálculo de reactancia inductiva.....	49
4.2.11.	Cálculo de la impedancia	49
4.2.12.	Cálculo de la admitancia	49
4.2.13.	Cálculo del voltaje de regulación.....	50
4.3.	Puesta a tierra	50
4.3.1.	Varillas de puesta a tierra.....	50
4.3.2.	Hilo de Guarda	50
4.4.	Cálculos mecánicos.....	51
4.4.1.	Vano regulador.....	51
4.4.2.	H1: Tensión máxima de conductores con mínima temperatura (5°C)	51
4.4.2.1.	Tensión para un vano regulador de 229 m	51
4.4.2.2.	Tensión para un vano de 100 m.....	52
4.4.3.	H2: Tensión máxima de conductores con sobrecarga	52
4.4.3.1.	Sobrecarga por el viento	52
4.4.3.2.	Peso del conductor por peso del viento.....	52
4.4.3.3.	Peso total del conductor.....	53
4.4.3.4.	Coeficiente de Sobrecarga	53
4.4.3.5.	Tensión para un vano regulador de 229 m	53
4.4.3.6.	Tensión para un vano de 100 m.....	54
4.4.4.	H3: Tensión máxima de conductores con máxima temperatura (60°C)	54
4.4.4.1.	Tensión para un vano regulador de 229 m	54
4.4.4.2.	Tensión para un vano de 100 m.....	55
4.4.5.	Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 100 m.	55

4.4.5.1.	Tensión para un vano de 100 m.....	55
4.4.5.2.	Flecha máxima para un vano de 100 m.....	56
4.4.5.3.	Cálculo de C para hallar la longitud en un vano de 100 m .	56
4.4.5.4.	Longitud para un vano de 100 m con flecha de 1.5029 m .	56
4.4.5.5.	Tensión en los extremos del conductor	56
4.4.6.	Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 130 m .	56
4.4.6.1.	Tensión para un vano de 130 m.....	56
4.4.6.2.	Flecha máxima para un vano de 130 m.....	57
4.4.6.3.	Tensión para un vano de 160 m.....	57
4.4.6.4.	Flecha máxima para un vano de 160 m.....	58
4.4.7.	Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 190 m .	58
4.4.7.1.	Tensión para un vano de 190 m.....	58
4.4.7.2.	Flecha máxima para un vano de 190 m.....	58
4.4.8.	Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 220 m .	58
4.4.8.1.	Tensión para un vano de 220 m.....	58
4.4.8.2.	Flecha máxima para un vano de 220 m.....	59
4.4.9.	Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 250 m .	59
4.4.9.1.	Tensión para un vano de 250 m.....	59
4.4.9.2.	Flecha máxima para un vano de 250 m.....	60
4.4.10.	Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 280 m .	60
4.4.10.1.	Tensión para un vano de 280 m.....	60
4.4.10.2.	Flecha máxima para un vano de 280 m.....	60
4.4.11.	Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 320 m .	60
4.4.11.1.	Tensión para un vano de 320 m.....	60
4.4.11.2.	Flecha máxima para un vano de 320 m.....	61
4.4.12.	Grapas de retención.....	61
4.4.13.	Grapas de Suspensión.....	62

4.4.14.	Herrajes de acero.....	62
4.5.	Estructuras	63
4.5.1.	Estructuras TAP, PS, RH (hormigón) y estructura TR-N (metálica)	69
4.5.2.	Estructuras TSL, A10, A30.....	69
4.5.3.	Estructuras TSLe, A10e	69
4.5.4.	Estructuras A60.....	69
4.5.5.	Estructuras A90e.....	69
4.5.6.	Estructura TR-E	69
5.	SISTEMA DE AISLAMIENTO DE SEGURIDAD	70
5.1.	Aislamiento.....	70
5.1.1.	Distancia de fuga	70
5.1.2.	Aisladores	72
5.2.	Distancias de seguridad	72
	RESULTADOS	73
6.1.	Resultados de cálculos eléctricos del cable elegido	73
6.2.	Resultados de cálculos mecánicos del cable elegido.....	74
6.3.	Cable de guarda elegido.....	76
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	77
	BIBLIOGRAFÍA.....	79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Circuito Equivalente de línea corta	6
Figura 2.2	Método de Wenner - Cuatro picas	13
Figura 2.3	Parámetros mecánicos de la línea de transmisión.	15
Figura 2.4	Vano Regulador.	16
3. Figura 2.5	Vano viento y vano peso.....	17
Figura 2.6	Flecha del conductor	18
Figura 2.7	Tensiones del conductor	19
Figura 2.8	Franja de servidumbre	28
Figura 2.9	Desbroce de vegetación con sus distancias	32
Figura 3.1	Ubicación de la línea de subtransmisión	35
Figura 3.2	Ruta seleccionada para LT 138 kV.....	39
Figura 4.1	Grapas de retención.....	61
Figura 4.2	Grapas de Suspensión.....	62
Figura 4.3	Herrajes de acero.....	62
Figura 4.4	Torre de retención (TR-N)	63
Figura 4.5	Torre de suspensión (TSL).....	63
Figura 4.6	Torre de retención angular hasta 10° (A10)	64
Figura 4.7	Torre de retención angular hasta 30° (A30).....	64
Figura 4.8	Torre de retención angular hasta 60° (A60).....	65
Figura 4.9	Torre de suspensión especial (TSLe)	65
Figura 4.10	Torre de retención angular especial hasta 10° (A10e)	66
Figura 4.11	Torre de retención angular especial hasta 90° (A90e).....	66
Figura 4.12	Torre de retención especial (TR-E)	67
Figura 4.13	Estructura de seccionamiento con interruptor TAP.....	67
Figura 4.14	Poste de suspensión PS	68
Figura 4.15	Poste de retención H.....	68

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Regulación de Voltaje	8
Tabla 2 Potencia máxima de transmisión en una LT	12
Tabla 3 Voltaje crítico disruptivo de una LT	12
Tabla 4 Resistividad de diferentes tipos de suelos naturales	14
Tabla 5 Niveles de contaminación	22
Tabla 6 Corrosividad del suelo por su resistividad	24
Tabla 7 Niveles de referencia para exposición de campos magnéticos a 60 Hz	26
Tabla 8 Datos ambientales de referencia para el diseño de la LT	26
Tabla 9 Distancias mínimas en vegetación.....	28
Tabla 10 Coordenadas de ruta escogida	39
Tabla 11 Características Generales de la Línea	40
Tabla 12 Parámetros de la Línea de Transmisión	41
Tabla 13 Características del conductor.....	43
Tabla 14 Características del hilo de guarda.....	50
Tabla 15 Parámetros principales del aislamiento.....	70
Tabla 16 Distancia mínima de fuga	70
Tabla 17 Distancias de seguridad hacia estructuras.....	72
Tabla 18 Resultados de cálculos eléctricos	73
Tabla 19 Resultados de cálculos mecánicos	74
Tabla 20 Cable de guarda elegido.....	76

ABREVIATURAS

AC	Corriente Alterna
ACAR	Conductor de aluminio desnudo reforzado con aleación de aluminio
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control
ASTM	Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales
CENACE	Operador Nacional de Electricidad
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
DC	Corriente Continua
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
INEN	Servicio Ecuatoriano de Normalización
LT	Línea de Transmisión
m.s.n.m	Metros Sobre el Nivel del Mar
MAE	Ministerio del Ambiente
MEM	Ministerio de Energía y Minas de Ecuador
OPWG	Cable de tierra óptico
SE	Subestación
SNT	Sistema Nacional de Transmisión

RESUMEN

Esta tesis aborda el diseño y la implementación de la nueva línea de transmisión a 138 kV, misma que conecta las subestaciones de Santa Elena y Chanduy, ubicadas en la provincia de Santa Elena. Uno de los objetivos al implementar esta nueva línea es mejorar la calidad del suministro eléctrico y satisfacer la creciente demanda energética en la región, contribuyendo así al desarrollo económico y social local.

En el estudio se han considerado aspectos técnicos como la selección de coordenadas óptimas para las estructuras de transmisión, el conductor, hilo de guarda y las distancias de seguridad necesarias para la construcción de la línea. Además de aplicar estrategias de mantenimiento avanzadas que permitan un seguimiento continuo y una mejora en el rendimiento de la infraestructura a largo plazo.

Así, la nueva ruta de transmisión no solo busca resolver problemas actuales de suministro de energía, sino que también pretende sentar bases para un crecimiento sostenible.

Palabras clave: línea de transmisión, vano, flecha, resistencia, impedancia.

ABSTRACT

This thesis addresses the design and implementation of the new 138 kV transmission line, which connects the Santa Elena and Chanduy substations, located in the province of Santa Elena. One of the objectives in implementing this new line is to improve the quality of the electricity supply and meet the growing energy demand in the region, thus contributing to local economic and social development.

The study has considered technical aspects such as the selection of optimal coordinates for the transmission structures, the conductor, guard wire and the safety distances necessary for the construction of the line. In addition to applying advanced maintenance strategies that allow continuous monitoring and improvement in the performance of the infrastructure in the long term.

Thus, the new transmission route not only seeks to solve current energy supply problems, but also aims to lay the foundations for sustainable growth.

Keywords: transmission line, span, arrow, resistance, impedance.

SIMBOLOGÍA

A	amperios
a	vano
C	capacitancia
f	flecha
fp	factor de potencia
Hz	hertz
km	kilómetro
kV	kilovoltios
L	inductancia
m	metro
m ²	área
Mw	mega vatios
P	potencia activa
S	potencia aparente
T	tensión
V	voltaje
XL	reactancia inductiva
Y	admitancia
Ω	ohmios

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Ante la necesidad del diseño de la red eléctrica de transmisión a un nivel de 138 kV, se puede establecer un propósito en las especificaciones técnicas. Estas deben incluir las longitudes de las líneas, tipos de torres, tipos de conductores a utilizar, así como los tipos de herrajes, aisladores necesarios, haciendo énfasis en la capacidad de transmisión desde los puntos de inicios y final.

El principal beneficio de expansión es la mejora significativa del servicio energético dirigido a los sectores industriales y productivos, brindando confiabilidad en el fluido eléctrico, sino que también se impulsara el potencial mejoramiento en el desarrollo económico y social de nuestra provincia.

Además este diseño tiene el principal objetivo estratégico optimizar y mejorar las condiciones operativas de la red, reduciendo pérdidas energéticas y garantizando una mayor estabilidad en el sistema de transmisión.

1.1. Justificación

La implementación de la nueva ruta de transmisión de 138 kV conecta la subestación de Santa Elena y subestación Chanduy, proporciona un servicio de suma importancia para el sector productivo del sur de la provincia de Santa Elena ya que esta infraestructura no solo cumple una función de suministro eléctrico, sino que también desempeña un papel fundamental en el desarrollo económico y social de la región que cubre esta línea.

El estudio se centra en aplicar objetivos y estrategias que garanticen el óptimo desempeño de la infraestructura energética, considerando su impacto en la evolución de la demanda y crecimiento de las industrias locales. Se sabe que a medida que la demanda energética de la región aumenta, es indispensable que las líneas de transmisión que dan servicio a la región evolucionen de manera eficiente a las necesidades cambiantes del sector.

Además, se pretende evidenciar cómo el desarrollo de esta infraestructura proporciona un servicio confiable y eficiente de energía eléctrica a los clientes que hacen uso de esta.

Es así que este trabajo tiene como objetivo principal justificar la importancia y el impacto positivo de la nueva ruta de transmisión en el desarrollo económico y social del sur de la provincia de Santa Elena, resaltando su papel crucial en el avance y fortalecimiento del sector productivo y la evolución energética de la región.

1.2. Planteamiento del problema.

En Ecuador, la infraestructura energética actual no se ha ido desarrollando al mismo ritmo que la demanda energética de la región, lo que ha generado varios problemas que afectan no solo al desarrollo económico y social de la zona sino a nivel nacional.

Entre estos problemas están las interrupciones frecuentes del suministro eléctrico e insuficiencia en la capacidad de transmisión para satisfacer la creciente demanda industrial y poblacional, ya que el suministro de energía no es eficiente.

Es crucial demostrar que la nueva infraestructura no solo cumple con la función básica de suministro eléctrico, sino que desempeña un papel fundamental en el desarrollo económico y social de la región.

Es así que el análisis debe considerar el impacto de la nueva ruta de transmisión en la evolución y crecimiento de la demanda, destacando cómo una fuente confiable y eficiente de energía eléctrica puede impulsar la productividad, la competitividad y la innovación en la región; además de ayudar a que la matriz energética del país crezca.

Es indispensable que las estructuras asociadas con esta nueva ruta de transmisión evolucionen de manera que cumplan con las necesidades cambiantes del sector.

Esto incluye la implementación de técnicas de mantenimiento avanzadas que han progresado junto con las evoluciones tecnológicas, permitiendo un mayor entendimiento del comportamiento degenerativo interno de los equipos,

conocimiento que hasta hace pocos años era prácticamente desconocido. Así es como se desea demostrar que la nueva ruta es una solución viable para el aumento de demanda y lograr un desarrollo sostenible en la región.

1.3. Objetivos

Este diseño de trayectoria de línea transmisión nos brinda una calidad de energía eficiente que garantice y mejorar las condiciones energética de la zona sur de la Provincia de Santa Elena, ya que a futuro se construirá una subestación de reducción y aislamiento de 138 kV a 69 kV, asegurando el óptimo servicio en su operación en la distribución de energía a la comunidad.

1.3.1. Objetivo General

Diseñar la nueva trayectoria de la línea de transmisión de 138 kV entre S/E Santa Elena y S/E Chanduy, para mejorar la calidad del suministro eléctrico y satisfacer la creciente demanda energética, contribuyendo de esta manera al desarrollo económico y social de la provincia de Santa Elena.

1.3.2. Objetivos Específicos.

- Determinar las coordenadas optimas de las estructuras de soporte de la línea de transmisión, analizando las características topográficas del terreno para maximizar la eficiencia y minimizar el impacto ubicación ambiental.
- Diseñar u validar estructuras seguras y resistentes para la línea de transmisión, integrando consideraciones de estabilidad del suelo y factores climáticos, con el fin de garantizar su durabilidad y operación segura a largo plazo. que tengan una operación segura y confiable a largo plazo.
- Establecer y aplicar distancias de seguridad adecuadas en el diseño de la nueva trayectoria de la línea de transmisión, asegurando el cumplimiento de las normativas técnicas establecidas por los distintos entes reguladores.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1. Sistema Eléctricos.

Si bien sabemos que un sistema eléctrico siempre parte de la generación, porque es un sistema diseñado para distribuir energía por medio de la Transmisión y Distribución de energía eficiente que llegan a la comercialización, a cada uno de nuestros hogares.

2.2. Línea de transmisión

La línea de transmisión es el medio físico por el que se realiza la transmisión y distribución energía eléctrica, ésta se encuentra conformada por varios elementos cruciales donde el análisis de características eléctricas y mecánicas será fundamental para la selección del elemento más importante que es el conductor, ya que de dicho estudio dependerá la eficiencia y calidad del suministro eléctrico hacia los usuarios finales (Tapia, 2012).

2.3. Clasificación de las líneas de transmisión

Las líneas de transmisión están diseñadas para soportar de conductores desnudos, mismo que están sostenidos en estructuras, por torres, los cuales están sujetos por aisladores. La vida útil de las líneas de transmisión oscila entre los 30 y 50 años (Tapia, 2012).

Su clasificación es:

- Líneas de transmisión cortas, $LT < 80 \text{ km}$
- Líneas de transmisión medias, $80 \text{ km} \leq LT \leq 240 \text{ km}$
- Líneas de transmisión largas, $LT > 240 \text{ km}$

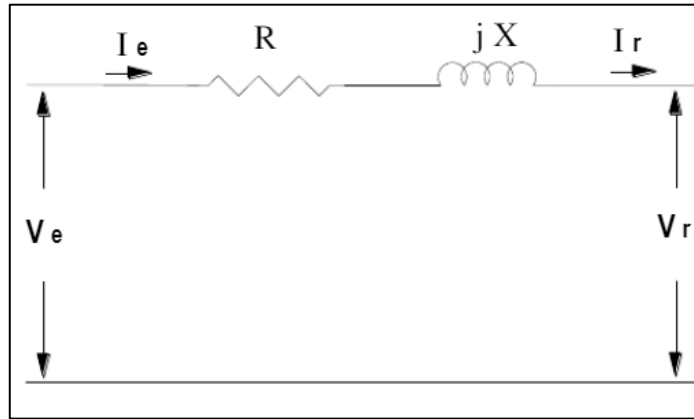
Para este trabajo, la línea de estudio será a línea corta.

2.3.1. Línea corta

Para considerar una línea de transmisión como corta, su longitud no debe superar los 80 km. En este tipo de líneas, la capacitancia puede ser despreciada.

Su circuito equivalente es:

Figura 2.1 Circuito Equivalente de línea corta



Fuente: (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019)

De este circuito podemos obtener las siguientes ecuaciones:

$$Z = R + jX_L = (r + j\omega L)l \text{ } [\Omega]$$

$$V_e = V_r + ZI_r \text{ } [V]$$

$$I_e = I_r \text{ } [A]$$

Donde:

I_e : Voltaje en la barra emisora

I_r : Voltaje en la barra receptora

V_e : Corriente de fase en la barra emisora

V_r : Corriente de fase en la barra receptora

2.3.2. Factor de regulación de tensión

En una línea de transmisión el factor de regularización indica el cambio de tensión que se produce en los extremos de la línea cuando la carga cambia en diferencia puntos de los extremos de la línea cuando se encuentra bajo carga y cuando no hay carga. Es así, que este factor proporciona información importante sobre la estabilidad y eficiencia de la línea de transmisión. La ecuación para calcular dicho factor es: (Tapia, 2012).

$$\text{Factor de regulación \%} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100\% \text{ } [V]$$

Donde:

$|V_{R,NL}|$: Valor absoluto de la tensión en la barra receptora en vacío

$|V_{R,FL}|$: Valor absoluto de la tensión en la barra receptora a plena carga

2.3.3. Eficiencia en una línea de transmisión

En una línea de transmisión su eficiencia es la relación existente entre la potencia de recepción y la potencia de envío, el valor obtenido nos indica que porcentaje de potencia es el que está llegando a la barra de recepción. (Tapia, 2012).

$$\% \eta = \frac{P_{R(3\phi)}}{P_{S(3\phi)}} \times 100$$

Donde:

$\% \eta$: Eficiencia (%)

$P_{R(3\phi)}$: Potencia activa en la barra receptora

$P_{S(3\phi)}$: Potencia activa en la barra emisora

2.3.4. Cargabilidad de una línea de transmisión

Las líneas de transmisión poseen cierto límite de transferencia de potencia de una barra hacia otra, y esto debe a tres factores fundamentales, específicamente para líneas cortas como es el caso de estudio actual. (Tapia, 2012)

2.3.4.1. Límite Térmico

El límite térmico en una línea de transmisión ayuda a determinar cuál es la máxima cantidad de potencia que la línea puede transportar, esto se encuentra relacionado directamente con la capacidad de corriente que pueda soportar el conductor elegido. Este factor se vuelve crítico para líneas cortas, es por eso que, para el cálculo de éste, se lo realiza en base a la norma IEEE Std 738-1993 (Calculating the Current – Temperature Relationship of Bare Overhead Conductor), esta norma considera las condiciones ambientales y las temperaturas máximas que pueda soportar el conductor (Tapia, 2012).

Así, la capacidad térmica se obtiene como:

$$\text{Límite térmico [MW]} = \sqrt{3} \times V_N \times I_{MA} \times \frac{\cos \varphi}{1000}$$

Donde:

V_N : Voltaje Nominal [kV]

I_{MA} : Corriente máxima admisible [A]

$\cos \varphi$: Factor de potencia

2.3.4.2. Límite por caída de voltaje

En los sistemas eléctricos de potencia (SEP) hay factores de operación uno de ellos es el límite por caída de voltaje, ya que cuando se transmite energía, existen caídas de voltaje durante el trayecto (Tapia, 2012); para esto tenemos la siguiente tabla.

Tabla 1 Regulación de Voltaje

Barras de 230 kV	±5 % del voltaje nominal
Barras de 138 kV	+5 % hasta -7% del voltaje nominal
Barras de 69, 46, 34.5 kV	±3 % del voltaje nominal

Nota: Regulación de voltaje según la tabla de CONELEC.

La tabla anterior hace referencia a la norma de regularización emitida por la CONELEC, Regulación No. 004/02, donde se determina que los niveles de voltaje en barras de 138 kV deben estar entre +5% al -7% de su voltaje nominal (Tapia, 2012).

2.3.4.3. Margen de estabilidad de estado estable

Otro factor de operación en los SEP, es la estabilidad que presenta la línea, esto se refiere al margen que hay entre la potencia máxima y la potencia de operación permisible, mismo que posee la siguiente ecuación. (Tapia, 2012).

$$ME [\%] = \frac{P_{m\acute{a}x} - P_{op}}{P_{m\acute{a}x}}$$

Donde:

ME : Margen de estabilidad

$P_{m\acute{a}x}$: Potencia maxima de transferencia

P_{op} : Potencia de operaci3n.

2.4. Parámetros eléctricos en líneas de transmisi3n

2.4.1. Resistencia DC

La resistencia DC es un parámetro importante para determinar las pérdidas de potencia producidas por el efecto Joule, además puede causar calentamiento en la línea, lo que puede dañar los conductores o los aislantes, contribuyendo así a las caídas de voltajes en la línea de transmisi3n. Cuando hay una mayor resistencia resulta en más pérdidas y menor eficiencia en la transmisi3n de energía (Orellana Ochoa & Cevallos lvarez, 2019), (Vega, 2022).

Así tenemos:

- **Resistencia DC**

$$R_{CD} = \frac{\rho L}{A}$$

Donde:

R_{CD} : Resistencia en corriente directa [Ω]

L : Longitud del conductor [m]

ρ : Resistividad del material [$\frac{\Omega}{m}$]

A : rea del conductor [m^2]

- **Pérdidas de potencia por efecto Joule**

$$P_{EF} = I^2 \times R = \frac{3 R_{AC} I^2 d}{1000}$$

Donde

P_{EF} : Pérdidas de potencia por efecto Joule [W]

I : Corriente [A]

R : Resistencia [Ω]

2.4.2. Resistencia en corriente alterna

La corriente alterna es mayor a la corriente directa, esta es producida por fenómenos electromagnéticos que son el efecto piel y el efecto de proximidad (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

$$R_{CA} = R_{DC}(1 + Y_S + Y_P)$$

Donde:

R_{CA} : Resistencia en corriente alterna $\left[\frac{\Omega}{Km} \right]$

R_{DC} : Resistencia en corriente directa $[\Omega]$

Y_S : Factor por efecto piel

Y_P : Factor por proximidad

2.4.2.1. Efecto piel

Las pérdidas producidas por el efecto piel se dan cuando la corriente alterna fluye por el conductor a elevadas frecuencias, haciendo que la resistencia efectiva del conductor aumente con la frecuencia. En muchos casos, para mitigar el efecto piel se usan conductores de mayor superficie o conductores formados por varios hilos (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

2.4.2.2. Efecto proximidad

Las pérdidas que ocasiona el efecto proximidad se dan cuando dos o más conductores se encuentran cercanos entre sí y están transportando un flujo de igual características, pero en sentido contrario, esto crea una resta vectorial de densidad de flujo ocasionado por la interacción de sus campos magnéticos. Para mitigar este efecto, se usan separadores entre conductores o diseñar una ruta donde se reduzca la interacción entre conductores (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

2.4.2.3. Efecto corona

El efecto corona ocurre cuando la diferencia de potencial de una línea de transmisión de alta tensión es considerablemente alta como para poder ionizar el aire circundante, produciendo una descarga visible. Para que este efecto se

manifieste, el conductor debe estar sometido a condiciones de alta humedad o que haya una proximidad entre conductores que posean tensiones mayores a 100 kV, esto hace que haya pérdidas de energía en forma de calor y radiación electromagnética (Tapia, 2012).

La manera de minimizar este efecto es con la adecuada selección del conductor, la separación entre ellos y el aislamiento que posea, todo esto se debe tener en cuenta en el diseño del mismo, ya que este efecto en conjunto con las demás pérdidas del sistema, reducen su eficiencia y la producción de ozono que causa impactos ambientales adversos; además de crear interferencias entre los equipos o sistemas de comunicación. En el caso de la línea en estudio, debido a la longitud de la misma, no presenta pérdidas de efecto corona (Tapia, 2012).

2.4.3. Impedancia característica

La impedancia de una línea de transmisión es un valor constante en su estudio, este valor no depende de la longitud que posea la línea ya que es un valor estándar (Pazmiño, 2011).

$$Z_o = \sqrt{x_{pq} \times c_{pq}} = \sqrt{\frac{x_{pq}}{b_c}} \approx 400[\Omega]$$

2.4.4. Potencia de transmisión

Para poder determinar la potencia de transmisión de una línea de transmisión se puede usar la ecuación de Still, donde la potencia de transmisión despejada es (Pazmiño, 2011):

$$P_c = 100 \times \left(\frac{L}{1609} - \sqrt{\frac{kV}{5.55}} \right)^2$$

Donde:

kV: Tensión [kV]

P_c: Potencia a transmitirse [KW]

L: Longitud de la línea [km]

Así según la IEC 60038-2002 (IEC Standard Voltajes), establece la potencia máxima que se puede transmitir en una línea de transmisión:

Tabla 2 Potencia máxima de transmisión en una LT

Voltaje del Sistema [kV]	SIL [MW]	Recomendado	Potencia Recomendada [MW]
69	12	4SIL	48
138	48	2SIL	100
230	132	1,5SIL	200
345	298	1,1SIL	330

Nota: Potencia máxima según la norma IEC 60038-2002, LT.

2.4.5. Voltaje crítico disruptivo

El voltaje crítico disruptivo en una línea de transmisión se da principalmente por el efecto corona, ya que el aire circundante se ioniza, produciendo dicho efecto. Este fenómeno ocurre cuando el campo eléctrico alrededor del conductor se demasiao fuerte superando la rigidez dieléctrica del aire. Es así como la norma, IEC 60038-2002. también se establece la cantidad máxima de equipos en kV, es decir el voltaje critico disruptivo al que la línea puede llegar (Tapia, 2012), (Pazmiño, 2011).

Tabla 3 Voltaje crítico disruptivo de una LT

Voltaje del Sistema [kV]	Alto máximo de Equipos [kV]
45	-
66	69
110	115
132	138
150	-
220	230

Nota: Voltaje critico según la norma ICE 60038-2002 LT

2.4.6. Puesta a Tierra

La puesta a tierra que deben poseer las estructuras de toda la línea debe ser diseñada para que puedan resistir esfuerzos mecánicos, corrosión y las

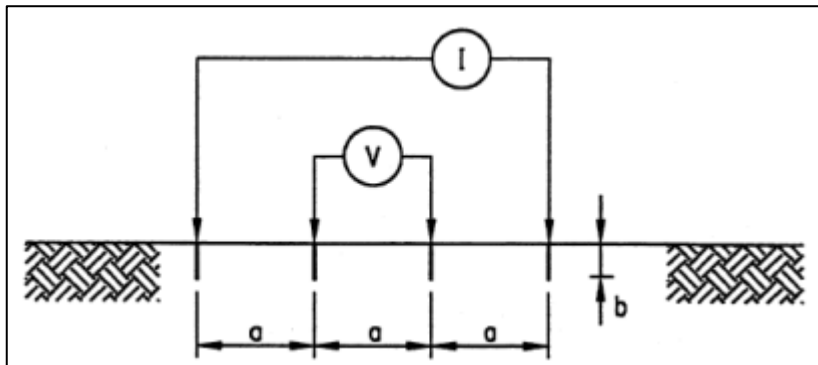
corrientes de falla más elevadas del estudio; que garantice la seguridad de las personas en caso de que se generen voltajes durante una falla; y proteger de daños a los equipos o propiedades. También se considera que la resistencia en el pie de la torre será máxima de 10 [Ω]. (Pazmiño, 2011).

La norma IEEE STD. 80 – 2000 y la IEEE STD 81 ayudarán a determinar los cálculos para el sistema de puesta a tierra y la resistividad del terreno.

2.4.6.1. Resistividad del terreno

Para la resistividad del terreno se usa el método de Wenner – cuatro picas

Figura 2.2 Método de Wenner - Cuatro picas



Fuente: (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019)

La resistividad que se halla con este método ayuda a determinar qué ubicación es la óptima para la puesta a tierra, ya que si la resistividad no del terreno es baja se deben hacer estudios para fortalecer el terreno mediante productos químicos (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

Su ecuación es la siguiente:

$$\rho_a = \frac{4 \times \pi \times a \times R}{1 + \frac{2 \times a}{\sqrt{a^2 + 4 \times b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

Donde:

ρ_a : Resistividad aparente [Ωm]

R : Resistencia [Ω]

a : Distancia existente entre los electrodos [m]

b : Profundidad del enterramiento de las varillas [m]

Cuando los valores de resistividad del suelo son altos, significa que son malos conductores de corriente, e por eso que es preferible optar por suelos donde su resistividad sea baja, esto implica que no se le debe dar un tratamiento químico al suelo y no daña el medio ambiente (Ordóñez, 2008).

Es así que la clasificación de suelos según su resistividad es:

Tabla 4 Resistividad de diferentes tipos de suelos naturales

Tipo de Suelo	ρ (Ω -m)
Limos, arcillas, cultivo, suelo vegetal	0.1 - 1
Turbas, tierra fina, concreto húmedo	1 - 3
Suelo seco, tierra aluvial, arenosos	3 - 8
Cascajo, lecho de río, arena eólica	8 - 30
Monolitos, fracturadas, rocas estratificadas	30 - 100
Cuarzos, micas, feldespatos	50 - 300
Concreto normal seco	100 - 500

Nota: Según la norma IEEE STD 80-2000 y la IEEE STD 81.

2.4.6.2. Resistencia de puesta a tierra

En una línea de transmisión de 138 kV, de acuerdo con lo que estipula CELEC EP – TRANSELECTRIC, la resistencia de puesta a tierra en este tipo de líneas debe ser 10 [Ω] para líneas que se encuentran entre 0 – 1000 msnm, y 15 [Ω] para líneas que se encuentren a más de 1000 msnm, (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

La ecuación a usarse es:

$$R = \left(\frac{\rho}{2\pi l} \right) \times \left[\ln \left(\frac{2l}{a} \right) - 1 \right]$$

Donde:

ρ : Resistividad del terreno [Ω m]

l : Longitud de la varilla [m]

a : Radio de la varilla [m]

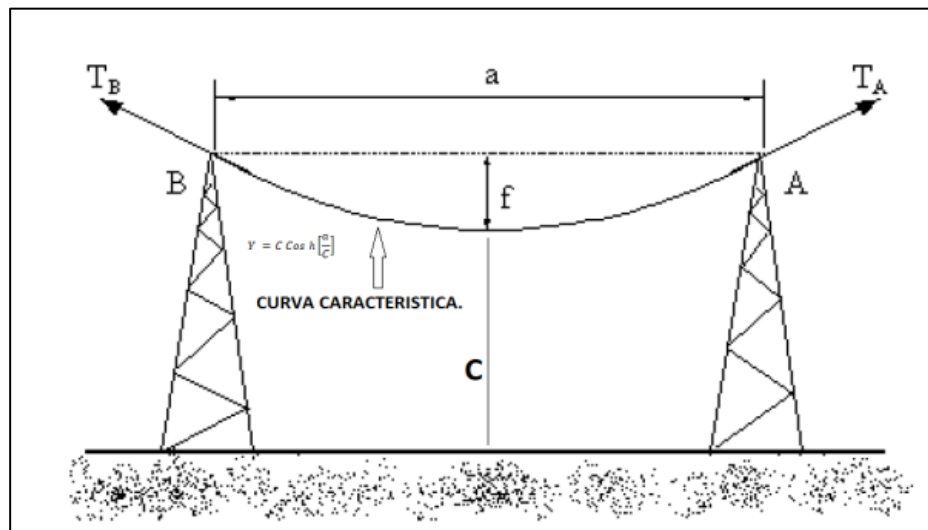
R : Resistencia de puesta a tierra [Ω]

2.5. Parámetros mecánicos de una línea de transmisión

2.5.1. La catenaria

Es un conductor que se encuentra libremente suspendido entre dos soportes, formando una curva, cuando la distancia no es muy grande se lo puede aproximar como una parábola (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

Figura 2.3 Parámetros mecánicos de la línea de transmisión.



Fuente: (Guanoluisa Arciniega & Sailema Cholota , 2020)

Así la catenaria tiene los siguientes parámetros:

- **Vano (a):** Es la distancia entre A Y B. [m]
- **Flecha (f):** Es la distancia máxima que se forma entre la línea imaginaria (a) y el punto más bajo que forma el conductor. [m]
- **TA y TB:** Son las tensiones que el conductor ejerce. [Kg]

Mediante el análisis del sistema, llegamos finalmente a la ecuación general de la catenaria:

$$Y = C \cosh \left(\frac{a}{C} \right)$$

Donde:

C: Parámetro de la catenaria

a: Vano [m]

Y : Función de la curva [m]

2.5.2. Longitud del conductor

Esta ecuación nos indica la longitud real de los vanos en la LT, ya que como sabemos, estos se encuentran suspendidos entre las estructuras que conforman la línea (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

Así aplicando derivada a la ecuación de la catenaria podemos obtener la ecuación de longitud, dándonos como resultado:

$$L = 2C \sinh\left(\frac{a}{2C}\right) = a + \frac{W_c \times a^3}{24 \times T_o^2} = a + \frac{8 \times f^2}{3 \times a}$$

Donde:

L : Longitud real del conductor [m]

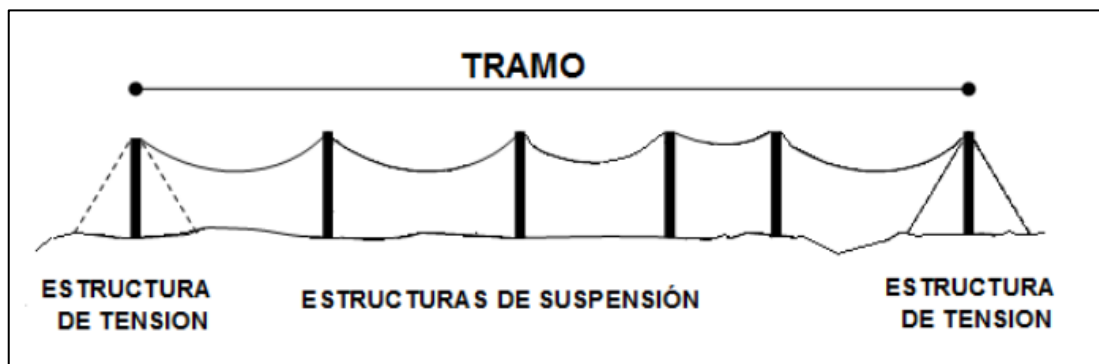
C : Parámetro de la catenaria

a : vano [m]

2.5.3. Vano Regulador

El vano regulador se usa para calcular tensiones mecánicas que impliquen que la presión del viento sea la misma en todos los elementos del tramo delimitado (Pazmiño, 2011).

Figura 2.4 Vano Regulador.



Fuente: (Guanoluisa Arciniega & Sailema Cholota , 2020)

Para esto se usa la ecuación de cambio de estado y así encontrar la tensión horizontal en dicha sección.

$$V_R = \sqrt{\frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a}}$$

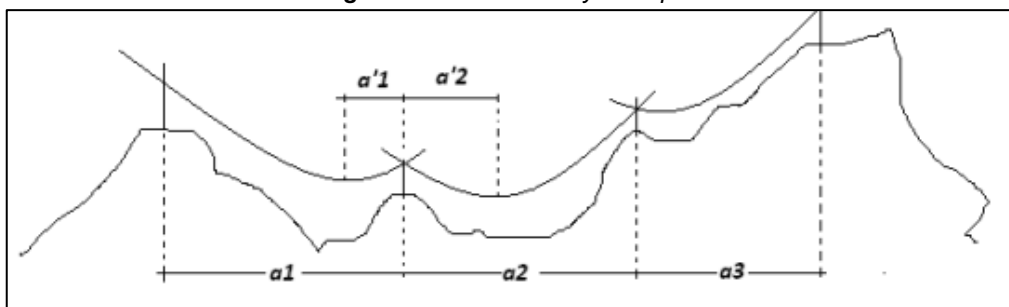
$$V_R = \sqrt{\frac{a_1^3 + a_2^3 + a_3^3 + \dots + a_n^3}{a_1 + a_2 + a_3 + \dots + a_n}}$$

Donde:

a: Es la distancia que existe entre cada una de las estructuras (vano)

2.5.4. Vano viento y vano peso.

Figura 2.5 Vano viento y vano peso



Fuente: (Guanoluisa Arciniega & Sailema Cholota , 2020)

2.5.5. Vano viento

Este se refiere a la distancia horizontal donde la fuerza del viento actúa sobre los conductores adyacentes en una estructura (Pazmiño, 2011).

Su ecuación se basa en la semisuma de los vanos que se encuentran en la línea:

$$V_V = L = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Donde:

*a*₁ y *a*₂ = vanos que se encuentran a los lados de la estructura

2.5.6. Vano peso

Es la distancia horizontal que existe entre los puntos más bajos del conductor que sean adyacentes a la estructura, estos puntos pueden ser reales o ficticios (Pazmiño, 2011).

$$V_p = a'_1 + a'_2$$

$$V_V = L = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

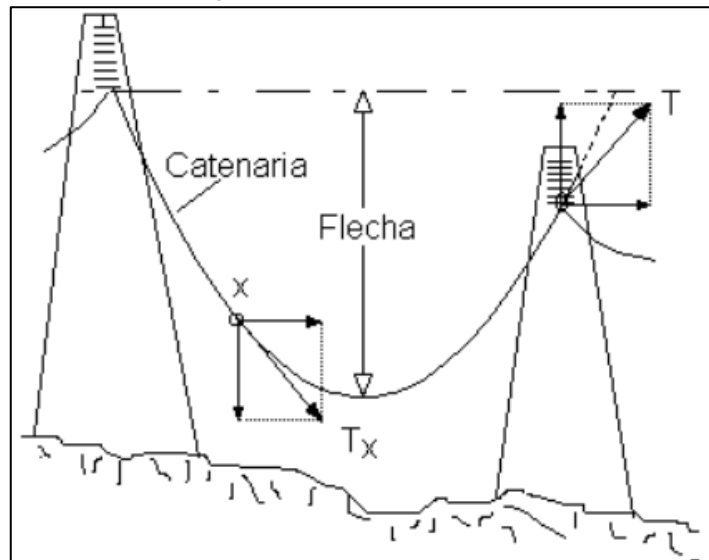
Donde:

a'_1 y a'_2 = puntos más bajos de los vanos a cada lado de la estructura.

2.5.7. Flecha del conductor

La flecha del conductor es la distancia vertical máxima entre la recta ficticia que se forma entre las dos estructuras o soportes y el punto más bajo que forma la curva del conductor. Este componente es muy importante ya que permite establecer las distancias de seguridad con respecto al suelo (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

Figura 2.6 Flecha del conductor



Fuente: (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019)

Así, su ecuación se define de la siguiente manera:

$$f' = \frac{a^2}{8C} = \frac{a^2 \times W_c}{8 \times T_o}$$

Donde:

C : Parámetro de la catenaria

a : Vano [m]

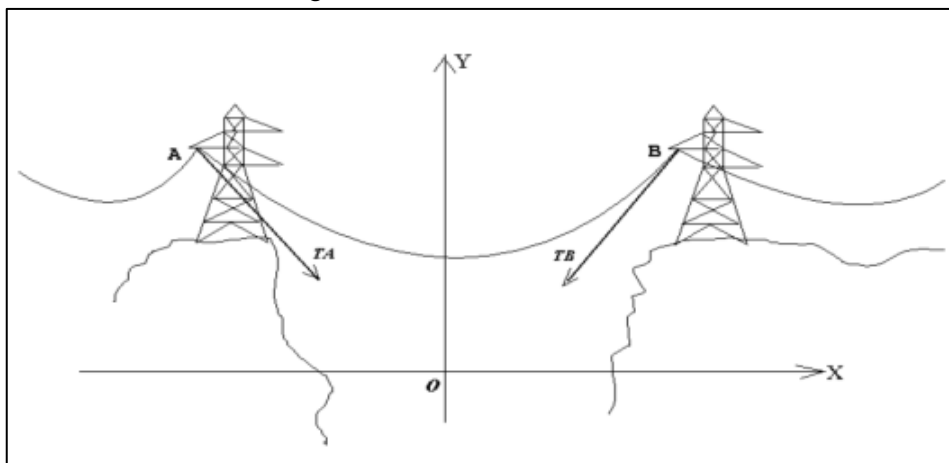
W_c : Peso del conductor $\left[\frac{kg}{m}\right]$

T_o : Tensión horizontal [kg]

2.5.8. Tensión en los conductores

La tensión del conductor en los extremos es importante ya que ese dato indicará la tensión a la que la estructura estará sometida. Cuando los apoyos o estructuras se encuentren al mismo nivel, la tensión en los extremos del conductor va a ser la misma para cada caso (Pazmiño, 2011).

Figura 2.7 Tensiones del conductor



Fuente: (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019)

Es así que, para obtener la tensión horizontal en los vértices del conductor, se usa la siguiente ecuación:

$$T_o = C \times W_c$$

Donde:

C : Parámetro de la catenaria

W_c : Peso del conductor $\left[\frac{kg}{m}\right]$

Por otro lado, cuando los soportes o estructuras se encuentran al mismo nivel, la tensión puede ser calculada de la siguiente forma:

$$T_A = T_B = T_o \cosh\left(\frac{a}{2C}\right)$$

Donde:

$T_A = T_B$: Tensión en los extremos del conductor [kg]

T_o : Tensión horizontal [kg]

a : Vano [m]

C : Parámetro de la catenaria

2.5.9. Cambio de estado

La ecuación de cambio de estado permite ver el comportamiento del conductor a diferentes temperaturas, partiendo de una condición inicial.

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

Donde:

α : Coeficiente de dilatación lineal del conductor [°C]

θ_2 : Temperatura final del conductor [°C]

θ_1 : Temperatura inicial del conductor [°C]

T_{o2} : Tensión final del conductor [kg]

T_{o1} : Tensión inicial del conductor [kg]

E : Elasticidad del cable $\left[\frac{kg}{mm^2} \right]$

A : Sección del cable [mm²]

a : Vano [m]

W_{r1} : Peso inicial del conductor $\left[\frac{kg}{m} \right]$

W_{r2} : Peso final del conductor $\left[\frac{kg}{m} \right]$

Por otro lado, tenemos el coeficiente de sobrecarga del conductor, que, en caso de no tener datos de velocidades de viento en menos de 10 años, se considerará para el cálculo un viento máximo de 90 km/h (Pazmiño, 2011):

$$m = \sqrt{\frac{p^2 + v^2}{p^2}}$$

Donde:

p : Peso del cable en estado inicial [kg]

p' : Peso del cable en estado final [kg]

v : Viento sobre el cable $\left[\frac{kg}{m^2}\right]$

2.5.10. Selección del conductor

En la selección del conductor, se debe tener en cuenta que la temperatura del mismo no debe ser mayor a 80°C, en ninguna condición de operación. Su dimensionamiento y elección serán importantes para poder mitigar las pérdidas de energías ya sea por efecto Joule o por efecto corona (Pazmiño, 2011).

La capacidad de corriente de los conductores viene especificada en los datos de fabricación o se puede realizar mediante la ecuación usando el método establecido por la IEEE 835-1994 (Standard Power Cable Ampacity).

$$I = \sqrt{\frac{T_C - (T_A + \Delta T_D)}{R_{DC} \times R_{AC} \times (1 + Y_C)}} = \frac{P}{V_L \times \cos\phi}$$

Donde:

I : Corriente del conductor [A]

T_C : Temperatura del conductor [°C]

T_A : Temperatura ambiente [°C]

ΔT_D : Pérdidas dieléctricas por aumento de temperatura

R_{DC} : Resistencia del conductor en corriente continua

Y_C : Componente resultante de los efectos piel y proximidad

R_{AC} : Resistencia térmica efectiva entre el conductor y el aire

P : Potencia [KW]

V_L : Voltaje de línea [KV]

$\cos\phi$: Factor de potencia

2.5.11. Tipos de conductores

Para el diseño de la línea de transmisión, en este caso de estudio aérea, se considerarán conductores de tipo ASCR (Aluminum Conductors Steel Reinforced) y ACAR (Aluminum Conductors Alloy Reinforced). Al determinar el conductor que se usará, se realizará un estudio donde se contemplen al menos

tres conductores que cumplan con las características técnicas solicitadas. En cuanto al cálculo de pérdidas, se lo hará de acuerdo a lo estipulado en la CONELEC (Pazmiño, 2011).

Otro estudio importante es la incidencia de radiación solar en el conductor desnudo, para esto se aplicará la norma IEEE 738-1992.

2.5.12. Aisladores

Los aisladores deben estar diseñados para soportar todo tipo de cambios y condiciones climáticas adversas, dichos elementos deben cumplir con las normas ANSI C29.1 (Test Methods for Electrical Power Insulators) y ANSI C29.2 (Wet-Process Porcelain and THoughness Glass Suspension Type). En cuanto a la elección de los mismos, se lo debe realizar de acuerdo a la Norma IEC 60815. Esta norma fija que tipo de aislamiento se debe usar cuando se tiene un índice de contaminación conocido o del rendimiento del mismo en una región (Pazmiño, 2011).

La norma es basada al mismo tiempo en los requisitos de distancia de fuga que cada tipo de aislador debe tener dependiendo del voltaje al que se lo vaya a usar, en este caso a 138 kV (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

La siguiente tabla indica la distancia mínima de fuga que debe tener el aislador dependiendo del nivel de contaminación.

Tabla 5 Niveles de contaminación

Nivel de Contaminación	Descripción del ambiente	Distancia mínima de fuga mm/kV
Ligero Nivel I	Áreas sin industria y con baja densidad de casas equipadas con calefacción Áreas con baja densidad de industrias o casas sujetas a viento y lluvia frecuentes Área agrícola o montañosa Todas las áreas situadas a 10km – 20 km del mar y no expuesta a vientos del mismo	28

<p>Medio Nivel II</p>	<p>Áreas con industria que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción</p> <p>Áreas con alta densidad de casas sujetas a vientos y/o lluvias frecuentes</p> <p>Áreas expuestas al viento del mar pero que no estén cerca de la costa.</p>	<p>35</p>
<p>Alto Nivel III</p>	<p>Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con demanda de casas con calefacción que generan contaminación.</p> <p>Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.</p>	<p>44</p>
<p>Muy Alto Nivel IV</p>	<p>Áreas de extensión moderadas, sujetas a contaminantes y humo industrial que produzcan depósitos espesos de contaminantes.</p> <p>Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas al rocío del mar o vientos fuertes que sean del mar.</p> <p>Áreas desérticas, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal con condensación regular.</p>	<p>55</p>

Nota: Según la Norma IEC 60815-2008

2.5.13. Apantallamiento

Se colocarán cables de guarda en toda la línea de transmisión, por esto que el ángulo de apantallamiento no puede ser mayor a 30°.

Para esto se usan como referencia de diseño las normas IEEE STD 1410, IEEE STD 1243 y STD 998 (Pazmiño, 2011).

2.5.14. Conductor y varillas de puesta a tierra

Los conductores de puesta a tierra son de acero concéntrico recubierto de cobre que alta resistencia mecánica y de corrosividad (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

Por otro lado, las varillas de puesta a tierra deben poseer una elevada resistencia a la corrosión dependiendo del tipo de suelo en el que las use (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

La siguiente tabla muestra los niveles de corrosión de los diferentes tipos de suelo:

Tabla 6 Corrosividad del suelo por su resistividad

Corrosividad	Resistividad de suelo (Ω -m)
Severa	0 – 5
Alta	5 – 10
Significativa	10 – 30
Moderada	30 – 100
Leve	100 – 250
Baja	> 250

Nota: (Proaño Hidalgo, 2012)

2.6. Estudios ambientales

Este estudio nos indica que el efecto ambiental es identificar, analizar, observa el entorno de la naturaleza antes de realizar un proyecto de línea de transmisión.

2.6.1. Marco Legal

Para la construcción de una línea de transmisión es importante tener en cuenta el lugar donde se lo va hacer procurando el cuidado del medio ambiente, es por esto que se deben seguir ciertos reglamentos los cuales se nombran a continuación, (CNEL EP, Mayo), (CNEL EP, 2020):

- Constitución de la República del Ecuador (R.O. N°449, 20 octubre 2008).
- Código Orgánico Integral Penal Pena (R.O. N°180, 10 febrero 2014).
- Ley de Gestión Ambiental (R.O. N°418, 10 septiembre 2004).
- Ley de prevención y control de la contaminación ambiental (R.O. N°418, Codificación 2004-019 del 10 septiembre 2004).
- Ley Orgánica del Servicio Público y de Energía Eléctrica (R.O. N°418, 16 enero 2015).
- Ley de Constitución de Gravámenes y Derechos por Electrificación Decreto Supremo N°1969 (R.O. N°472, 28 noviembre 1977).
- Ley Forestal y de Conservación de Áreas Naturales y Vida Silvestre (R.O. N°418, 10 agosto 2004).
- Texto Unificado de la Legislación Ambiental Secundaria, Decreto Ejecutivo N°3399 y N°3516.
- Acuerdo Ministerial N°061 (R.O. N°316, 4 mayo 2015).
- Acuerdo Ministerial 155 Normas Técnicas para la Prevención y Control de la Contaminación Ambiental de los Sectores de Infraestructura: Eléctrico, Telecomunicaciones y Transporte. (R.O. N°41, 14 marzo 2007).
- Acuerdo Ministerial N°142 (R.O. N°856, 21 diciembre 2012).
- Acuerdo Ministerial N°146 (R.O. N°456, 5 enero 2016).
- Acuerdo N°026 (R.O. N°334, 12 mayo 2008).
- Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas (R.O. N°192, 17 octubre 2007).
- Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica. Decreto Ejecutivo N°1581 (R.O. N°340, 16 diciembre 1999).
- Regulación CONELEC 003/06.
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN ISO 3864-1:2013.
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2266:2013.
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2284:2000.
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1536:98.

2.6.2. Campos electromagnéticos

En la Norma Ambiental se indica las disposiciones para radiaciones no ionizantes de campos electromagnéticos, la cual sirve para garantizar la salud y la seguridad de los trabajadores que estén expuestos a dichas radiaciones. En los sitios donde los niveles de hayan excedido el estipulado en la norma, se deben adecuar o corregir los valores para que reducir las exposiciones (Guanoluisa Arciniega & Sailema Cholota , 2020).

Tabla 7 Niveles de referencia para exposición de campos magnéticos a 60 Hz

Nivel de Tensión [kV]	Intensidad del Campo Eléctrico [Ym]	Densidad de Flujo Magnético [μ T]	Ancho de Franja de Servidumbre [m]
230	4167	83	30
138	4167	83	20
69	4167	83	16

Nota: ICNIRP, 1998, (CELEC EP, 2010)

2.6.3. Zonas geográficas

Para cálculos y variables constantes ambientales y atmosféricas se dividirán en dos zonas (Pazmiño, 2011):

- **Zona 1:** Es la parte baja del territorio nacional que se encuentra entre los océanos y las faldas de las cordilleras, es decir hasta los 1000 m.s.n.m.
- **Zona 2:** Esta es la parte de las cordilleras y mesetas del territorio nacional, misma que está entre los 1000 m.s.n.m. hasta los 3500 m.s.n.m.

Así para un nivel de 138 kV se tomará como referencia:

Tabla 8 Datos ambientales de referencia para el diseño de la LT

Variables constantes	Zona 1	Zona 2
Factor	0.5	0.5
Temperatura	25 °C	12 °C
Nivel cerámico	30	50

Nota: Se indica los factores específicos de la línea a nivel de 138kv

2.7. Estructuras.

Estos tipos de estructuras no facilitarán la construcción de la nueva trayectoria de línea, según sus características y tipos de aislamientos.

2.7.1. Tipos de estructuras

Las estructuras a utilizar en el tramo que cubre la línea de transmisión serán de diferentes características, dependiendo del lugar y las condiciones en las que se ubiquen (Pazmiño, 2011).

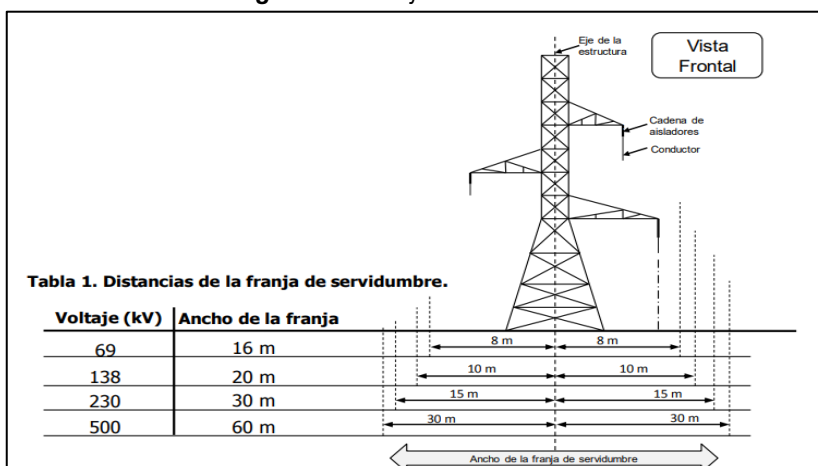
Entre esas se tiene:

- Estructuras de Suspensión: Son estructuras que soportan cables, herrajes y cadenas de aisladores.
- Es resistente al viento transversas y su instalación es de forma tangente o con ángulos pequeños.
- Estructuras angulares: Son estructuras que van ubicadas en los vértices del tramo que cubre la línea de transmisión.
- Estructuras de remate: Son las que se colocan al inicio y final de la línea de transmisión, también suelen ser usadas cuando la longitud de la línea es muy larga.
- La manera a colocarse y escogerse el tipo de estructuras dependerá de la distancia, tensión, flechas y árboles de carga.

2.7.2. Franja de servidumbre

De acuerdo con la Regulación Nro. ARCONEL-018/18, para una estructura existen franjas de servidumbre en estructuras, mismas que son importantes para evitar accidentes del personal y garantizar la confiabilidad del servicio (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

Figura 2.8 Franja de servidumbre



Fuente: ARCONEL-018/18 - (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019)

La Ilustración 2.7, indican las distancias de franja de servidumbre, mismas que se aplican de acuerdo con las siguientes condiciones, la primera es que si de una misma estructura se instalan circuitos de distinto voltaje, el ancho mínimo de servidumbre será el correspondiente al circuito de mayor voltaje; y, la segunda condición es que si una línea de transmisión o de distribución cruza por zonas urbanas o industriales e impide que se cumplan las distancias de servidumbre, se deben tener en cuenta las distancias de seguridad, mismas que serán explicadas posteriormente (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

En cuanto a las franjas de servidumbre en vegetación, la línea de transmisión o distribución debe tener una distancia mínima desde el conductor más bajo hacia la parte más alta de la vegetación o el cultivo con más antigüedad, siguiendo la siguiente tabla:

Tabla 9 Distancias mínimas en vegetación

Voltaje [kV]	Distancia mínima [m]	Distancia para vegetación mayor [m]
≤ 69 kV	4	2.5
69 kV < LT ≤ 230 kV	6	3
> 230 kV	9	3.5

Fuente: Regulación Nro. ARCONEL-018/18

2.7.3. Distancias de seguridad

2.7.3.1. Distancia entre conductores

La distancia entre conductores se refiere a la distancia mínima que debe haber de un conductor a otro, la cual depende del campo magnético mismo que cambia según su nivel de voltaje (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

Para determinar la distancia, se hará uso de la ecuación:

$$a = (k_1 \times \sqrt{f_e + l_e}) + k_2$$

Donde:

a: Separación entre conductores [m]

f_e: Flecha final del conductor para la condición máxima de flecha [m]

l_e: Longitud de la cadena de aisladores [m]

k₁: Factor de inclinación debido al viento (0.75 en vertical y 0.65 en horizontal)

k₂: Separación mínima en medio vano. 1.18 para la zona 2 (138 kV)

2.7.3.2. Distancia a masa

Esta distancia es la que existe entre el conductor y la estructura de la torre, aquí se establecerá Line Post, cadena de aisladores, entre otros (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

Así, la ecuación a usarse es:

$$e = 0.1 + \frac{kV}{150}$$

Donde:

e: Distancia a masa [m]

kV: Voltaje de línea [kV]

2.7.3.3. Distancia del conductor al suelo

Según la Regulación CONELEC 002/10, cuando son tensiones superiores a 22 kV, la altura debe incrementarse 0.01 m por cada kV en exceso, tomando como referencia la tabla 16 de la regulación. Así, todas las distancias que sean

mayores a 50 kV, deben tomar como referencia la máxima tensión de operación (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019).

La ecuación a usarse es:

$$D = D_{\text{tabla}} + [0.01 \times (V_{\text{nominal}} - 22)]$$

Donde:

D_{tabla} : Valor de referencia

V_{nominal} : Voltaje de línea [kV]

2.7.3.4. Distancia vertical en cruce de líneas

Esta distancia es la mínima distancia vertical que debe existir entre conductores en un cruce, para las condiciones menos desfavorables, dicha distancia no debe ser inferior a:

$$D_v = 1.5 + \frac{kV_s + kV_{si}}{170}$$

Donde:

D_v : Distancia vertical entre conductores en el cruce [m]

kV_s : Voltaje de línea superior [kV]

kV_{si} : Voltaje de línea inferior [kV]

Así, en estas condiciones en condiciones más desfavorables para el conductor superior se toma como referencia la flecha para máxima temperatura y para el conductor inferior, la flecha para mínima temperatura (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

2.7.3.5. Distancia de conductores a edificaciones

Según la ARCONEL 001/18, establece que no se permite la construcción de estructuras dentro de la franja de servidumbre, peor hay casos que son la excepción, donde deben respetarse las distancias mínimas que se establecen (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

2.7.3.6. Distancia de conductores a otras estructuras de soporte

En la ARCONEL 001/18 se establecen las distancias mínimas de seguridad de los conductores hacia estructuras de soporte en estado de reposo y bajo presión máxima de viento.

En la regulación solo están las explicadas hasta 50 kV, por lo que para voltajes más altos se debe seguir el procedimiento antes mencionado en 2.7.3.3, tomando como referencia las distancias establecidas en dicha tabla (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

2.8. Mantenimiento en líneas de transmisión

2.8.1. Construcciones

Los propietarios de redes eléctricas deben monitorear siempre que no se realicen construcciones dentro de la franja de servidumbre de las líneas de transmisión o distribución, si se identifican construcciones dentro de los rangos no permitidos, se debe notificar al GAD respectivo y al propietario, explicarle los riesgos y proceder con las acciones legales del caso (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

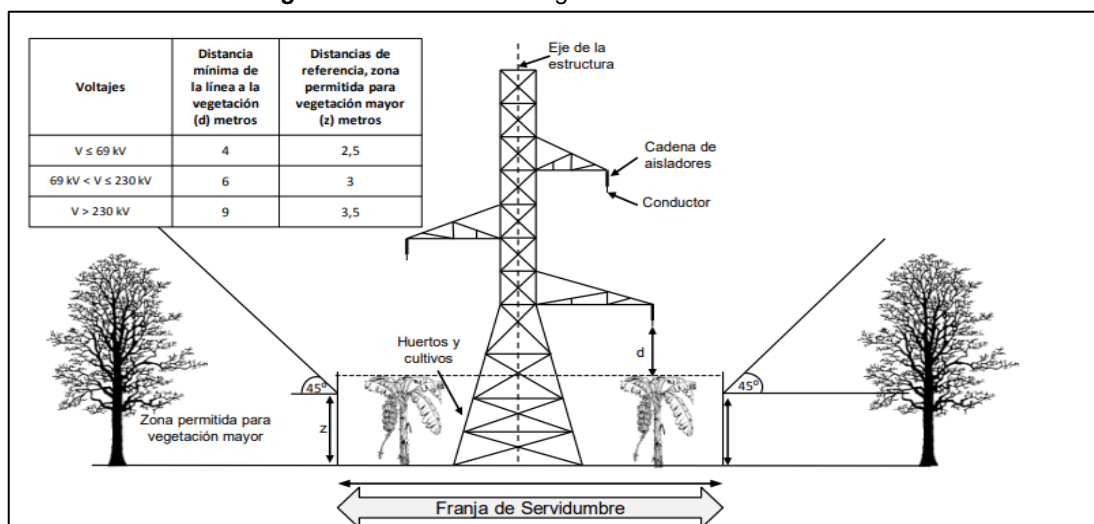
2.8.2. Desbroce de vegetación

El desbroce de vegetación es realizado por los operadores de redes eléctricas, sirve para mantener controlado el crecimiento de ésta de forma que no interfiera con las distancias de seguridad y tampoco con posibles cortes del servicio (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

En caso de haber árboles que comprometan el servicio eléctrico, se debe pedir permiso y autorización al Ministerio del Ambiente (MAE), para el talar con la debida coordinación.

Así mismo, los árboles que se encuentren fuera de la franja de servidumbre, pero dentro de los 45° de proyección que puedan afectar conductores, serán cortados o podados (Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2018).

Figura 2.9 Desbroce de vegetación con sus distancias



Fuente: ARCONEL-018/18 - (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019)

2.8.3. Mantenimiento predictivo.

Este tipo de mantenimiento nos indica que podemos analizar, e utilizar técnicas con herramientas adecuadas antes que se produzca una falla en el sistema eléctrico, y así solucionar antes de que suceda.

2.8.3.1. Mantenimiento correctivo

Este mantenimiento se lo realiza cuando se detecta una falla en algún equipo, así pues, su objetivo es restaurar la funcionalidad y rendimiento del equipo. Este tipo de mantenimiento se interviene directamente en corregir la falla este puede ser planificado o no, claramente que se incurrirá en gastos imprevistos mientras que se ejecute la respectiva orden de trabajo, si es un mantenimiento planificado, es más rentable ya que es algo que se encontraba preestablecido. (CADENCE, 2024)

2.8.3.2. Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo reducir posibles averías en los equipos, evitando así que se den problemas potenciales. Los equipos de mantenimiento analizan datos históricos y fallos pasados para establecer programas de mantenimiento estructurados. Este es un mantenimiento

planificado, esto garantiza una vida útil prolongada de los equipos. (CADENCE, 2024)

2.8.3.3. Mantenimiento basado en riesgos

Este mantenimiento se basa en abordar los sistemas y la maquinaria sensibles a riesgos, su objetivo es asignar recursos de manera eficiente para minimizar o reparar los riesgos y garantizar la seguridad de los empleados; también proporciona estrategias para proteger equipos y sistemas críticos. Así cuando se identifican los componentes vulnerables e implementar medidas de mantenimiento adecuadas, este mantenimiento tiene un impacto significativo en la rentabilidad y eficiencia operativa. (CADENCE, 2024)

2.8.3.4. Mantenimiento bajo condiciones

Este mantenimiento se basa en datos de sensores para evaluar el estado del equipo mientras se encuentra operando; las alarmas en este mantenimiento se levantan cuando los datos de mantenimiento predictivo indican una disminución en el rendimiento del equipo; aunque es más complejo este tipo de mantenimiento, actúa como una medida preventiva, reduciendo la probabilidad de fallas y permitiendo ahorrar costos significativos a la empresa. (CADENCE, 2024)

2.8.4. Tipos de tecnologías usadas en el mantenimiento predictivo

2.8.4.1. Reflectometría en el dominio del tiempo (TDR)

La reflectometría en el dominio del tiempo es una técnica que se usa para diagnosticar problemas en cables y líneas de transmisión. Su método se basa en enviar pulsos eléctricos al largo del cable y medir la reflexión de estos pulsos, localizando con precisión las fallas en el cable; esto ayuda a minimizar el tiempo de inactividad e interrupciones del sistema cuando no hay suministro de energía. (CADENCE, 2024)

2.8.4.2. Tendencia de rendimiento

Es una técnica del mantenimiento predictivo que se basa en datos que implican el seguimiento y el rendimiento, esto ayuda a identificar tendencias y desviaciones del comportamiento operativo normal. Los parámetros a analizar pueden ser temperatura, presión, entre otras variables operativas críticas. La

identificación temprana de anomalías de rendimiento permite que se den acciones de mantenimiento que reduzcan la probabilidad de fallas inesperadas. (CADENCE, 2024)

2.8.4.3. Sistemas de información geográfica (SIG)

Las herramientas SIG se usan para el mapeo de activos de transmisión, la alineación de rutas durante la planificación de nuevas líneas de transmisión, análisis de vulnerabilidad en caso de eventos como inundaciones o incendios, el estudio de cambios de cursos de los ríos (monitorear la seguridad de las líneas y torres que se encuentran cerca de ríos) y los estudios de gestión de desastre

Otra alternativa es el uso de drones para las patrullas desde lo alto de la torre, esto elimina la necesidad de subir a la torre. Estos drones están equipados con cámaras de alta resolución y definición montadas en cardan que pueden tomar fotografías y videos de las torres y sus componentes para detectar fallos o defectos; incluso se les puede colocar una cámara de calor para detectar puntos calientes en la línea y realizar el respectivo mantenimiento, esto asegura la calidad y eficiencia del suministro de energía hacia los clientes. (Gupta, 2018)

CAPÍTULO 3

3. CORRECTA SELECCIÓN DE LA RUTA DE LINEA DE TRANSMISION

3.1. Ubicación del proyecto

La línea de transmisión iniciará en la Subestación Santa y terminará en la Subestación Chanduy, las coordenadas de cada una de ellas se especifican a continuación:

- La Subestación Santa Elena se encuentra ubicada en la posición georreferenciada (E: 517109, N: 9752222).
- La Subestación Chanduy está en la posición georreferenciada (E: 531236, N: 9747584).

Este diseño eléctrico mecánico está considerado en una altura inferior a 1000 m.s.n.m., se considera la zona 1 como parte de estudio de trayectoria, las normativas son establecidas por el EX INECEL; con esta consideración, los ingenieros y técnicos planificadores pueden realizar análisis detallados del terreno, evaluar las condiciones geográficas y topográficas, y diseñar la ruta más adecuada para la nueva línea de transmisión se enlace entre estas dos subestaciones.

Figura 3.1 Ubicación de la línea de subtransmisión



Fuente: Google Earth

3.2. Selección de la Ruta

3.2.1. Consideraciones

Para determinar la ruta óptima y diseñar la línea de transmisión a 138 kV entre las subestaciones Santa Elena y Chanduy, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Ubicar la ruta propuesta lo más cercano a vías existentes de segundo o tercer orden, o también cerca de caminos vecinos que faciliten el sitio de instalación de estructuras.
- Evitar que la línea pase por zonas pobladas, viviendas, bosque nativos o plantados; para los dos últimos significa que se puede minimizar el desbroce de árboles y especies nativas, debido al derecho de servidumbre en construcción y mantenimiento.
- La selección de la ruta debe tener geología estable.
- La ruta debe tener alineaciones de mayor longitud posible, disminuyendo los ángulos en el tramo seleccionado, esto hará que disminuya los costos de construcción.
- Garantizar la factibilidad del proyecto en condiciones climáticas, topográficas, entre otras.

3.3. Descripción del trazado de la línea

La línea de transmisión cuya longitud es de 15 km, empieza desde la Subestación Santa Elena y llega a la Subestación Chanduy, misma que será diseñada a un nivel de 138 kV, las estructuras a usarse serán torres metálicas. (Narvaez Granja, Pazmiño Méndez, & Endara Vélez , 2020)

3.3.1. Tipo de Terreno

- **Plano e Irregular:** El terreno por el cual atraviesa la línea es plano irregular.
- **Zonas Agrícolas:** La mayoría del terreno está dedicado al cultivo de flores, lo cual puede implicar la necesidad de cuidados especiales en la instalación para no dañar las plantaciones.
- **Zonas Ganaderas:** También se atraviesan algunas áreas utilizadas para la ganadería.

3.3.2. Consideraciones Geográficas

- **Quebradas:** En el trayecto de la línea se identifican varias quebradas pequeñas. La existencia de estas quebradas ha sido un factor determinante para la selección adecuada de las estructuras y los vanos.

3.3.3. Perfil Topográfico

El perfil topográfico del terreno en relación con en el plano 1 del anexo 1. Este plano proporciona una visión completa del relieve y las características del terreno, permitiendo una planificación precisa de la instalación de la línea y la ubicación de las estructuras. (Bermúdez Flores & Fiallos Veintimilla, 2003)

3.4. Descripción de ruta seleccionada

En la trayectoria seleccionada se sigue un enfoque de hacer uso de la infraestructura existente y minimizar el impacto en áreas residenciales.

La ruta comienza en el pórtico de la Subestación Celec Santa Elena, donde se conectará a la infraestructura existente, luego la ruta se conecta inicialmente a la línea de subtransmisión existente a 69 kV que va desde Santa Elena hasta Chanduy. Esta conexión proporciona un punto de partida para la nueva línea de transmisión a 138 kV. (Almeida Pazmiño, Amaya Rivas , & Tapia Olmedo , 2016)

La ruta cruza la "Línea Chongón-Santa Elena", después la ruta continúa de manera paralela a la línea existente en áreas con baja densidad de viviendas. En ciertos segmentos de la ruta, puede haber árboles y vegetación. Esto requerirá evaluaciones adicionales para determinar el impacto ambiental y las medidas de mitigación necesarias. Quedando la ruta seleccionada de la siguiente forma:

- **El segmento V1 a V2 y V3 a V4 (0.87km):** es una parte específica de la ruta número 1 que se describe como: **segmento V1 a V2**, comienza en la Subestación Santa Elena. Desde aquí, la línea de subtransmisión sigue la misma ruta que la infraestructura existente hasta su punto de salida o conexión con otro tramo de la nueva línea de subtransmisión; y **segmento V3 a V4**, sigue la misma ruta que el segmento anterior, continuando desde

el punto V2 hasta su punto de salida o conexión con otra parte de la nueva línea de subtransmisión.

- **Segmento V4 a V5 (0.68 km):** Este tramo incluye un cruce entre las líneas "Chongón-Santa Elena" y "Chongón-Santa Elena 2". Esta intersección se encuentra en un área donde la línea existente de Santa Elena-Chanduy de 69 kV también está presente. Se describe que esta área tiene poca vegetación, lo que puede facilitar la construcción y el acceso.
- **Segmento V5 a V6 (2.28 km):** Este tramo tiene una longitud de 2.28 km y atraviesa la línea existente "Chongón-Santa Elena" a una distancia de aproximadamente 100 metros. Este cruce se realizará de manera segura y autorizada, teniendo en cuenta la presencia de la línea existente y cualquier impacto ambiental que pueda surgir.
- **Segmento V6 a V7 (1.57 km):** Este tramo tiene una longitud de 1.57 km y se extiende desde la envasadora de GLP "Gas Guayas" hasta la carretera perimetral de Santa Elena. Se menciona que en algunas áreas de este tramo hay vegetación presente, lo que puede requerir evaluaciones adicionales para determinar el impacto ambiental y las medidas de mitigación necesarias durante la construcción.
- **Segmento V7 a V8 (0.29 km):** Este tramo tiene una longitud de 0.29 km y se caracteriza por un cruce de vía. Además, se menciona la presencia de vegetación y árboles en esta zona. Es importante considerar estos elementos naturales durante el diseño y la planificación de la línea de subtransmisión para minimizar cualquier impacto ambiental y garantizar la seguridad durante la construcción.
- **Segmento V8 - V9 (3.51 km):** Este tramo transcurre cerca de casas y avanza a aproximadamente 30 metros paralelo a la vía principal, cruzando áreas con vegetación y árboles.
- **Segmento V9 a V10 (0.23 km):** En este segmento, la línea cruza la vía San Vicente, lo que implica la presencia de vegetación, árboles y viviendas en la zona. Se deben tener en cuenta medidas de seguridad y consideraciones ambientales durante la construcción. (Erazo Gavilanez , 2007)

- **Segmento V10 a V11 a V12 (1.93 km):** Este tramo sigue paralelo a la carretera a unos 30 metros de distancia, lo que implica la presencia de varias viviendas en la zona.
- **Segmento V12 a V13 (2.23 km):** Aquí la línea cruza la vía hacia Baños en áreas con vegetación escasa y residencias.
- **Segmento V13 a V14 (2.38 km):** Este tramo se construye paralelo a la línea existente, pasando por áreas con poca vegetación. Se han creado senderos para acceder al sitio.
- **Segmento V14 a V15 a V16 a V17 (0.29 km):** Este tramo llega a la Subestación Chanduy de CNEL EP, donde hay poca vegetación y es de libre acceso para llegar a cada una de las estructuras. (Narvaez Avendaño & Tamay Crespo, 2013)

Figura 3.2 Ruta seleccionada para LT 138 kV



Fuente: Google Earth

Quedando la ruta de la siguiente forma, expresado en coordenadas:

Tabla 10 Coordenadas de ruta escogida

N.	Este	Norte
S1	517024.00	9752040.00
S2	516994.00	9752033.00
S3	516915.00	9752378.00
S4	517397.00	9752479.00

S5	517850.00	9751965.00
S6	520812.00	9751975.00
S7	521639.00	9751574.00
S8	521727.00	9751730.00
S9	524939.00	9750342.00
S10	526640.00	9750246.00
S11	526640.00	9749546.00
S12	526892.00	9749430.00
S13	526892.00	9748496.00
S14	531074.00	9747493.00
S15	531130.00	9747670.00
S16	531211.00	9747623.00
S17	531222.00	9747616.00

Nota: Ruta de trayectoria de recorrido geo referencial de LT.

3.5. Características generales de la línea de transmisión

Esta línea de transmisión que inicia en la Subestación Santa Elena y llega a la subestación Chanduy, será a nivel de 138 kV; en su diseño se tiene en cuenta usar torres metálicas con una configuración de simple terna. (Ruíz Cuadrado, Pinos Idrovo, & Pita Borbor, 2017)

La línea tendrá una longitud de 15km, donde se considerará un factor de potencia de 0.92. En cuanto a la demanda inicial se considerará 5 MW el incrementando constantemente hasta su punto de estabilización en 59.24 MW. Así, se tienen los siguientes elementos principales de la línea:

Tabla 11 Características Generales de la Línea

Tipo de corriente	Trifásica Alterna
Tensión nominal	138 kV
Frecuencia	60 Hz
Potencia Aparente	70.65 MVA
Factor de potencia	0.92
Material de conductor	ACAR Conductor de aluminio desnudo reforzado con aleación de aluminio
Cable de guarda	OPGW 24

Aislamiento	Zona 1
Estructuras	Torres metálicas en simple terna

Nota: Datos a trabajar para el diseño de la LT, del presente proyecto.

3.6. Parámetros eléctricos de la línea de transmisión

La línea de transmisión tendrá las siguientes características principales:

Tabla 12 Parámetros de la Línea de Transmisión

Nivel de Voltaje	138 kV
Potencia	70.65 MVA
Frecuencia	60 Hz
Distancia	15 km
Tipo de Conductor	0.92
Material de conductor	ACAR 750 MCM

Nota: De acuerdo con el parámetro de la línea se selecciona el conductor.

CAPITULO 4.

4. DISEÑO ELECTRICO MECANICO DE LA LINEA DE TRANSMISION

4.1. Características del conductor

Para la selección del conductor es primordial ya que debido a las características de la línea y a la longitud, esta no presenta pérdidas por efecto corona. (Revista Técnica, 2024) (Pazmiño, 2011)

En cambio, para las pérdidas por efecto Joule tenemos:

- **Corriente transportada:**

Para este ítem se debe tener en cuenta que en un futuro la línea pueda transportar más potencia, esto es de 59 MW, llegar a 65 MW. Es por eso los cálculos se los hará con la potencia de más elevada, quedando lo siguiente:

$$I = \frac{P}{V_L \times \cos\phi}$$
$$I = \frac{65 [MW]}{138 [kV] \times 0.92}$$
$$I = 511.972 [A]$$

Asumiendo un factor de seguridad de 1.2, que es el 20% del margen de seguridad y una reserva del 1.15 que es el 15% de reserva, tenemos:

$$I = 511.972 \times 1.2 \times 1.15$$
$$I = 706.51 [A]$$

- **Pérdidas por Efecto Joule:**

Al tener una corriente de 706.51 [A], se escoge el conductor ACAR 750 MCM, por sus características, es así que para las pérdidas se tiene:

$$P_{EJ} = \frac{3 R_{AC} I^2 d}{1000}$$
$$P_{EJ} = \frac{3 \times 0.1001 \times (706.51)^2 \times 15}{1000}$$
$$P_{EJ} = 2248.45 [kW]$$

Con los resultados antes encontrados se concluye que el conductor que cumple con estas características es el ACAR 750 MCM.

Tabla 13 Características del conductor

Tipo	ACAR
Calibre	750 MCM
Material	Aluminio reforzado con aleación de aluminio
Composición	18/19 (37 hilos)
Diámetro (mm)	25.32
Sección total (mm²)	380
Resistencia 20°C (Ω/km)	0.0817
Capacidad nominal transporte de corriente (A)	807
Peso (kg/m)	1.044
Tensión de ruptura (kg)	8651 → 20% = 1730.2
Elasticidad (kg/ mm²)	6400
Coeficiente de dilatación (1/°C)	23.0x10 ⁻⁶

Nota: Según las características del conductor ACAR 750 MCM, (CEARSA, 2006).

4.2. Cálculos eléctricos

4.2.1. Corriente máxima de línea

La potencia activa establecida es de 70.65 MVA, con este dato se calcula la corriente máxima que tendrá la línea.

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_L}$$

$$I = \frac{70.65 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV}}$$

$$I = 295.58 \text{ [A]}$$

4.2.2. Potencia activa de la línea

Esta potencia se la calcula como:

$$P = \sqrt{3} \times V_L \times I \times fp$$

$$P = \sqrt{3} \times 138 \text{ [kV]} \times 295.58 \text{ [A]} \times 0.92$$

$$P = 65 [MW]$$

4.2.3. Capacidad de corriente

Para este cálculo se usarán los datos del conductor, con una corriente de 807 [A] y un coeficiente de reducción de 0.91 para una temperatura ambiente de 40°C. Así, el cálculo es:

$$I_{max} = I_{conductor} \times C_r$$

$$I_{max} = 807 \times 0.91$$

$$I_{max} = 734.37 [A]$$

4.2.4. Resistencia DC

Para el cálculo de la resistencia DC, se usará la siguiente ecuación:

$$R_{DC-20^{\circ}C} = \rho \times \frac{1}{A_{T-Al}}$$

Para hallar sus parámetros se seguirán los siguientes pasos:

- **Área del Aluminio**

El diámetro del hilo de aluminio según el fabricante se tiene que es 3.62×10^{-3} [m²]; con este dato se hace el cálculo del área:

$$A_{Al} = \frac{\pi}{4} \times d^2$$

$$A_{Al} = \frac{\pi}{4} \times (3.62 \times 10^{-3})^2$$

$$A_{Al} = 1.0292 \times 10^{-5} [m^2]$$

- **Área total del aluminio**

$$A_{T-Al} = N^{\circ} \text{ de hilos} \times A_{Al}$$

$$A_{T-Al} = 37 \times 1.0292 \times 10^{-5}$$

$$A_{T-Al} = 3.8081 \times 10^{-4} [m^2]$$

- **Resistencia DC del aluminio**

Para el cálculo de la resistencia, se debe tener en cuenta que la resistividad de aluminio para conductores ACAR es de $3 \times 10^{-8} [\Omega m]$

$$R_{DC-20^{\circ}C} = \rho \times \frac{1}{A_{T-Al}}$$

$$R_{DC-20^{\circ}C} = (3 \times 10^{-8}) \times \frac{1}{3.8081 \times 10^{-4}}$$

$$R_{DC-20^{\circ}C} = 0.07878 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

- **Resistencia Total DC**

La resistencia total se compone de los elementos por los que esté compuesto el conductor, en este caso, al solo ser el conductor compuesto de aluminio, la resistencia total será, la que se encontró en el apartado anterior.

$$R_{DCT-20^{\circ}C} = 0.07878 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

- **Porcentaje de error**

$$\%E = \left| \frac{n_{calculado} - n_{tabla}}{n_{tabla}} \right| \times 100$$

$$\%E = \left| \frac{0.07878 - 0.0817}{0.0817} \right| \times 100$$

$$\%E = 3.57$$

4.2.5. Efecto piel

El efecto piel se calcula usando la siguiente ecuación:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + (0.8 \times X_s^4)}$$

Para esto primero debemos encontrar sus parámetros:

- **Resistencia**

Esto se refiere a corregir la resistencia del conductor a su temperatura de operación.

$$R' = R_{DC}$$

$$R' = 0.0817 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

- **Cálculo de X_s**

Para este caso, se usará un K_s de 1, ya que esta constante es para conductores redondos y compactos.

$$X_s = \sqrt{\frac{8 \times \pi \times f \times 10^{-4} \times K_s}{R'}}$$

$$X_s = \sqrt{\frac{8 \times \pi \times 60 [Hz] \times 10^{-4} \times 1}{0.0817 \left[\frac{\Omega}{km} \right]}}$$

$$X_s = 1.3586$$

- **Cálculo de Y_s (Efecto Piel)**

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + (0.8 \times X_s^4)}$$

$$Y_s = \frac{(1.3586)^4}{192 + [0.8 \times (1.3586)^4]}$$

$$Y_s = 1.7495 \times 10^{-2}$$

4.2.6. Efecto proximidad

- **Cálculo de X_p**

$$X_p = \sqrt{\frac{8 \times \pi \times f \times 10^{-4} \times K_s}{R'}}$$

$$X_p = \sqrt{\frac{8 \times \pi \times 60 [Hz] \times 10^{-4} \times 1}{0.0817 \left[\frac{\Omega}{km} \right]}}$$

$$X_p = 1.3586$$

- **Cálculo de a**

$$a = \frac{X_s^4}{192 + (0.8 \times X_s^4)}$$

$$a = \frac{(1.3586)^4}{192 + [0.8 \times (1.3586)^4]}$$

$$a = 1.7495 \times 10^{-2}$$

- **Cálculo de y**

Para este apartado se usará el diámetro del conductor (d_c) dado por el fabricante que es de 25.34 [mm] \rightarrow 2.534 [cm].

También se tomará en cuenta la distancia entre conductores (s), la misma que será de 1.8 [m] \rightarrow 180; esta distancia es la más crítica.

$$y = \frac{d_c}{s}$$

$$y = \frac{2.534 [cm]}{180 [cm]}$$

$$y = 1.4078$$

- **Cálculo de Y_p (Efecto Proximidad)**

$$Y_p = a \times y^2 \times \left[0.312 \times y^2 + \frac{1.18}{a + 0.27} \right]$$

$$Y_p = (1.7495 \times 10^{-2}) \times (8.1742 \times 10^{-3})^2$$

$$\times \left[0.312 \times (8.1742 \times 10^{-3})^2 + \frac{1.18}{(1.7495 \times 10^{-2}) + 0.27} \right]$$

$$Y_p = 0.1637$$

Cálculo de Resistencia AC

- **Cálculo**

$$R_{AC-20^\circ C} = R_{DC-20^\circ C} \times (1 + Y_s + Y_p)$$

$$R_{AC-20^\circ C} = 0.0817 \times [1 + (1.7495 \times 10^{-2}) + 0.1637]$$

$$R_{AC-20^\circ C} = 0.096508 \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

- **Porcentaje de error**

$$\%E = \left| \frac{n_{calculado} - n_{tabla}}{n_{tabla}} \right| \times 100$$

$$\%E = \left| \frac{0.096508 - 0.01001}{0.01001} \right| \times 100$$

$$\%E = 3.59$$

4.2.7. Cálculo de inductancia

La inductancia se la calcula de la siguiente forma:

$$L = (2 \times 10^{-7}) \times \ln \frac{D_{eq}}{D_s}$$

- **Cálculo de D_s**

$$D_s = \frac{d_c}{2}$$

$$D_s = \frac{0.02534}{2}$$

$$D_s = 0.01267 \text{ [m]}$$

- **Cálculo de D_{eq}**

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{1.8 \times 1.8 \times 3.6}$$

$$D_{eq} = 2.2678 \text{ [m]}$$

- **Cálculo de la inductancia**

$$L = (2 \times 10^{-7}) \times \ln \frac{D_{eq}}{D_s}$$

$$L = (2 \times 10^{-7}) \times \ln \frac{2.2678}{0.01267}$$

$$L = 1.0375 \times 10^{-6} \left[\frac{H}{m} \right]$$

4.2.8. Cálculo de capacitancia

En este caso para aplicar la ecuación, transformamos D_{eq} : 2.2678 [m] \rightarrow 7.4408 [ft] y D_s : 0.01267 [m] \rightarrow 0.04157 [ft], con esto tenemos:

$$C = \frac{2 \times \pi \times \epsilon_0}{\text{Log} \frac{D_{eq}}{D_s}}$$

$$C = \frac{2 \times 60 [Hz] \times 8.854 \times 10^{-12}}{\ln \frac{2.2678}{0.01267}}$$

$$C = 10.7244 \left[\frac{pF}{m} \right] \times 1000$$

$$C = 10.7244 \left[\frac{nF}{km} \right]$$

4.2.9. Cálculo de impedancia de línea

$$R_{AC} = 0.01001 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \times 15 [km]$$

$$R_{AC} = 0.15015 [\Omega]$$

4.2.10. Cálculo de reactancia inductiva

$$X_L = 2 \times \pi \times f \times L \times l$$

$$X_L = 2 \times \pi \times 60 [Hz] \times 1.0375 \times 10^{-6} \left[\frac{H}{m} \right]$$

$$X_L = 0.0003911 \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

$$X_L = 0.0003911 \left[\frac{\Omega}{m} \right] \times 15000 [m]$$

$$X_L = 5.8667 [\Omega]$$

4.2.11. Cálculo de la impedancia

$$Z = R + jXL$$

$$Z = (0.15015 + j 5.8667)$$

$$Z = 5.86865 \angle 88.5339 [\Omega]$$

4.2.12. Cálculo de la admitancia

$$Y = 2 \times \pi \times f \times C$$

$$Y = 2 \times \pi \times 60 [Hz] \times 10.7244 \left[\frac{nF}{km} \right]$$

$$Y = 4.0430 \times 10^{-6} \left[\frac{S}{m} \right] * 1000$$

$$Y = 4.0430 \times 10^{-3} \left[\frac{S}{m} \right]$$

4.2.13. Cálculo del voltaje de regulación

- **Regulación de Voltaje**

$$V_s = V_r + I(R_{AC} \cos \phi + X_L \sin \phi)$$

$$V_s = 138 [kV] + 295.58[A] \times [0.01001 \cos(36.86) + 5.8687 \sin(36.86)]$$

$$V_s = 139.0429$$

- **Error**

$$\%E = \left| \frac{V_s - V_r}{V_r} \right| \times 100$$

$$\%E = \left| \frac{139.0429 [kV] - 138[kV]}{138 [kV]} \right| \times 100$$

$$\%E = 0.75\%$$

4.3. Puesta a tierra

4.3.1. Varillas de puesta a tierra

Como se mencionó en el capítulo anterior, estas varillas deben tener una resistencia elevada a la corrosión, para esto se usarán varillas Copperweld de 2.4 [m] de longitud y 5/8 [in] de diámetro. (Camarena Camayoc, 2009)

4.3.2. Hilo de Guarda

Este conductor es uno adicional que se coloca en la línea de transmisión para proteger el sistema eléctrico; este sirve para protección de sobretensiones como descargas atmosféricas y como una protección adicional contra interferencias electromagnéticas. El hilo de guarda escogido es:

Tabla 14 Características del hilo de guarda

Tipo	OPGW
Calibre	24 hilos
Composición	7
Vano inicial (m)	20
Tensión de rotura (kg)	4900

Peso (kg/m)	0.407
Área (mm²)	95.5
%TR	14%
Elasticidad (kg/mm²)	9390
Tensión EDS (kg)	686
Coeficiente dilatación (1/°C)	1.72x10 ⁻⁵
Diámetro (m)	0.013
Zona	1
T₁ (°C)	25
T₂ (°C)	5
Variación del vano	10
Velocidad de viento (km/h)	60

Nota: Datos referencia del conductor, (Cooperativa Rural de Electrificación)

4.4. Cálculos mecánicos

4.4.1. Vano regulador

$$V_R = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{i=n} a^3}{\sum_{i=1}^{i=n} a}}$$

$$V_R = \sqrt{\frac{100^3 + 130^3 + 150^3 + 210^3 + 240^3 + 250^3 + 260^3 + 280^3}{100 + 130 + 150 + 210 + 240 + 250 + 260 + 280}}$$

$$V_R = 229$$

4.4.2. H1: Tensión máxima de conductores con mínima temperatura (5°C)

4.4.2.1. Tensión para un vano regulador de 229 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(5 - 25)(380) + \frac{(1.044)^2 \times (229)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] = \frac{(1.044)^2 \times (229)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} - 1118.72 + (710.5785) - 1730.2] = (579.9432 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 - 914.13961624T_{o2}^2 + 0 - 579.9432 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 2157.93332 \text{ kg}$$

4.4.2.2. Tensión para un vano de 100 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(5 - 25)(380) + \frac{(1.044)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] = \frac{(1.044)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} - 1118.72 + (368.944) - 1730.2] = (110.4468 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 - 2479.9758T_{o2}^2 + 0 - 110.4468 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 2638.61197 \text{ kg}$$

4.4.3. H2: Tensión máxima de conductores con sobrecarga

4.4.3.1. Sobrecarga por el viento

$$P_v = 0.00481 \times v^2$$

$$P_v = 0.00481 \times (90)^2$$

$$P_v = 38.961 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

Donde:

P_v : Presión del viento

v : Velocidad del viento, se toma un valor de $90 \left[\frac{\text{km}}{\text{h}} \right]$

4.4.3.2. Peso del conductor por peso del viento

$$W_v = P_v \times \frac{\phi_c + 2e}{1000}$$

$$W_v = 38.961 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right] \times \frac{25.32 [\text{mm}] + (2) \times (0)}{1000}$$

$$W_v = 0.98649252 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

Donde:

P_v : Presión del viento

Φ_c : Diámetro del conductor [mm]

e : Costra de hielo [mm]

4.4.3.3. Peso total del conductor

$$W_r = \sqrt{(W_c + W_h)^2 + W_v^2}$$

$$W_r = \sqrt{(1.044 + 0)^2 + 0.98649252^2}$$

$$W_r = 1.4363 \left[\frac{kg}{m} \right]$$

Donde:

W_h : Peso unitario que se provoca por el hielo

W_r : Peso unitario de peso por sobrecarga

W_c : Peso unitario del conductor

4.4.3.4. Coeficiente de Sobrecarga

$$W_m = \frac{W_r}{W_c}$$

$$W_m = \frac{1.4363}{1.044}$$

$$W_m = 1.3758$$

4.4.3.5. Tensión para un vano regulador de 229 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(18 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (229)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.4363)^2 \times (229)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} - 391.552 + (1934.78038) - 1730.2] = (109.63375 \times 10^8)$$

$$T_{o2}^3 - 186.9716T_{o2}^2 + 0 - 109.63375 \times 10^8 = 0$$

$$T_{o2} = 2285.6142 \text{ kg}$$

4.4.3.6. Tensión para un vano de 100 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(18 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.4363)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} - 391.552 + (368.9442) - 1730.2] = (209.06115 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 - 1752.8078T_{o2}^2 + 0 - 209.06115 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 2189.0746 \text{ kg}$$

4.4.4. H3: Tensión máxima de conductores con máxima temperatura (60°C)

4.4.4.1. Tensión para un vano regulador de 229 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (229)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (229)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (1934.78038) - 1730.2] = (579.194312 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 2162.34038T_{o2}^2 + 0 - 579.194312 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 1294.4258 \text{ kg}$$

4.4.4.2. Tensión para un vano de 100 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$\begin{aligned} T_{o2}^2 \times & \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ & \left. + \frac{(1.044)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ & = \frac{(1.044)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24} \end{aligned}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (368.94422) - 1730.2] = (110.44685 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 596.50422T_{o2}^2 + 0 - 110.44685 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 868.3263 \text{ kg}$$

4.4.5. Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 100 m

4.4.5.1. Tensión para un vano de 100 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$\begin{aligned} T_{o2}^2 \times & \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ & \left. + \frac{(1.044)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ & = \frac{(1.044)^2 \times (100)^2 \times 380 \times 6400}{24} \end{aligned}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (368.94422) - 1730.2] = (110.44685 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 596.50422T_{o2}^2 + 0 - 110.44685 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 868.3263 \text{ kg}$$

4.4.5.2. Flecha máxima para un vano de 100 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$
$$f = \frac{1.044 \times (100)^2}{8 \times 868.3263}$$
$$f = 1.5029 [m]$$

4.4.5.3. Cálculo de C para hallar la longitud en un vano de 100 m

$$C = \frac{T_o}{W_r}$$
$$C = \frac{868.3263}{1.044}$$
$$C = 831.7302$$

4.4.5.4. Longitud para un vano de 100 m con flecha de 1.5029 m

$$L' = 2C \times \sinh\left(\frac{a}{2C}\right)$$
$$L' = 2 \times 831.7302 \times \sinh\left(\frac{100}{2 \times 831.7302}\right)$$
$$L' = 100.0602 [m]$$

4.4.5.5. Tensión en los extremos del conductor

$$T_b = T_o \times \cosh\left(\frac{a}{2C}\right)$$
$$T_a = T_b$$
$$T_b = 868.3263 \times \cosh\left(\frac{100}{2 \times 831.7302}\right)$$
$$T_b = 1666.4670 [kg]$$

4.4.6. Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 130 m

4.4.6.1. Tensión para un vano de 130 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (130)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (130)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (623.5157) - 1730.2] = (186.6551 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 851.0757T_{o2}^2 + 0 - 186.6551 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 1003.2824 \text{ kg}$$

4.4.6.2. Flecha máxima para un vano de 130 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$

$$f = \frac{1.044 \times (130)^2}{8 \times 1003.2824}$$

$$f = 2.1982 \text{ [m]}$$

4.4.6.3. Tensión para un vano de 160 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (160)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (160)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (944.4972) - 1730.2] = (282.74393 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 1172.0572T_{o2}^2 + 0 - 282.74393 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 1112.4909 \text{ kg}$$

4.4.6.4. Flecha máxima para un vano de 160 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$
$$f = \frac{1.044 \times (100)^2}{8 \times 1112.4909}$$
$$f = 3.0029 [m]$$

4.4.7. Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 190 m

4.4.7.1. Tensión para un vano de 190 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$
$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (190)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (190)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (1331.8886) - 1730.2] = (398.71312 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 1559.4486T_{o2}^2 + 0 - 398.71312 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 1201.6757 \text{ kg}$$

4.4.7.2. Flecha máxima para un vano de 190 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$
$$f = \frac{1.044 \times (190)^2}{8 \times 1201.6757}$$
$$f = 3.9204 [m]$$

4.4.8. Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 220 m

4.4.8.1. Tensión para un vano de 220 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (220)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (220)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (1785.69) - 1730.2] = (534.5627 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 2013.25T_{o2}^2 + 0 - 534.5627 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 1275.0166 \text{ kg}$$

4.4.8.2. Flecha máxima para un vano de 220 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$

$$f = \frac{1.044 \times (220)^2}{8 \times 1275.0166}$$

$$f = 4.9538 \text{ [m]}$$

4.4.9. Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 250 m

4.4.9.1. Tensión para un vano de 250 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E(\theta_2 - \theta_1)A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (250)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (250)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (2305.9014) - 1730.2] = (690.2928 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 2533.4614T_{o2}^2 + 0 - 690.2928 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 1335.6982 \text{ kg}$$

4.4.9.2. Flecha máxima para un vano de 250 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$

$$f = \frac{1.044 \times (250)^2}{8 \times 1335.6982}$$

$$f = 6.1063 [m]$$

4.4.10. Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 280 m

4.4.10.1. Tensión para un vano de 280 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$\begin{aligned} T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (280)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (280)^2 \times 380 \times 6400}{24} \end{aligned}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (2892.5227) - 1730.2] = (865.9033 \times 10^7)$$

$$T_{o2}^3 + 3120.0827T_{o2}^2 + 0 - 865.9033 \times 10^7 = 0$$

$$T_{o2} = 1386.1988 \text{ kg}$$

4.4.10.2. Flecha máxima para un vano de 280 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$

$$f = \frac{1.044 \times (280)^2}{8 \times 1386.1988}$$

$$f = 7.3807 [m]$$

4.4.11. Cálculo de tensión y flecha máxima para un vano de 320 m

4.4.11.1. Tensión para un vano de 320 m

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + \alpha E (\theta_2 - \theta_1) A + \frac{W_{r1}^2 \times a^2 \times A \times E}{24 \times T_{o1}^2} - T_{o1} \right] = \frac{W_{r2}^2 \times a^2 \times A \times E}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times \left[T_{o2} + (23 \times 10^{-6})(6400)(60 - 25)(380) \right. \\ \left. + \frac{(1.044)^2 \times (280)^2 \times 380 \times 6400}{24 \times (1730.2)^2} - 1730.2 \right] \\ = \frac{(1.044)^2 \times (280)^2 \times 380 \times 6400}{24}$$

$$T_{o2}^2 \times [T_{o2} + 1957.76 + (3777.9888) - 1730.2] = (113.0975 \times 10^8)$$

$$T_{o2}^3 + 4005.5488T_{o2}^2 + 0 - 113.0975 \times 10^8 = 0$$

$$T_{o2} = 1441.0057 \text{ kg}$$

4.4.11.2. Flecha máxima para un vano de 320 m

$$f = \frac{W_r \times a^2}{8 \times T_{o2}}$$

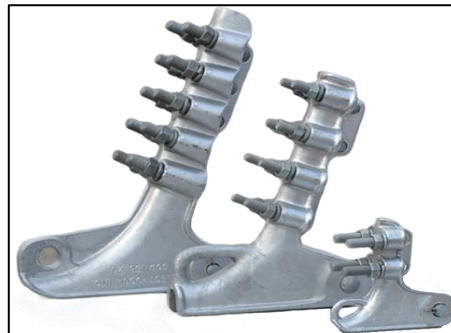
$$f = \frac{1.044 \times (320)^2}{8 \times 1441.0057}$$

$$f = 9.2735 \text{ [m]}$$

4.4.12. Grapas de retención

Las grapas de retención deben tener una superficie antideslizante y soportar una tensión mecánica del 90% de la carga de rotura del cable al que se sujetan; además deben ser fabricadas en aleación de aluminio y la pernería en acero galvanizado, tomando como referencia la norma IEC 61284.

Figura 4.1 Grapas de retención



Fuente: IEC 61284, (Grupo.epm, 2022)

4.4.13. Grapas de Suspensión

Las grapas de suspensión ayudan a minimizar pérdidas de energía y evitar la descarga a tierra, asegurando que el conductor se encuentre debidamente aislado de la estructura de soporte. Estas deben ser fabricadas en aleación de aluminio y la pernería en acero galvanizado, tomando como referencia la norma IEC 61284.

Figura 4.2 Grapas de Suspensión



Fuente: IEC 61284, (Grupo.epm, 2022)

4.4.14. Herrajes de acero

Los herrajes de acero se usan para conectar los aisladores a a torre y los conductores a los aisladores, dichos herrajes también incluyen pernos, abrazaderas, grilletes, entre otros elementos que aseguran la conexión. Estos son fabricados en acero forjado y galvanizados en caliente, para resistir la corrosión, tomando como referencia las normas ASTM A153 / IEC 61284.

Figura 4.3 Herrajes de acero



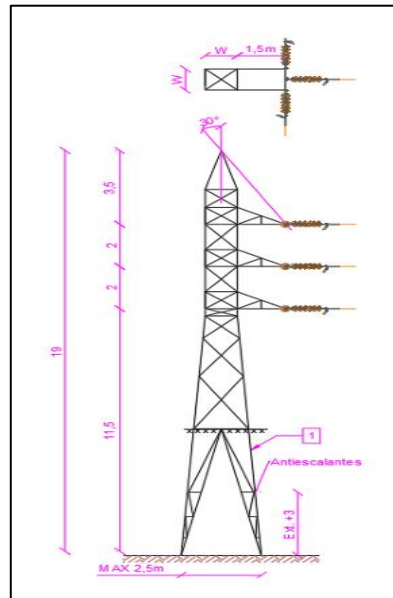
Fuente: ASTM A153 / IEC 61284, (CNEL, 2019)

4.5. Estructuras

Las estructuras por utilizar deben registrarse a las normas establecidas por el EXINECEL, mismas que deberán tener las características adecuadas para su buen funcionamiento. Esta línea será desarrollada a menos 1000 m.s.n.m., esto hace que se encuentre en la zona 1.

- Torre de retención (TR-N)

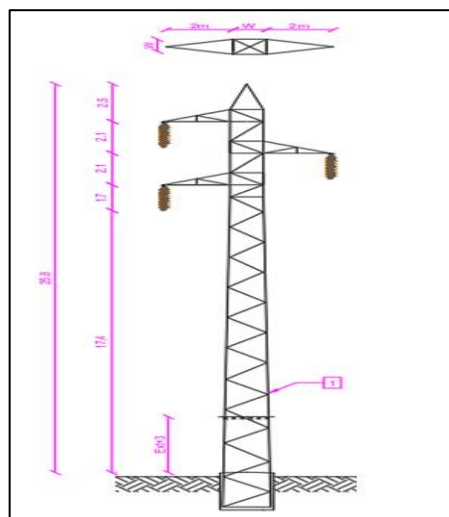
Figura 4.4 Torre de retención (TR-N)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de suspensión (TSL)

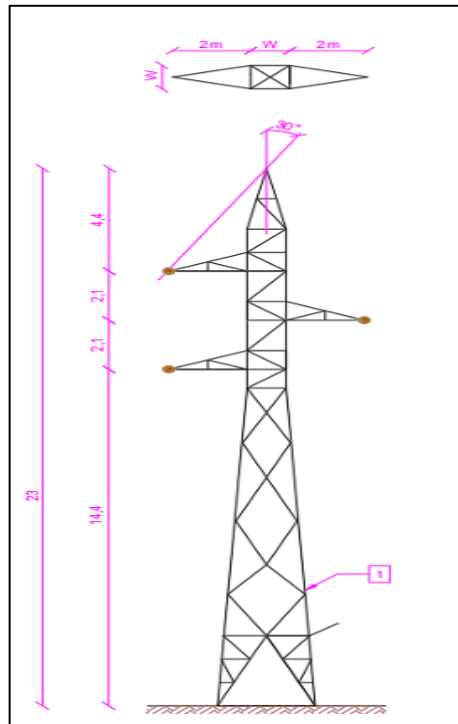
Figura 4.5 Torre de suspensión (TSL)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de retención angular hasta 10° (A10)

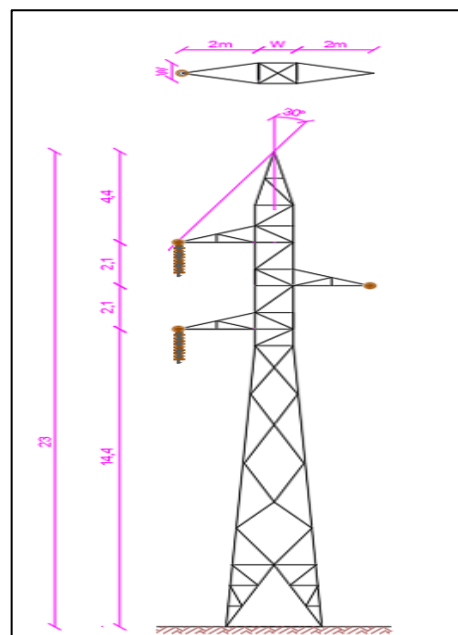
Figura 4.6 Torre de retención angular hasta 10° (A10)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de retención angular hasta 30° (A30)

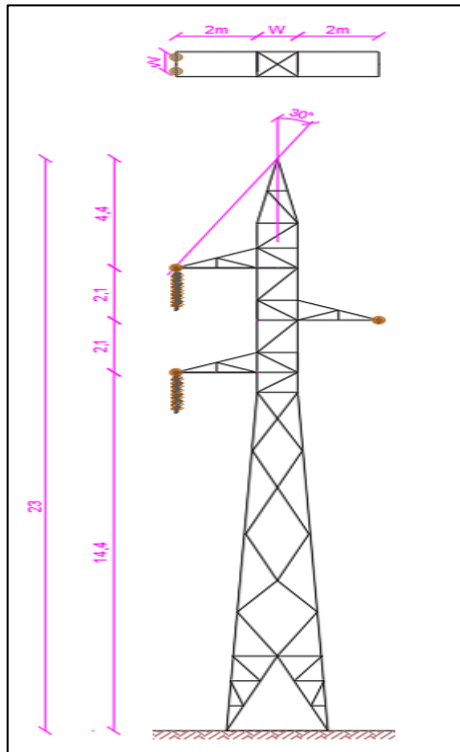
Figura 4.7 Torre de retención angular hasta 30° (A30)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de retención angular hasta 60° (A60)

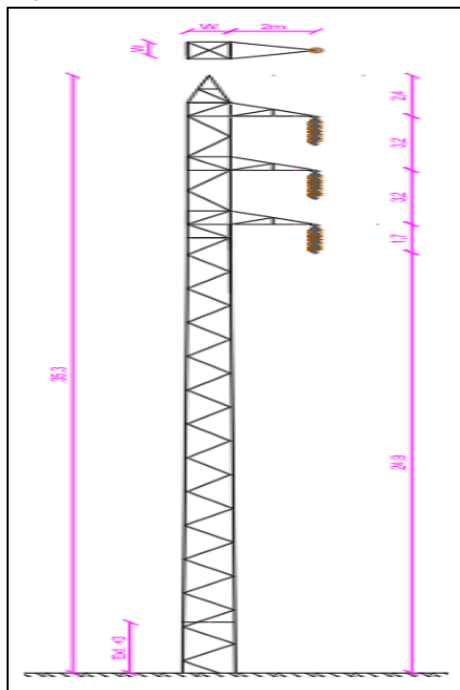
Figura 4.8 Torre de retención angular hasta 60° (A60)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de suspensión especial (TSLe)

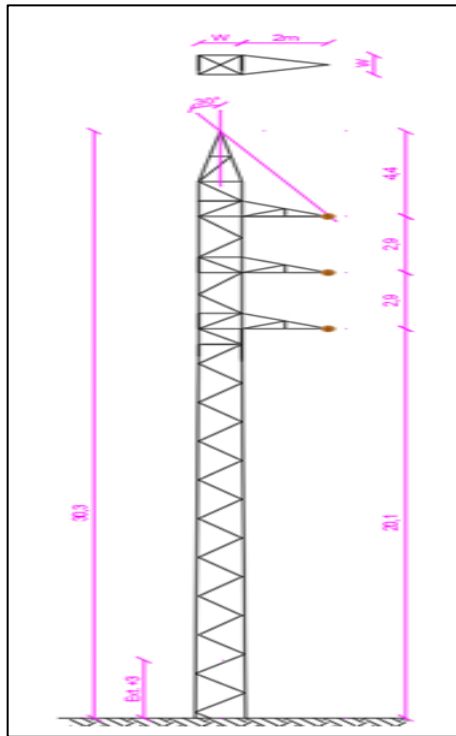
Figura 4.9 Torre de suspensión especial (TSLe)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de retención angular especial hasta 10° (A10e)

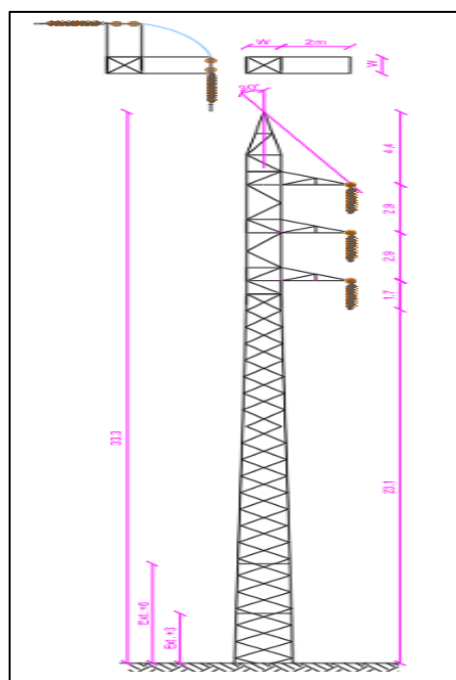
Figura 4.10 Torre de retención angular especial hasta 10° (A10e)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de retención angular especial hasta 90° (A90e)

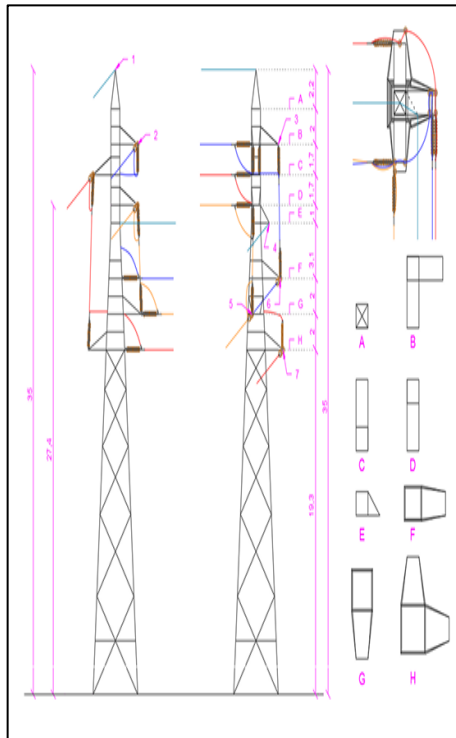
Figura 4.11 Torre de retención angular especial hasta 90° (A90e)



Fuente: CNEL-EP

- Torre de retención especial (TR-E)

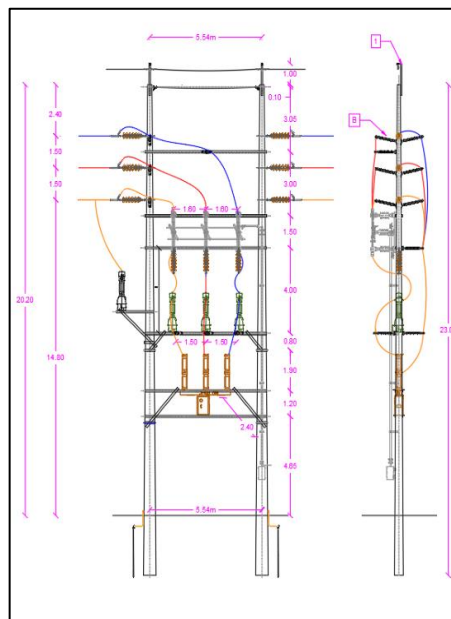
Figura 4.12 Torre de retención especial (TR-E)



Fuente: CNEL-EP

- Estructura de seccionamiento con interruptor TAP

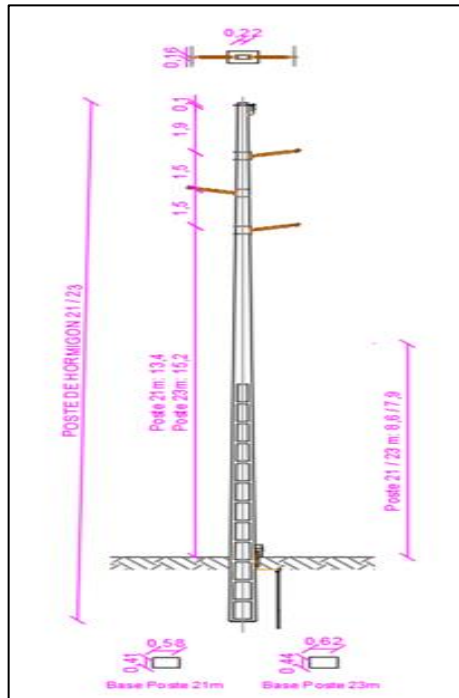
Figura 4.13 Estructura de seccionamiento con interruptor TAP



Fuente: CNEL-EP

- Poste de suspensión PS.

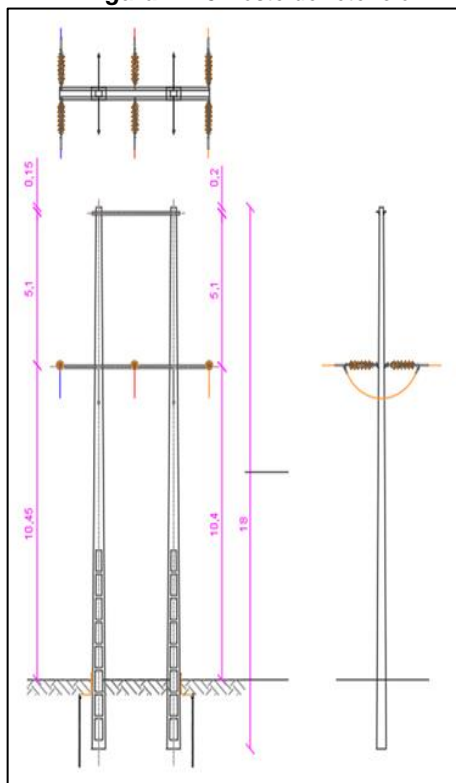
Figura 4.14 Poste de suspensión PS



Fuente: CNEL-EP

- Poste de retención H.

Figura 4.15 Poste de retención H



Fuente: CNEL-EP

4.5.1. Estructuras TAP, PS, RH (hormigón) y estructura TR-N (metálica)

Se utilizarán para conectar la línea en su primera etapa de funcionamiento. De estas estructuras tenemos la siguiente distribución.

4.5.2. Estructuras TSL, A10, A30

Estas estructuras serán usadas en vanos en medio de campo abierto, teniendo las crucetas en disposición vertical. De estas estructuras se tiene la siguiente distribución.

4.5.3. Estructuras TSLe, A10e

Estas estructuras serán utilizadas en vanos ubicados en derecho de vía, donde las crucetas se encontrarán en disposición vertical.

4.5.4. Estructuras A60

Esta estructura tendrá tres modos de uso. El primero será en vanos en medio de campo abierto, con las crucetas en disposición triangular; el segundo es usando brazos adicionales para utilizarse en ángulos de 90°; y el tercero es que podrán usarse como terminal.

4.5.5. Estructuras A90e

Esta estructura tendrá tres modos de uso. El primero será en vanos ubicados en derecho de vía, teniendo las crucetas con disposición vertical; el segundo es usando brazos adicionales para utilizarse en ángulos de 90°; y el tercero es que podrán usarse como terminal.

4.5.6. Estructura TR-E

Estas estructuras serán usadas a la llegada de la subestación.

CAPITULO 5.

5. SISTEMA DE AISLAMIENTO DE SEGURIDAD

5.1. Aislamiento

Características generales a tener en cuenta

Tabla 15 Parámetros principales del aislamiento

Longitud de la Línea	15 [km]
N° de estructuras	69
Altura mínima	1.50 msnm
Altura máxima	80 msnm
Temperatura promedio	20°C
Tensión de la línea	138 [kV]
Circuitos	1
Ángulo de apantallamiento	30°
Grado de contaminación	Medio
Zona	1

Nota: Datos de referencia para aislamiento

5.1.1. Distancia de fuga

La distancia mínima de fuga de los aisladores está definida conforme a la selección y cálculos efectuados, considerando la clase de contaminación a la que está sometido casi el 100% del sector por el que atraviesa la línea. (Ingeniería Energética, 2024)

Se debe tener en cuenta la siguiente tabla:

Tabla 16 Distancia mínima de fuga

Nivel de contaminación	Distancia mínima de fuga requerida [mm]					
	13.8 kV	23 kV	34.5 kV	69 kV	115 kV	138 kV
d Alto	375	645	950	1810	3075	3625
e Muy Alto	465	800	1170	2245	3812	4495

Nota: CONELEC – 002/10, (CONELEC)

Para determinar la distancia mínima de fuga adecuada, se deben considerar los siguientes factores:

1. **Nivel de Contaminación:** La IEC 60815-1 clasifica los ambientes en diferentes niveles de contaminación: muy leve, leve, moderada, severa y muy severa. La elección del nivel correcto es fundamental para seleccionar la distancia de fuga adecuada.
2. **Tensión Nominal del Sistema:** La tensión nominal del sistema eléctrico para el cual se está diseñando la línea influye directamente en la distancia de fuga requerida.
3. **Factor de Seguridad:** Se debe incluir un margen de seguridad para asegurar que los aisladores funcionen correctamente bajo condiciones adversas.

Así la distancia mínima de fuga está determinada por:

$$Distancia\ mínima\ de\ fuga = Tensión_{sistema} [kV] \times Distancia_{fuga} \left[\frac{mm}{kV} \right]$$

$$Distancia\ mínima\ de\ fuga = 138 [kV] \times 31 \left[\frac{mm}{kV} \right]$$

$$Distancia\ mínima\ de\ fuga = 4278 [mm]$$

Por lo tanto, la distancia mínima de fuga para una línea de 138 kV en un ambiente con contaminación severa debería ser de 4278 mm.

El diseño de la línea de transmisión debe garantizar la seguridad y durabilidad de sus componentes bajo condiciones operativas y ambientales adversas. Los cables de guarda, herrajes y aisladores deben cumplir con estrictos estándares técnicos para asegurar su rendimiento y protección contra factores como el calor extremo, la corrosión y la contaminación. La conexión directa de los cables de guarda a las estructuras y torres, la galvanización de los herrajes y el uso de aisladores de porcelana son medidas cruciales para lograr estos objetivos. (Cevallos, Herdoíza, & Gallo, 2010)

Esta información proporciona una visión general de la infraestructura eléctrica en la región y cómo se conecta la Unidad de Negocio Santa Elena a la red de suministro eléctrico más amplia.

5.1.2. Aisladores

Para los tipos de aisladores de acuerdo niveles de aislamientos necesario para cada sobre voltaje y la contaminación del ambiente, se define cadenas conformadas por 9 aisladores 10" x 5 ¾" para los conjuntos de suspensión y se aumentará un aislador más para el conjunto de retención (porcelana) conforme a la norma ANSI C29.2-1992.

Para cumplir los niveles de contaminación se utilizarán aisladores tipo Fog se sugiere emplear 10" x 5 ¾" y distancia de fuga mínima de 430 mm para soportar los niveles de salinidad de la zona. (Mercado Polo, Peña, & Pacheco , 2017)

5.2. Distancias de seguridad

Para las distancias de seguridad en cada estructura se toman en cuenta la flecha máxima calculada en apartados anteriores. Así, tenemos:

Tabla 17 Distancias de seguridad hacia estructuras

Tipo de terreno	Tipo de distancia	Distancias en estructuras	
		Estructuras de retención	Estructuras de suspensión
Terrenos normales	Distancia mínima del conductor a terreno normal	6.8 m	6.8 m
	Flecha de conductor a un vano de 320 m con condiciones de temperatura máxima	9.27 m	9.27 m
Cerca de líneas de media tensión en paralelo	Altura de línea de media tensión	13.2 m	13.2 m
	Distancia mínima a líneas de hasta 13.8 Kv	2.4 m	2.4 m
	Flecha de conductor a un vano de 250 m con condiciones de temperatura máxima	6.12 m	6.12 m
Líneas en derecho de vía sin líneas de	Altura dispuesta a líneas de media tensión	12.1 m	12.1 m
	Distancia mínima a líneas de hasta 13.8 kV	2.4 m	2.4 m

media tensión existentes	Flecha de conductor a un vano de 220 m con condiciones de temperatura máxima	4.95 m	4.5 m
---	--	--------	-------

Nota: ARCONEL-018/18 - (Orellana Ochoa & Cevallos Álvarez, 2019)

Como se mencionó en el capítulo anterior se debe tener en cuenta las distancias mínimas, mismas que son:

- La distancia mínima del conductor a la estructura, sin viento será de 0.93 [m], correspondiente a la distancia requerida para soportar sobrevoltajes de maniobra los que se producen de manera eventual.
- La distancia mínima del conductor por estructura, expuesto a máximo viento será de 0.89 [m], correspondiente a la distancia requerida para sobrevoltajes de frecuencia los que se producen continuamente. (Larco & Villa García, 2010)

RESULTADOS

6.1. Resultados de cálculos eléctricos del cable elegido

Tabla 18 Resultados de cálculos eléctricos

Tipo	ACAR
Calibre	750 MCM
Material	Aluminio reforzado con aleación de aluminio
Composición	18/19 (37 hilos)
Diámetro (mm)	25.32
Sección total (mm²)	380
Corriente máxima de línea (A)	295.58
Potencia activa de línea (MW)	65
Capacidad de corriente (A)	734.37
Resistencia DC 20°C (Ω/km)	0.07878
Pérdidas por efecto piel	1.7495x10 ⁻²
Pérdidas por efecto proximidad	0.1637
Resistencia AC (Ω/km)	0.096508

Inductancia (H/m)	1.0375x10 ⁻⁶
Capacitancia (nF/km)	10.7244
Impedancia (Ω)	5.86865 \perp 88.5339
Reactancia inductiva (Ω)	5.8667
Admitancia (S/m)	4.0430x10 ⁻⁶
Regulación de voltaje	139.0429

Nota: Esta tabla de cálculos nos especifica el tipo de conducto a utilizar

6.2. Resultados de cálculos mecánicos del cable elegido

Tabla 19 Resultados de cálculos mecánicos

Vano regulador (m)	229
H1: Tensión máxima de conductores a mínima temperatura / 5°C (kg)	
Para un vano de 229 m	2157.93332
Para un vano de 100 m	2638.61197
H2: Tensión máxima de conductores con sobrecarga (kg)	
Para un vano de 229 m	2285.6145
Para un vano de 100 m	2189.0746
H3: Tensión máxima de conductores con mínima temperatura / 60°C (kg)	
Para un vano de 229 m	1294.4258
Para un vano de 100 m	868.3263
Tensión y flecha máxima para un vano de 100 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	868.3263
Flecha (m)	1.5029
Tensión y flecha máxima para un vano de 130 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	1003.2824
Flecha (m)	2.1982
Tensión y flecha máxima para un vano de 100 m en condición de tensión máxima	

Tensión (kg)	868.3263
Flecha (m)	1.5029
Tensión y flecha máxima para un vano de 100 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	868.3263
Flecha (m)	1.5029
Tensión y flecha máxima para un vano de 160 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	1112.4909
Flecha (m)	3.0029
Tensión y flecha máxima para un vano de 190 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	1201.6757
Flecha (m)	3.9204
Tensión y flecha máxima para un vano de 220 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	1275.0166
Flecha (m)	4.9538
Tensión y flecha máxima para un vano de 250 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	1335.6982
Flecha (m)	6.1063
Tensión y flecha máxima para un vano de 280 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	1386.1988
Flecha (m)	7.3807
Tensión y flecha máxima para un vano de 320 m en condición de tensión máxima	
Tensión (kg)	1441.0057
Flecha (m)	9.2735

Nota: Resultados de cálculos mecánicos del conductor

6.3. Cable de guarda elegido

Tabla 20 Cable de guarda elegido

Tipo	OPGW
Calibre	24 hilos
Composición	7
Vano inicial (m)	20
Tensión de rotura (kg)	4900
Peso (kg/m)	0.407
Área (mm²)	95.5
%TR	14%
Elasticidad (kg/mm²)	9390
Tensión EDS (kg)	686
Coefficiente dilatación (1/°C)	1.72x10 ⁻⁵
Diámetro (m)	0.013
Zona	1
T₁ (°C)	25
T₂ (°C)	5
Variación del vano	10
Velocidad de viento (km/h)	60

Nota: Cable de guarda a usar.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES.

El análisis del terreno y la determinación de las coordenadas óptimas para las estructuras, han sido importantes para maximizar la eficiencia del diseño, minimizando impactos ambientales y asegurando un trayecto más estable y seguro de la línea de transmisión.

El enfoque del uso de las estructuras seleccionadas ha hecho posible que la línea de transmisión sea capaz de soportar las condiciones climáticas y del terreno, garantizando su estabilidad y operatividad a largo plazo.

Es importante mantener y sugerir la distancia entre los conductores para evitar sobrevoltaje, y una posible falla atmosférica.

Como conclusión, las especificaciones técnicas de este diseño de transmisión y el impacto ambiental en el sistema eléctrico, no afecte a los sectores productivos de la provincia de Santa Elena en su fase de construcción, operación y mantenimiento.

RECOMENDACIONES.

Se sugiere la implementación de un plan de mantenimiento integral, donde se incluyan inspecciones regulares y actualización constante de distancias de seguridad, asegura la operatividad continua de la línea de transmisión, reduciendo el riesgo de fallas y garantizando la seguridad de la infraestructura.

Para el diseño futuro, se recomienda implementar tecnología avanzada para detectar posibles fallas en su operación, estos pueden ser con drones, GPS, cámaras termográficas e inspecciones visuales en campo.

Es esencial contar con un equipo técnico capacitado, y con equipo de protección personal EPP, en óptimas condiciones. Además cumplir con las normativas de seguridad dirigido al personal técnico minimizando cualquier riesgo que pueda existir en el campo.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de Regulación y Control de Electricidad. (2018). Regulación Nro. ARCONLE 001/18. Quito, Ecuador.
- Almeida Pazmiño, G. A., Amaya Rivas , J. L., & Tapia Olmedo , J. (2016). *Diseño de una central fotovoltaica de 10 mw de capacidad conectada al sistema nacional interconectado (sni) ubicada en la provincia de santa elena*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/34469>
- Bermúdez Flores, G. F., & Fiallos Veintimilla, S. A. (2003). *Estudio para implantar una subestación de transferencia entre las líneas de transmisión Pascuales-Santa Elena y Electroquil-Posorja*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3069>
- CADENCE. (2024). *Mantenimiento en Líneas de Tranmisión* . (S. D. CADENCE, Editor) Recuperado el 06 de 2024, de <https://resources.pcb.cadence.com/blog/2023-types-of-predictive-maintenance>
- Camarena Camayoc, P. I. (2009). *La optimizacion de los métodos para el diseño de un sistema de puesta a tierra en la linea de transmision de 60KV – explorador*. Obtenido de <http://hdl.handle.net/20.500.12894/3539>
- CEARSA. (27 de Marzo de 2006). Cable de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio (ACAR 750 MCM). *Conductores Eléctricos de Cobre y Aluminio*. Ecuador.
- CELEC EP. (Septiembre de 2010). Monitoreo de Campo. *Informe de Auditoría Ambiental L/T Milagro-Machala a 230 KV y 135 km de longitud*. Machala, Ecuador.
- Cevallos, K., Herdoíza, M., & Gallo, J. (2010). *Seguridad eléctrica y peligro de la descarga de arco*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/13590>
- CNEL. (2019). Especificaciones técnicas de materiales y equipos eléctricos. Guayas, Ecuador.

- CNEL EP. (2020). Estudio de Impacto Ambiental Línea de Transmisión San Gregorio - Río de Oro 138 kV. Potoviejo.
- CNEL EP. (2019 de Mayo). Estudio de Impacto Ambiental Línea de Subtransmisión a 69kV Calceta - Playa Prieta.
- Cnel, E. (01 de abril de 2024). *Cnel, EP Santa Elena*.
- CONELEC. (s.f.). Regulación No. CONELEC 002/10. *Normativa*. Quito, Ecuador.
- Cooperativa Rural de Electrificación. (s.f.). Cable de guardia con fibra óptica OPWG. *Ficha técnica, NTCRE 010/08*.
- Erazo Gavilanez , C. L. (2007). *Análisis del plan de expansión de las empresas eléctricas con más del 20% en pérdidas de energía período (2006 - 2015)*. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6815>
- Grupo.epm. (19 de Septiembre de 2022). Grapa de retención y suspensión en aluminio.
- Guanoluisa Arciniega , W. D., & Sailema Cholota , J. L. (09 de 2020). Diseño de un Sensor para Campo Eléctrico con el Fin de Identificar una Descarga Atmosférica. Latacunga, Ecuador.
- Gupta, A. (16 de 10 de 2018). *Medidas preventivas: mantenimiento y monitoreo planificado de activos para mejorar la salud de la transmisión*. Recuperado el 06 de 2024, de POWERLINE: <https://powerline.net.in/2018/10/16/preventive-steps/>
- Ingeniería Energética. (2024). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de media tensión. *Scielo*.
- Larco, D., & Villa García, M. P. (2010). *Criterios de seguridad en la aplicación de puesta a tierra en instalaciones eléctricas de edificios*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/10923>
- Loor Benlcázar, J. C., & Guamán Mendieta, B. D. (2020). *Estudios fundamentales para la interconexión de las subestaciones de CNEL E.P. Unidad de Negocio Santa Elena*. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/19593>

- Mercado Polo, V., Peña, J. B., & Pacheco, L. (2017). *Calidad de la energía eléctrica bajo la*. Obtenido de CIENCIA E INGENIERÍA: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=507555007009>
- Narvaez Avendaño, C. M., & Tamay Crespo, J. P. (2013). *Análisis del esquema regulatorio de organización del sector eléctrico ecuatoriano vigente hasta agosto del 2008 y estudio de los efectos del Mandato Constituyente No. 15 sobre el mercado eléctrico*. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/4871>
- Narvaez Granja, A. F., Pazmiño Méndez, D. A., & Endara Vélez, I. D. (2020). *Diseño de un sistema subtransmisión configuración en anillo para la región litoral*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/57225>
- Ordóñez, V. S. (12 de 2008). *Construcción de un Prototipo Didáctico para Medir la Resistividad del Terreno*. Quito, Ecuador.
- Orellana Ochoa, W. W., & Cevallos Álvarez, L. G. (2019). *Diseño Construcción de la Línea de Subtransmisión a 69kV Songa*. Guayaquil, Guayas, Ecuador.
- Pazmiño, J. L. (06 de 2011). *Proyecto de Normalización para Diseño de Líneas de Transmisión Aéreas hasta 230 kV*. Quito, Ecuador.
- Proaño Hidalgo, S. J. (2012). *Software para el Análisis y Diseño de Sistemas Optimizados de Puestas a Tierra para Líneas de Transmisión de 500 kV, aplicado al proyecto Coca-Inga*. Quito, Pichincha, Ecuador.
- Revista Técnica, E. (2024). *Análisis de sobrevoltajes por impulso atmosférico en sistemas de Transmisión con discontinuidades líneas de transmisión aéreas y cables aislados, usando ATP*. *Scielo*.
- Ruíz Cuadrado, L., Pinos Idrovo, J. C., & Pita Borbor, A. L. (2017). *Escenarios para la reducción de pérdidas técnicas en una empresa distribuidora de energía eléctrica. Un caso de estudio en el Ecuador*. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/39140>

Tapia, L. Á. (10 de 2012). Análisis de Pérdidas del Sistema de Subtransmisión Anillado a 138 kV de la Empresa Eléctrica Quito S.A. Quito, Ecuador.

Vega, C. P. (2022). Líneas de Tranmisión. Cantabria: Universidad de Cantabria.



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, DEL PEZO TOMALA XAVIER ELADIO, con C.C: # 0920930146, y RODRIGUEZ FLOREANO FRANCIS YAMIL, con C.C: # 0920468725 autores del trabajo de titulación: "Diseño Eléctrico De La Nueva Trayectoria De La Línea De Transmisión De 138 kV Santa Elena – Chanduy, Para Impulsar El Uso Energético En El Sector Productivo De La Provincia De Santa Elena. Previo a la obtención del título de INGENIERO EN ELÉCTRICO en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 03 de septiembre de 2024

f.

Xavier Eladio Del Pezo Tomalá

f.

Francis Yamil Rodríguez Floreano



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TÍTULO Y SUBTÍTULO:	"Diseño Eléctrico De La Nueva Trayectoria De La Línea De Transmisión De 138 kV Santa Elena – Chanduy, Para Impulsar El Uso Energético En El Sector Productivo De La Provincia De Santa Elena.		
AUTOR(ES)	Del Pezo Tomala Xavier Eladio, Rodríguez Floreano Francis Yamil		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, Ph.D.		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Carrera de Ingeniería Eléctrica		
TITULO OBTENIDO:	Ingeniero en Eléctrico		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	3 de septiembre del 2024	No. DE PÁGINAS:	82
ÁREAS TEMÁTICAS:	Eficiencia energética.		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Línea de transmisión, vano, flecha, resistencia, impedancia		

RESUMEN:

La energía eléctrica es un servicio básico y un derecho para los ciudadanos, tal como lo estipula la constitución del Ecuador. La CNEL EP Unidad de Negocio Santa Elena es la responsable de proporcionar el servicio de distribución eléctrica, por lo tanto, es vital mantener en óptimas condiciones su infraestructura eléctrica para garantizar la correcta continuidad del servicio brindado a los usuarios. El tema en cuestión se centra en las estructuras y redes trifásicas aéreas en media tensión con voltajes de 13.800 voltios del alimentador Carolina, ubicado en el sector vía a Punta Carnero del perfil costanero de la península. Estas estructuras se ven directamente afectadas por la agresividad del ambiente salino de la costa, ya que se encuentran a 50 metros de la playa, lo que aumenta los índices de fallas en el sistema eléctrico. El objetivo principal es realizar un análisis técnico e implementar soluciones innovadoras y eficientes para contrarrestar esta problemática, mejorando la durabilidad de los materiales expuestos a altos niveles de corrosión en estos ambientes agresivos. Se revisan teorías científicas de diferentes autores como base de nuestro estudio, efectuando metodologías y estrategias para repotenciar el alimentador Carolina, con el fin de garantizar un servicio eléctrico confiable en la zona, mejorando así la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: 0967617058 0996214889	Email: xavier.delpezo@cu.ucsg.edu.ec francis.rodriguez@cu.ucsg.edu.ec
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN:	Nombre: Ubilla González Ricardo Xavier	
COORDINADOR DEL PROCESO DE UCSG	Teléfono: +593 995147293	
	E-mail: ricardo.ubilla@cu.ucsg.edu.ec	

SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA

No. DE REGISTRO (en base a datos):	
No. DE CLASIFICACIÓN:	
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):	