

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO

Colegio de Ciencias e Ingeniería del Politécnico

Estudios y Diseño de la línea de Sub transmisión a 69 Kilovoltios

“Winchile – Rocafuerte”

Edgardo Elías Rivadeneira Loor

Alberto Sánchez. PhD.

Director de Tesis

Tesis de grado presentada como requisito
para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico Electrónico

Quito, mayo de 2013

Universidad San Francisco de Quito

Colegio de Ciencias e Ingeniería del Politécnico

HOJA DE APROBACIÓN DE TESIS

Estudios y Diseño de la línea de Sub transmisión a 69 Kilovoltios

“Winchile – Rocafuerte”

Edgardo Elías Rivadeneira Loor

Alberto Sánchez. Ph, D
Director de la tesis

Luis Caiza, MsC
Miembro del Comité de Tesis

Omar Aguirre, MsC
Miembro del Comité de Tesis

Ximena Córdova. Ph, D
Decana del Colegio de
Ciencias e Ingenierías

Quito, mayo de 2013

© Derechos de autor

Por medio del presente documento certifico que he leído la Política de Propiedad Intelectual de la Universidad San Francisco de Quito y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo de investigación quedan sujetos a lo dispuesto en la Política.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo de investigación en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Firma: _____

Nombre: Edgardo Elías Rivadeneira Loor

C. I.: 1307037042

Lugar: Quito

Fecha: mayo del 2013

Dedicatoria

Rita, Edgardo y Elías Alfonso, para ustedes mi esfuerzo y entrega de cada día; son coprotagonistas de mis logros.

Agradecimientos

- A Dios por el don de vida y la oportunidad de aprender.
- A mis padres por el insaciable esfuerzo para brindarme las mejores oportunidades en cada paso.
- A mi director de tesis Alberto Sánchez PhD. Su asesoría y su confianza en mi capacidad constituyen una gran motivación.
- A Omar Aguirre Msc. Director de la carrera Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la USFQ. Por su apoyo constante a lo largo de mis estudios universitarios.

Resumen

El proyecto concierne al diseño de una línea de transmisión entre el cantón Rio Verde hasta la sub estación Rocafuerte. El área de conocimiento de este proyecto está directamente relacionada con Sistemas Eléctricos de Potencia. El producto final del proyecto servirá de base para la construcción de una línea de sub transmisión para aumentar la capacidad de transmisión de energía existente al norte de la provincia de Esmeraldas, la cual ha sido declarada zona de interés de acuerdo al Gobierno Nacional a través del “Plan Ecuador”. El proyecto presenta los estudios y cálculos técnicos para el diseño electromecánico de la línea de transmisión a 69 kV. Que servirá para satisfacer las necesidades presentes y futuras correspondientes a la demanda de energía eléctrica de la zona norte de la provincia, por lo que el producto de este proyecto es de inmediato interés y utilidad para la provincia de Esmeraldas.

Abstract

The present Thesis regards to the design of a transmission line located between the “Rio Verde” up to the power substation “Rocafuerte”. The area of knowledge of this project is directly related to Systems of Electrical Power. The expected outcome of the project will be used as base for the construction of a sub transmission line. The above transmission line will be able to increase the existing transmission capacity of energy headed to the north of Esmeraldas Province; which has been declared “zone of interest” according to the National Government program “Plan Ecuador”. The project presents technical calculations for the electromechanical design of the 69 kV transmission line. Furthermore, the present study will regard the different elements that compose a transmission system such as appropriate materials and optimal electric parameters.

Tabla de contenido

HOJA DE APROBACIÓN DE TESIS.....	3
© Derechos de autor	4
Dedicatoria.....	5
Agradecimientos.....	6
Resumen	7
Abstract.....	8
Lista de tablas	11
Tabla de figuras	12
CAPITULO 1 : Líneas de transmisión	13
1.1 Línea de Transmisión.....	13
1.2 Tipo de circuito.....	16
1.3 Modelo de la línea de transmisión	16
1.4 Esquema (circuito Equivalente línea corta)	20
CAPÍTULO 2: El Conductor	22
2.1 Tipos de conductores según su material	22
2.1.1 Conductores Homogéneos de Aluminio (AAC)	22
2.1.2 Conductores Homogéneos de aleación de Aluminio (AAAC)	23
2.1.3 Conductores mixtos de Aluminio y Acero (ACSR)	23
2.1.4 Conductores de aluminio con refuerzo de aleación (ACAR)	23
2.2 Sección del conductor	24
2.3 Ampacidad	26
2.3.1 Definición	26
2.3.2 Estado Estable.....	27
2.3.3 Estado transitorio.	28
CAPITULO 3: Parámetros Eléctricos	32
3.1 Voltaje de operación	32
3.2 Impedancia.....	35
3.3 Resistencia.....	35
3.3.1 Resistencia en serie por unidad de longitud.....	35
3.4 Capacitancia	40
3.5 Inductancia.....	41

3.5.1 Inductancia de una línea trifásica.....	42
3.6 Potencia.....	44
3.6.1 Potencia natural o característica de la línea	44
3.6.2 Eficiencia de la línea de transmisión	44
3.6.3 Máxima transferencia de potencia	44
3.6.4 Regulación de Tensión.....	45
3.6.5 Caída de tensión.....	46
CAPITULO 4: Protecciones.....	47
4.1 Aisladores.....	47
4.2 Apantallamiento (Hilo Guarda).....	55
4.3 Puesta a Tierra.....	58
4.3.1 Para tipo 1 (dos varillas)	62
4.3.2 Para tipo 2 (4 varillas).....	63
4.3.3 Contrapesos.....	63
4.3.4 Mejoramiento de suelo.....	64
4.4 Distancias de seguridad.....	65
4.4.1 Distancia entre Fases.....	66
4.4.2 Distancia entre conductor y cables guardia	67
4.4.3 Distancias mínimas en los cruces con líneas existentes.....	68
4.4.4 Distancias mínimas horizontales.....	69
4.4.5 Aproximación con árboles	69
4.4.6 Distancia mínima a edificaciones	70
CAPITULO 5: Diseño civil de la línea	71
5.1 Derecho De Vía.....	74
5.2 Descripción Del Trazado De La Línea	75
5.3 Estructuras	77
Conclusiones y Recomendaciones.....	80
Bibliografía.....	81
ANEXOS	87

Lista de tablas

Tabla 1 Denominación de voltajes de operación ANSI C84.1-2006	33
Tabla 2 Resistividad de materiales para conductores [17]	37
Tabla 3 características conductor 500 MCM.....	40
Tabla 4 Numero de aisladores según tensión [17].....	49
Tabla 5 Nivel de aislamiento según zona ambiental [18].....	50
Tabla 6 Coeficiente de fuga según ambiente [25]	52
Tabla 7 característica del aislador corona [36]	55
Tabla 8 Cable de guarda según tensión de operación [18]	58

Tabla de figuras

Figura 1: potencia vs longitud de la línea [31]	14
Figura 2: Modelo equivalente de la línea de transmisión [12]	17
Figura 3: modelo pi del circuito equivalente línea de transmisión [12]	19
Figura 4: Esquema circuito equivalente trifásico balanceado	20
Figura 5: Esquema circuito balanceado análisis por fase.	21
Figura 6: Cambio escalón de corriente inicial y corriente final [43].....	29
Figura 7 Disposición de conductores equidistantes.....	42
Figura 8 Aislador de suspensión [23]	48
Figura 9 Modelo de aislador de suspensión [36]	54
Figura 10: Angulo de apantallamiento [24].....	57
Figura 11: Puesta a Tierra Modelo 2 varillas	62
Figura 12: Puesta a tierra modelo 4 varilla.....	63
Figura 13: Puesta a Tierra modelo contrapesos.....	64

CAPITULO 1 : Líneas de transmisión

1.1 Línea de Transmisión

Los sistemas eléctricos de potencia se componen de plantas de generación, líneas de transmisión y distribución, y consumidores finales. Una línea de transmisión se define como el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo [1]. Así, las líneas de transmisión encuentran su clasificación de acuerdo a la tensión y la longitud a la que es transportado el fluido eléctrico. Las normas ANASI C84 ANSI C92 clasifican, de acuerdo a la tensión de operación, las líneas de transmisión en [8] [9]:

- Alto voltaje (HV)
- Extra Alto Voltaje (EHV)
- Ultra Alto Voltaje (UAV).

A principios de siglo se utilizaban bajos voltajes para la transmisión. Sin embargo, “la tendencia de utilizar grandes voltajes encuentra sustento en la mejor capacidad de la línea y menores pérdidas por unidad de potencia transmitida” [5]. Es importante recalcar que el voltaje de transmisión de las líneas es directamente proporcional a la distancia a la que deberá transportar la energía. Mientras la capacidad de transporte varía con el cuadrado de la tensión; el precio varía linealmente con la tensión como se muestra en la figura 1 [31].

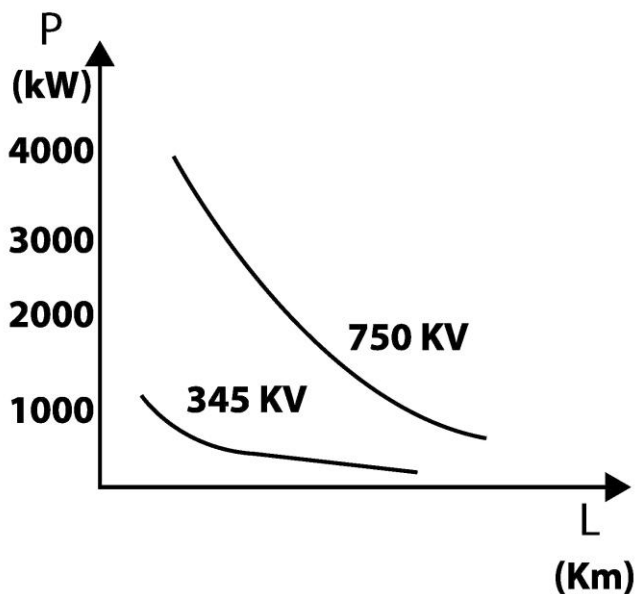


Figura 1: Potencia vs longitud de la línea [31]

Las líneas de transmisión son el elemento más sencillo del sistema de potencia; sin embargo, son el elemento más extenso [4], pues recorren grandes distancias desde la generación hasta la carga. De acuerdo a su longitud, las líneas de transmisión se clasifican en:

- Cortas (hasta 80 Km).
- Medias (de 80 hasta 240 Km).
- Largas (más de 240 Km).

Otra forma de clasificar a la líneas de transmisión en relación a su voltaje está dado por la norma de la ex INECEL que adopta la entidad reguladora CELEC, que categoriza a las líneas a 60 Hz. de la siguiente forma [30]:

- Sistema de transmisión: 138 kV, 230 kV, 500 kV.
- Sistema de Sub Transmisión: trifásicos 69 kV, 34.5 kV, 46 kV.
- Sistema de distribución: menor a 34.5 kV.

En el país, y en general en América, las líneas de transmisión se construyen sobre estructuras verticales, pudiendo ser estas: postes, torres, cuadros, pórticos, y otros. Por convención y seguridad en Ecuador se utilizan, de acuerdo a recomendación de Transelectric, postes de hormigón armado y/o centrifugado, y estructuras metálicas con partes de acero galvanizado para prevenir la corrosión. En capítulos posteriores de este escrito se hará referencia a la composición y estructuras de dichos soportes.

Los soportes sostienen los cables de transmisión del sistema de manera que se mantenga una altura de seguridad sobre la superficie del terreno. De esta manera, se asegura que los conductores no estarán expuestos a manipulación o contacto con seres humanos sin las protecciones debidas. El diseño de estos soportes requiere de un estudio topográfico y de suelos. En este sentido, el estudio busca asegurar la integridad de todos los elementos que conforman la línea de transmisión a través del tiempo y los posibles accidentes geográficos.

El presente trabajo ha recogido todos los detalles físicos técnicos que se vinculan al diseño y construcción de una línea de transmisión en voltaje igual o superior a 69 kV. Incluyendo análisis civil, mecánico y eléctrico de todos los elementos componentes de la línea. Los datos teóricos utilizados para este diseño fueron corroborados por medio de datos

experimentales recogidos de experiencias documentadas anteriores y de simulaciones realizadas en las condiciones presentes a lo largo de la ruta de la línea.

1.2 Tipo de circuito

El tipo de circuito está directamente ligado a la potencia a transmitirse. Como ya se vio anteriormente el nivel de voltaje de trabajo dará la pauta para establecer el resto de parámetros. De esta manera, al determinar el voltaje de operación y la potencia a transmitirse se podrá establecer el tipo de circuito según las condiciones del conductor a utilizar. Regularmente para transmisión se utiliza un sistema trifásico balanceado. Partiendo desde el hecho que la línea tramitará energía entre dos subestaciones, que se componen de transformadores triásicos para la recepción y envío de energía, la línea debe ser compatible con lo anterior. En adición a lo anterior, un circuito balanceado tiene mayor eficiencia, mejor uso de los materiales (ya que se utilizan los mismos para cada fase), por lo tanto se aprovechan mejor los recursos del proyecto lo que abarata costos [12].

En la línea se utilizara un circuito trifásico balanceado. “Un circuito es balanceado si las impedancias son equivalentes; además los fasores de sus fuentes de voltaje deben solo deben diferir en sus ángulos, con ángulos de 120 grados entre cada par” [12].

1.3 Modelo de la línea de transmisión

Para calcular los parámetros presentes en la línea de transmisión, se utiliza esquema general que modela el circuito equivalente. De este punto se parte para asignar valores

característicos de los materiales y obtener los resultados de impedancia y admitancia de la línea; así como los valores finales de voltaje y corriente en el punto de la carga. A continuación, en la figura 2, se presenta el modelo equivalente de la línea de transmisión en general para el estado sinusoidal estable.

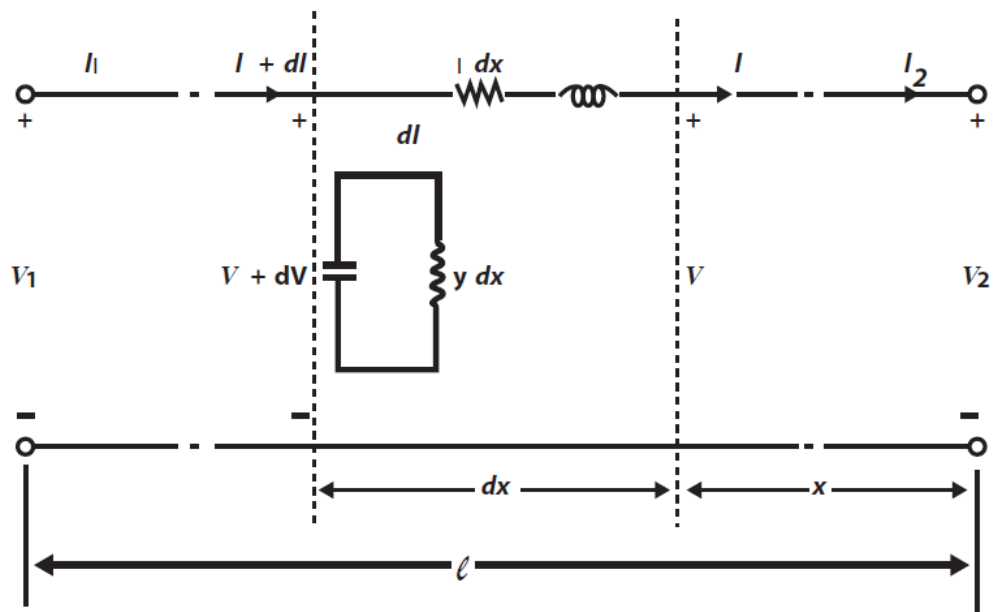


Figura 2: Modelo equivalente de la línea de transmisión [12]

Para este modelo consideramos la admitancia e impedancia en forma de fasores

$$z = r + j\omega l \quad (1)$$

$$y = g + j\omega c \quad (2)$$

Dónde:

z = Impedancia

y = Admitancia

De este modelo, tras determinar las ecuaciones de primer y segundo orden se tiene:

$$V_1 = V_2 \cosh(\gamma \ell) + Z_c I_2 \sinh(\gamma \ell) \quad (3)$$

$$I_1 = I_2 \cosh(\gamma \ell) + \frac{V_2}{Z_c} \sinh(\gamma \ell) \quad (4)$$

Donde

$$\gamma = \sqrt{zy} \quad (5)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad (6)$$

ℓ = longitud de la línea

De forma similar, podemos utilizar un sistema simplificado equivalente que encierra los parámetros en impedancias y admitancias equivalentes. El modelo pi que se muestra a continuación se utilizó para el cálculo simplificado de los mismos parámetros que se desean conocer en el modelo de línea de transmisión anterior.[12]

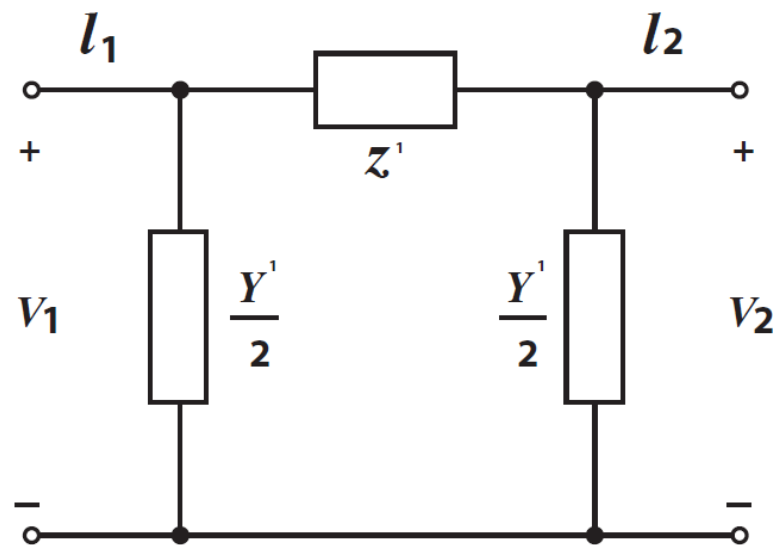


Figura 3: modelo pi del circuito equivalente línea de transmisión [12]

En donde

$$\frac{Y'}{2} = \frac{1}{Z_c} \tanh \frac{y\ell}{2} \quad (7)$$

$$Z' = Z_e \sinh y\ell \quad (8)$$

Ya se ha especificado antes en este trabajo la clasificación de las líneas de acuerdo a su longitud. Ya que la longitud de la ruta de la línea es de 42.2 Km aproximadamente, encaja en la clasificación de “Línea Corta” ya que es menor a 80 Km y su voltaje de operación es de 69000 voltios. Para cada tipo de línea, según su distancia, se puede representar el esquema en un circuito equivalente de manera que se logren calcular los diferentes parámetros eléctricos y efectos presentes en el circuito.

El presente proyecto contempla una línea de transmisión corta, por lo que la capacitancia se considera despreciada. El circuito se resume entonces en su impedancia serie, producto de la impedancia por unidad de longitud, por la longitud total [14]. Los cálculos de estos valores se muestran en el anexo 13

$$Z = (r + j\omega L) \cdot l = R + jX \quad (9)$$

1.4 Esquema (circuito Equivalente línea corta)

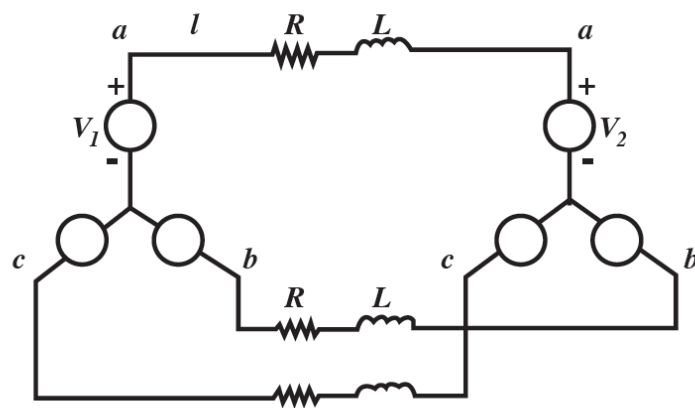


Figura 4: Esquema circuito equivalente trifásico balanceado

En la figura 4 se muestra el circuito simplificado para el caso de este proyecto. Ya que se trata de un circuito balanceado el análisis puede hacer por fases, de esta forma el circuito equivalente por fases se muestra en la figura 5:

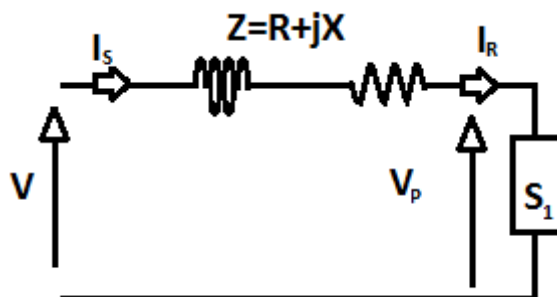


Figura 5: Esquema circuito balanceado análisis por fase.

Si en el extremo de la línea se conecta una carga trifásica de potencia aparente S_1 la corriente que alimenta la carga será:

$$I_R = \frac{S_1 R(3\phi)}{3V_R} \quad (10)$$

La tensión en el emisor será:

$$V_S = V_R + Z I_R \quad (11)$$

Al despreciarse la capacidad en paralelo [14]:

$$I_R = I_S \quad (12)$$

Los cálculos de tensiones y corrientes se pueden encontrar en el anexo 13 del presente trabajo.

CAPÍTULO 2: El Conductor

2.1 Tipos de conductores según su material

El tipo de conductor es el primer parámetro a determinarse una vez conocida la potencia que será transmitida. Por convención en Ecuador se utilizan: conductores de aluminio (AAC), aleación de aluminio (AAAC), Aluminio con alma de acero (ACSR) o aleación de aluminio con alma de aleación (ACAR); dependiendo del medio en el que se utilicen y la resistencia mecánica que deban soportar. Es importante mencionar que estos conductores son usados debido a precio en consideración con las bajas pérdidas por reactancia y capacitancia. Al momento de realizar un diseño, el costo de la línea debe tenerse siempre presente, de manera que lo que se busca en un conductor es que tenga buenas propiedades eléctricas, peso adecuado versus resistencia mecánica, baja resistencia eléctrica y durabilidad [7].

2.1.1 Conductores Homogéneos de Aluminio (AAC)

Los conductores homogéneos de aluminio aseguran una muy buena conductividad. El aluminio, después del cobre, es el metal de fabricación industrial con mayor conductividad eléctrica [2]. Para la fabricación de conductores se tiene una tolerancia máxima de 0,3% de impurezas ya que la resistencia del aluminio aumenta con la cantidad de impurezas presentes. La baja presencia de impurezas también asegura resistencia a la corrosión [2].

2.1.2 Conductores Homogéneos de aleación de Aluminio (AAAC)

Debido a las exigencias mecánicas, la industria desarrollo un conductor especial de aleación de aluminio que duplica la carga a la ruptura del aluminio puro [2][26]. La aleación de aluminio contiene silicio o magnesio en pequeñas cantidades 0,5% aprox. Los diversos procesos a los que se somete esta aleación hacen comparable este conductor con el conductor que tiene alma de acero y solo pierde 15% de conductividad con respecto al AAC [3].

2.1.3 Conductores mixtos de Aluminio y Acero (ACSR)

Estos cables se componen de un alma de acero galvanizado recubierto de una o varias capas de alambres de aluminio puro. El alma de acero asigna solamente resistencia mecánica del cable, y no es tomada en cuenta en el cálculo eléctrico del conductor [2] [3]. Este cable es usado si se quiere mantener las características conductivas del conductor al tiempo que se eleva la resistencia a la rotura. En Ecuador es el conductor de mayor uso a nivel rural.

2.1.4 Conductores de aluminio con refuerzo de aleación (ACAR)

Este conductor se utiliza para en líneas que presentan vanos de grandes distancias, en zonas montañosas, o con carga de hielo. Es un conductor con aleación de aluminio que además tiene alma de aleación, que hace superior su carga a ruptura. Su composición de aluminio lo hace idóneo para las zonas costeras con alta salinidad ya que se evita la corrosión galvánica [3]. Debido a las características de esta línea, se utilizara este tipo de conductor ya que en su mayoría atraviesa zonas montañosas con vanos de longitudes considerables; su relación peso- resistencia se presenta buena para el tipo de zona en el que se tendera [2].

2.2 Sección del conductor

El cálculo de la sección del conductor tiene una gran importancia técnica y económica; Al ser el elemento principal, su consistencia y características físicas y eléctricas determinaran los parámetros físicos que conciernen al diseño de la línea. En general la sección del conductor viene determinada por 3 criterios básicos [10]:

- Calentamiento,
- Resistencia a la tensión,
- Rendimiento energético.

De estos tres criterios, el que se presente como más desfavorable, en términos de resultar mayor sección, se tomara como criterio determinante para la selección del conductor a instalar [10]

La forma práctica de determinar la sección del conductor es mirar en las tablas de fabricantes, conociendo el tipo de conductor, la potencia a transmitir, las pérdidas máximas permisibles, y la longitud máxima de vano (por regla de CELEC), podemos escoger un conductor que cumpla con los requerimientos mecánicos y eléctricos. Al ser este un proyecto de aplicación real se deberán recomendar materiales que puedan conseguirse en el mercado; en este sentido, la sección del conductor deberá ubicarse entre el estándar de aplicación local dictado por la CNEL RE.

Regularmente, cada fabricante de conductores incluye una tabla que relaciona las características mecánicas y eléctricas con secciones normalizadas de conductores. Lo verdaderamente importante al escoger una sección comercial, es que el resto de elementos

están fabricados en formato modelo; si se deseara utilizar estrictamente una sección de conductor calculada necesitaríamos fabricar a medida el conductor y el resto de componentes lo que encarece el proyecto.

A pesar de lo antes mencionado, se introduce en el proceso para el cálculo de la sección del conductor como fin argumentativo. En un capítulo próximo se incluirán tablas de fabricantes utilizadas para la selección del conductor considerando varios parámetros que serán presentados posteriormente.

De acuerdo a lo anterior se debe realizar un análisis económico en base a las pérdidas por resistencia del cable, el tiempo de vida útil promedio de la línea y el costo del conductor. Este análisis buscará que el costo por pérdidas de resistencia no sea mayor al costo de la línea, incluyendo la amortización del conductor.

La sección del conductor guarda estrecha relación con “el módulo de elasticidad (E) y el coeficiente de dilatación lineal (α); este último al disminuir la temperatura influye reduciendo la longitud del conductor y aumentando el tiro” [6][3]; sin embargo se puede determinar la sección en relación a la resistividad del material y su resistividad:

$$S = \frac{l x \rho}{R} \quad (13)$$

Dónde:

S = Sección del conductor

l =Longitud del conductor

ρ =Resistividad el material

R = Resistencia del material.

2.3 Ampacidad

2.3.1 Definición

Un criterio para la determinación en las líneas de transmisión eléctrica del conductor, quizá el más importante, se refiere a las limitaciones de transferencia de potencia desde un extremo a otro. En líneas largas, este límite está asociado a requerimientos de estabilidad transitoria y de Estabilidad de tensión. En líneas de transmisión cortas, objeto de este estudio, el límite de cargabilidad está asociado a la capacidad máxima de corriente que soporta el conductor [45] La capacidad máxima de conducción de los circuitos de transmisión también se conoce como ampacidad.

La ampacidad de un cable es su capacidad de conducción continua de corriente bajo condiciones específicas. [42] El método para el cálculo de ampacidad que se utilizará es referido de IEEE 738.

La capacidad de conducción de un conductor está limitada a su corriente por razones de calentamiento; entonces la ampacidad determina la capacidad térmica del conductor. En otras palabras, la ampacidad se entiende como la corriente máxima que puede transportar un conductor sin sobrepasar la temperatura máxima de operación.

La temperatura de trabajo del conductor es importante ya que, por efectos físicos de dilatación de los materiales, afecta la flecha del conductor entre dos apoyos y puede causar pérdida de resistencia a la tensión mecánica del mismo. Si la temperatura es muy elevada puede perder su capacidad de reformarse a su longitud original al enfriarse. [17] Cuando

aumenta la temperatura del conductor que está soportado en dos apoyos, en él se presenta un alargamiento de su longitud que implica un aumento en el desplazamiento vertical y que puede ocasionar el no cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad [45]

Debido a que una corriente alterna circula por un conductor, en éste se produce un calentamiento debido principalmente al efecto Joule, en el valor de temperatura del conductor también influyen factores ambientales. El cambio en la magnitud de estas variables durante las veinticuatro horas del día, debido a las variaciones de carga eléctrica y condiciones climáticas, hacen que la temperatura del conductor varíe permanentemente. En este sentido; para el cálculo de la capacidad térmica del conductor es necesario considerar dos tipos de casos: el estado estable y el estado transitorio

2.3.2 Estado Estable.

En estado estable, se conoce la temperatura de operación del conductor, sus características eléctricas y mecánicas suministradas por el fabricante y las condiciones medioambientales, entonces puede calcularse la capacidad térmica de la línea de transmisión para esas condiciones de operación.

De acuerdo al IEEE *Standard 738/2006*, el comportamiento térmico puede conocerse a través de un balance de calor del conductor que incluye las ganancias por efecto Joule y por radiación solar, y también las pérdidas por convección y por radiación en el conductor.[45] Ya que la radiación y las medidas convencionales de pérdida de calor no son linealmente independiente de la temperatura del conductor, la ecuación de balance de

calor que se presentará más adelante se resuelve a la temperatura del conductor, en términos de la corriente y las variables del ambiente. [44]

$$q_o + q_r = q_s + I^2 R(T_o) I = \frac{q_o + q_r - q_s}{R(T_o)} I = \sqrt{\frac{q_o + q_r - q_s}{R(T_o)}} I = \sqrt{\frac{q_o + q_r - q_s}{R(T_o)}} \quad (14)$$

$$q_o + q_r = q_s + I^2 R(T_o) \quad (15)$$

$$I = \sqrt{\frac{q_o + q_r - q_s}{R(T_o)}} \quad (16)$$

La temperatura máxima (Tc) se determina de acuerdo a la potencia requerida a transmitir por la Línea de Transmisión; es decir a una temperatura máxima (Tc) obtenemos la corriente y Potencia máxima Transmitida. [43]

2.3.3 Estado transitorio.

La temperatura de un conductor de alto voltaje cambia constantemente en respuesta a cambios en la corriente eléctrica y el clima; y cualquier cambio en la corriente eléctrica se limita a un cambio de corriente inicial (I_i) a una corriente final (I_c) tal como se ilustra en la Figura 6. Adicionalmente, las condiciones del ambiente durante el día cambian constantemente. En el estado transitorio se analiza este comportamiento dinámico del conductor conforme cambian las condiciones.

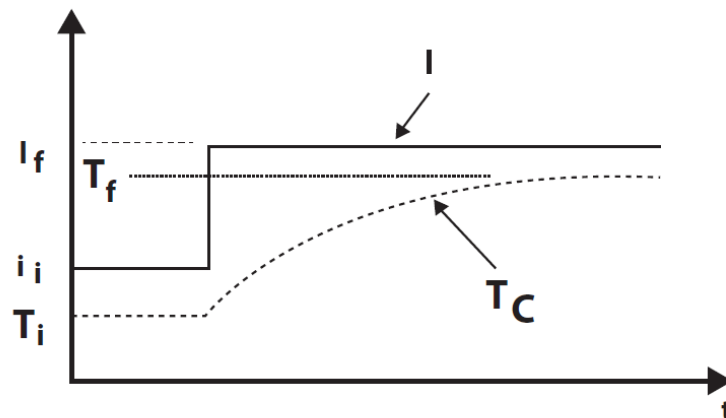


Figura 6: Cambio escalón de corriente inicial y corriente final [43]

Ya que la magnitud de la corriente es variable ante las diferentes condiciones de carga de la línea de transmisión, especialmente bajo condiciones de falla o de emergencia del sistema eléctrico, es necesario conocer el valor de la corriente máxima y el tiempo durante el cual el conductor puede soportarla sin que la flecha del conductor y la elongación producida por estos cambios térmicos excedan las distancias mínimas de seguridad previamente establecidas [45]

El cálculo de la ampacidad se muestra con detalle en el anexo 3; se realizó con la ayuda del software DLT CAD producido por ABS ingenieros Perú para un rango de temperaturas. Sin embargo se anotaran las fórmulas utilizadas según la norma IEEE 738-1993 utilizada de igual forma por el programa.

$$q_c + q_r + mC_p \frac{dT_c}{dt} = q_s + I^2 R(T_c) \quad (17)$$

$$\frac{dT_c}{dt} = \frac{1}{mC_p} [R(T_c)I^2 + q_s - q_c - q_r] \quad (18)$$

Pérdidas por convección (q_c); Pérdidas por Convección Natural (q_{cn})

$$q_{cn} = 0.0205 \rho_f^{0.5} D^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25} \quad (19)$$

Pérdidas por Convección Forzada (q_{c1} , q_{c2})

$$q_{c1} = \left[1.01 + 0.0372 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a) \quad (20)$$

$$q_{c2} = \left[0.0119 \left(\frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0.6} k_f K_{angle} (T_c - T_a) \right] \quad (21)$$

De los resultados se toma el mayor de los tres cálculos. $q_c = \text{máx.} (q_{cn}, q_{c1}, q_{c2})$

Calor Radiado del conductor (q_r):

$$q_r = 0.0178 D_\varepsilon \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (22)$$

Calor Irradiado por el Sol (q_s):

$$q_s = \alpha q_{se} \sin(\theta) A' \quad (23)$$

Donde

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_l)] \quad (24)$$

Dónde:

ρ_f = Densidad de aire

D = Diámetro del conductor

T_c = Temperatura máxima Admisible del conductor

T_a = Temperatura ambiente del aire

V_w = Velocidad del viento

μ_f = Viscosidad dinámica de aire

K_f = Conductividad térmica del aire

K_{angle} = factor de la dirección del viento

ε = Emisividad Conductor

α = Absorbidad Solar

Q_{se} = Flujo de Calor corregido

θ = Angulo efectivo de los rayos del Sol

H_c = Altitud del Sol

Z_c = Azimut del Sol

Z_1 = Azimut de Línea

$R(T_{high}) = R(75^\circ\text{C})$ (según IEEE 738)

$R(T_{low}) = R(25^\circ\text{C})$ (según IEEE 738)

CAPITULO 3: Parámetros Eléctricos

Para la realización del diseño de la línea de transmisión deben calcularse parámetros eléctricos que servirán para definir un modelo de línea técnicamente eficiente. Dichos parámetros deben incluir la forma de la línea, la cantidad de circuitos, número de conductores a usarse por fase, tipo de aislamiento, entre otros. Algunos de los parámetros deben ser acogidos de acuerdo al estándar de construcción de la “Norma de diseño de líneas de Sub Transmisión a 69 kV” del ex INECEL que esta aun en vigencia. Es importante que los componentes de la línea sean compatibles con el sistema de transmisión presente en la provincia manejado por la distribuidora CNEL RE. Si bien, algunos de los parámetros están dados, a continuación detallaremos los más importantes y su forma de ser determinados.

3.1 Voltaje de operación

Según la norma ANSI C84.1-2006 Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz) los voltajes de operación están normados como se muestra en la tabla 1.

Tabla 1 Denominación de voltajes de operación ANSI C84.1-2006

Clase de Voltaje	Sistema de voltaje nominal
Mediano Voltaje	69000
Alto Voltaje	115000
	138000
	161000
	230000
Extra Alto voltaje	345000
	400000
	500000
	765000
Ultra Alto Voltaje	1100000

Sin embargo, según Decreto Ejecutivo No. 2713 de 7 de junio de 2002 R.O. No. 598 de 17 de junio de 2002, CODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE TARIFAS ELÉCTRICAS.

Se define como:

- **Alta Tensión:** Nivel de voltaje superior a 40 kV. y asociado con la subtransmisión.
- **Subtransmisión:** Instalaciones y equipos asociados con el transporte de potencia y energía en bloque que interconecta las subestaciones del distribuidor o conecta

dichas subestaciones con plantas de generación, a voltajes comprendidos entre los 46 y 138 kV. [29]

Para este proyecto se debe considerar los puntos de inicio y destino de la línea. La Línea servirá para interconectar dos sub estaciones, que operan a 69 kV, que se sitúan a una distancia aproximada de 42000 metros lineales. Estos datos son de mucha importancia ya determinaran los parámetros de los componentes de la línea de transmisión. Debido a las características la presente es considerada: **Línea Corta de Sub Transmisión de alta tensión a 69000 voltios** [29].

Si bien la tensión de operación se determinó según conveniencia de los puntos a interconectar, a continuación se incluye una manera de determinar la tensión de operación según parámetros eléctricos necesarios para la transmisión de energía. Asumiendo que las pérdidas en transmisión de potencia no deberían superar el 3%, podríamos determinar el voltaje de transmisión idóneo para la línea [11].

$$V = \frac{100 PL[R_L + (X_L \tan\phi)]}{V_0^2} \quad (25)$$

R_L : es la resistencia del cable por unidad de longitud [Ω / km].

P: es la potencia a transmitir [MW].

L: es la longitud total de la línea [km].

V: es el voltaje de transmisión [kV].

ϕ : es el ángulo del Factor de Potencia.

X_L : es la reactancia inductiva por unidad de longitud [Ω / km].

V_0 : es voltaje normalizado mas bajo

De forma directa se puede calcular el voltaje de operación aproximado según la relación de

potencia a transmitir y la resistencia del cable por unidad de longitud [46]:

$$V = \sqrt{P * (R_L L)} \quad (26)$$

Dónde:

R_L : es la resistencia del cable por unidad de longitud [Ω / km].

P: es la potencia a transmitir [MW].

L: es la longitud total de la línea [km].

V: es el voltaje de transmisión [kV].

3.2 Impedancia

3.3 Resistencia

3.3.1 Resistencia en serie por unidad de longitud

Se denomina resistencia a la propiedad que posee un material para oponerse a la circulación de corriente eléctrica por él. La expresión que define la resistencia de un conductor [16]

$$R_{CD} = \frac{1.02\rho L}{A} \quad (26)$$

Dónde:

R_{CD} : es la resistencia en corriente directa en ohmios.

1.02L: es la longitud efectiva del conductor

ρ : es la resistividad volumétrica del material a una resistencia dada.

A: es el área de la sección transversal.

La resistencia de los conductores depende de los factores siguientes: [17]

- La disposición en espiral

- Temperatura
- Frecuencia de operación
- Magnitud de la corriente

3.3.1.1 La disposición en espiral

Para que los hilos de los conductores se mantengan cohesionados, los conductores de trenzan en direcciones opuestas. La formación de la espiral hace que los hilos aumenten su longitud de 1% a 2% más que la longitud calculada. [17] de ahí que el factor de corrección es 1.02.

3.3.1.2 Temperatura

La resistividad de los metales para conductores varía linealmente sobre las condiciones normales de operación, por ende la temperatura afecta linealmente la resistencia de un conductor, de acuerdo con:

$$\rho_{T_2} = \rho_{T_1} \left(\frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right) \quad (27)$$

En donde ρ_{T_2} y ρ_{T_1} son resistividades a las temperaturas T_2 y T_1 en grados centígrados respectivamente. T es una constante de temperatura que depende del material del conductor. En la tabla 2 se muestra la resistividad de los materiales utilizados para conductores a temperaturas determinadas.

Tabla 2 Resistividad de materiales para conductores [17]

Material	% de conductividad	Resistividad a 20°C		Constante de Temperatura
		$\Omega \times 10^{-8}$	Ω -cmil/ft	°C
Cobre:				
Recocido	100%	1,72	10,37	234,5
Estirado en frío	97,3%	1,77	10,66	241,5
Aluminio:				
Estirado en frío	61%	2,83	17	228,1
Latón	20-27%	6,4-8,4	38-51	480
Hierro	17,2%	10	60	180
Plata	108%	1,59	9,6	243
Sodio	40%	4,3	26	207
Acero	2-14%	Dic-88	72-530	180-980

3.3.1.3 Frecuencia

La ecuación de R_{CD} es solamente adecuada para corriente directa. La resistencia depende la resistividad de los conductores y de la frecuencia. En altas frecuencias, la resistencia aumenta con la frecuencia debido al efecto piel ya que la corriente penetra sólo una pequeña capa cercana a la superficie del conductor [15].

La resistencia en corriente alterna o resistencia efectiva de un conductor es [17]

$$R_{ca} = \frac{P_{p\acute{e}rdida}}{|I|^2} \Omega \quad (28)$$

En donde $P_{p\acute{e}rdida}$ es la p\acute{e}rdida real de potencia del conductor en [Watts], I es la corriente rms en el conductor. En CA la distribuci3n de corriente no es uniforme; conforme aumenta la frecuencia, la frecuencia en un conductor cil\ındrico solido tiende a agolparse hacia la superficie del mismo con menor densidad de corriente en el centro del mismo [17]. Por ende al aumentar la frecuencia la secci3n efectiva del conductor para transmisi3n de corriente se reduce lo que aumenta la resistencia. En las l\ıneas de transmisi3n del pa\ıs se trabaja con frecuencias de 60 Hz. En CA la resistencia es solo un poco mayor que en CD para esta frecuencia. Los fabricantes detallan las resistencias en tablas que son buena herramienta para el c\`alculo.

El efecto piel se traduce en una distribuci3n perif\erica de la corriente transportada. Debido a la aparici3n de fuerzas electromotrices de autoinducci3n que se oponen al paso de la corriente el\`etrica en el interior. [18] en pr\`actica para la evaluaci3n del efecto skin, que es la relaci3n entre el valor de la resistencia efectiva y su equivalente en corriente continua se pueden emplear:

$$R_{ca} = KR_{ce} (\Omega) \quad (29)$$

Siendo K un coeficiente que depende de la secci3n del conductor, del tipo de material empleado y la frecuencia de transmisi3n [18].

Sin embargo la forma anal\itica para el c\`alculo de la resistencia en corriente alterna es [18]:

$$R_{ca} = R_{ce}(1 + 7.5 f^2 d^4 10^{-7} (\Omega) \quad (30)$$

Siendo:

- f = Frecuencia en Hz.

- d = Diámetro de conductor en cm.

- R_{cc} =Resistencia en corriente continua en Ω .

3.3.1.4 Conductores Magnéticos

En el caso del conductor a emplearse (ACAR), tiene aleación y un alma de aleación de acero; asimismo el cable de guarda programado es de acero galvanizado. Los enlaces de flujo internos y, por tanto, las pérdidas magnéticas, dependen de la intensidad de la corriente. En los conductores ACSR el alma de acero tiene una resistividad elevada en relación a la resistividad de los hilos de aluminio. Sin embargo, en este caso el efecto de la magnitud de la corriente sobre la resistencia de este tipo es muy pequeño ya que es una aleación [17].

Al tratarse de una línea de transmisión, construida con conductores de aleación de aluminio, la resistencia de la línea de transmisión será la resistencia del conductor. Dicha resistencia se determina de acuerdo a la tabla del fabricante. La resistencia en los empalmes se desprecia porque no influye en el circuito. Los fabricantes incluyen en la tabla el valor de la resistencia en valores de Ohmios/ metros. A continuación, en la tabla 3, se presenta la tabla de propiedades del conductor:

Tipo	ACAR
Calibre	500 MCM
Composición	18/19
Peso Aprox kg/km	698

Diámetro mm	20,66
Resistencia (Ohm/Km)	0,495

Tabla 3 características conductor 500 MCM

3.4 Capacitancia

La capacitancia en una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma manera que las placas de un capacitor cuando existe diferencia de potencial entre ellas [19, 14]. La capacitancia relaciona la carga con el voltaje. Por ende se considera la diferencia de voltaje asociado a una línea de carga infinita [12]. La tensión alterna tiene como consecuencia que la carga de los conductores en un punto dado aumente o disminuya con el valor instantáneo de la tensión entre los conductores en ese punto. La corriente, originada por esta carga y descarga continua del condensador virtual formado por las líneas, se llama corriente de carga [14].

La capacidad de la línea afecta a la eficiencia de la línea, caída de tensión, factor de potencia y estabilidad. [14]. Sin embargo, la capacidad de la red normalmente no se considera para distancias cortas ($d < 80$ km) [20]

Debido a que el objeto del proyecto es una línea de 42 km aproximadamente, la capacitancia no se considera relevante.

La capacitancia por fase puede calcularse por: [12]

$$C = \frac{2\pi\epsilon}{Ln \frac{D_m}{r}} \quad (31)$$

Donde

D_m = Distancia entre conductores

r = Radio del conductor

De esta forma, la reactancia capacitiva por fase se obtiene por:

$$X_C = \frac{1}{f} \times 1.779 \times 10^6 \ln \frac{D_m}{r} [\Omega - mi] \quad (32)$$

3.5 Inductancia

La inductancia es un parámetro de vital importancia en el diseño de una línea de transmisión, ya que determina la impedancia principal de la línea. La manera de encontrar la inductancia se da por la determinación de [17]:

1. La intensidad del campo magnético, a partir de la ley de ampere.
2. La intensidad del flujo magnético B.
3. Los enlaces del flujo.
4. Los enlaces provienen de los enlaces de flujo por ampere.

De forma similar la forma más rápida de encontrar la inductancia de un circuito es encontrar el flujo concatenado en la relación [14]:

$$L = \frac{d\Phi}{di} \quad (33)$$

En ciertos casos donde el flujo concatenado es más difícil determinar, es más fácil encontrar la inductancia calculando la energía almacenada en el campo magnético w_{mf} mediante [14]:

$$\frac{dw_{mf}}{d(\text{volumen})} = \frac{1}{2\mu_r\mu_0} B^2 \text{ en } \frac{J}{m^3} \quad (34)$$

Donde μ_0 es la permeabilidad magnética en el vacío y μ_r es la permeabilidad en el medio en cuestión [14]. Conocida la energía se puede encontrar la inductancia a través de:

$$w_{mf} = \frac{1}{2} Li^2 \quad (35)$$

Para un cálculo correcto es necesario conocer la forma precisa de la geometría del campo magnético y eléctrico. Considerando que el conductor está formado por una trenza de cables de que cuelgan sobre apoyos metálicos y que atraviesa distintos tipos de terreno, cualquier modo de cálculo es solo aproximado. [14]

3.5.1 Inductancia de una línea trifásica

Para el cálculo de la inductancia del presente proyecto se considera una línea trifásica con disposición de conductores de manera equidistante. De manera que se dispongan como muestra la figura 7.

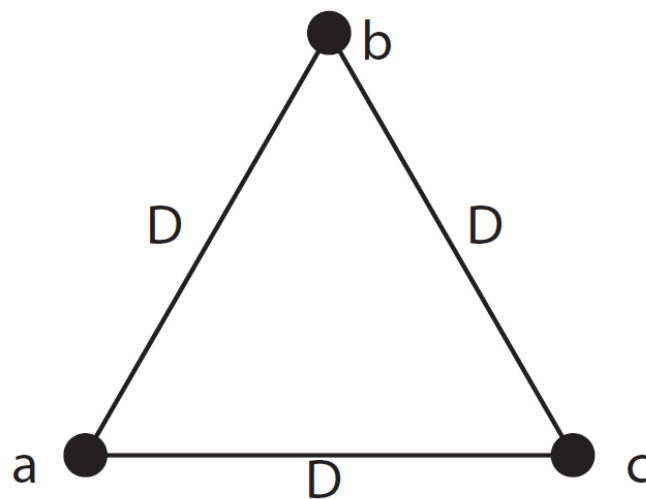


Figura 7 Disposición de conductores equidistantes

Como se asume que es una línea trifásica balanceada; de igual forma se toma por dado que las corrientes se encuentran equilibradas de manera que $I_a + I_b + I_c = 0$. De manera que el flujo total sea [12]:

$$\Phi_a = L_{aa}l_a + L_{ab}l_b + L_{ac}l_c \quad (36)$$

$$l_a = \frac{\mu_0}{2\pi} Ln \frac{D_m}{r^t} \quad (37)$$

Puede expresarse como [14]:

$$\Phi_a = \frac{\mu}{2\pi} \left(Ln \frac{1}{R'} I_a - Ln \frac{1}{D} I_a \right) = \frac{\mu}{2\pi} I_a Ln \frac{D}{R'} \quad (38)$$

$$\Phi_a = \frac{\mu}{2\pi} \left(Ln \frac{1}{R'} I_a - Ln \frac{1}{D} I_a \right) = \frac{\mu}{2\pi} I_a Ln \frac{D}{R'} \quad (39)$$

Por simetría podemos decir que la inductancia por fase es:

$$L = \frac{\mu}{2\pi} Ln \frac{D}{RMG} [H/m] \quad (40)$$

En este sentido, la reactancia inductiva por fase se expresa como:

$$X_L = 2\pi f L = 4_f \times Ln \frac{D_m}{r^t} [\Omega/m] \quad (41)$$

Y de manera similar:

$$X_L = 2.022 \times 10^{-3} \times f Ln \frac{D_m}{GMR} [\Omega/m] \quad (42)$$

GMR o RMG= radio medio geométrico del conductor.

Dm o D= distancia entre conductores.

f = frecuencia de transmisión .

3.6 Potencia

3.6.1 Potencia natural o característica de la línea

Se llama potencia característica de la línea a la potencia correspondiente a la impedancia característica. $Z = z \text{ ang}(\theta)$ Transportando su potencia natural, la línea funcionara con factor de potencia contante en todos sus puntos. En una línea con voltaje en el extremo receptor V_r la potencia característica está dada por: [11]

$$P_C = \frac{V_r^2}{z} \quad (43)$$

O de manera similar si Z está en ohmios:

$$P_C = V_r * I_r \quad (44)$$

3.6.2 Eficiencia de la línea de transmisión

La eficiencia de la transmisión de la línea corta responde a la relación entre las potencias activas en el extremo receptor y emisor.

$$\eta = \frac{P_{R(3\Phi)}}{P_{S(3\Phi)}} \quad (45)$$

3.6.3 Máxima transferencia de potencia

Si asumimos que la impedancia de la línea está determinada por el fasor $Z = Z \angle \theta$ las potencias por fase pueden ser expresadas como: [14]

Potencia activa en el extremo receptor:

$$P_R = \frac{V_S \cdot V_R}{Z} \cos(\theta - \delta) - V_R^2 \cos\theta \quad (46)$$

Potencia activa en el extremo emisor:

$$P_S = \frac{V_S^2}{Z} \cos\theta - \frac{V_S \cdot V_R}{Z} \cos(\theta - \delta) \quad (47)$$

Potencia Pasiva el extremo receptor:

$$Q_R = \frac{V_S \cdot V_R}{Z} \text{sen}(\theta - \delta) - \frac{V_R^2}{Z} \text{sen}\theta \quad (48)$$

Potencia Pasiva el extremo emisor:

$$Q_S = \frac{V_R^2}{Z} \text{sen}\theta - \frac{V_S \cdot V_R}{Z} \text{sen}(\theta - \delta) \quad (49)$$

Los valores de las tensiones en los extremos emisor y receptor son tensiones simples. Si todos los valores se toman constantes excepto por el desfase del ángulo entre las tensiones las potencias máximas en el extremo receptor y emisor serán:

- Potencia activa en el extremo receptor cuando [14]:

$$P_{R \max} = \frac{V_R^2}{Z^2} \left(\frac{V_S}{V_R} Z - R \right) \quad (50)$$

- Potencia reactiva enviada a la carga

$$Q_R = \frac{V_R^2}{Z} \text{sen}\theta \quad (51)$$

- Potencia activa en el extremo receptor cuando $\delta + \theta = \pi$, [14]:

$$P_{S \max} = \frac{V_S^2}{Z} \text{cos}\theta \quad (52)$$

3.6.4 Regulación de Tensión

La regulación de tensión en una línea se define como el incremento en la tensión en el extremo receptor, expresado en porcentaje sobre la tensión a plena carga para un factor de potencia dado, cuando no existe demanda y se mantiene constante la tensión en el extremo emisor [14].

$$\%reg = \frac{|V_S| - |V_R|}{|V_R|} \times 100 \quad (53)$$

Siendo $|V_R|$ el módulo de la tensión en el extremo receptor cuando no existe carga y $|V_S|$ el módulo de la tensión en el extremo emisor

3.6.5 Caída de tensión

Para el presente proyecto se utilizarán el cálculo simplificado de caída de tensión con el modelo de línea corta [10]. El circuito equivalente del modelo de línea corta ya se ha presentado anteriormente. El circuito responde a la ecuación [14]:

$$V_s - V_r + I_r Z \quad (54)$$

Se recuerda que la caída de tensión es la diferencia entre módulos de las tensiones de principio y fin de la línea. $V_s - V_r$. (3). Existe un valor relativamente bajo de caída de tensión en líneas cortas reales. [10] Sin embargo es conveniente mostrar el cálculo de caída de tensión para circuitos trifásicos de líneas cortas como:

$$\text{Caída de tensión} = (R * P_r + X Q_r) / V_r \quad (55)$$

Dónde:

P_r Potencia en el extremo receptor

Q_r Potencia reactiva en el extremo receptor

V_r Tensión en el extremo receptor

R Resistencia serie

X Reactancia inductiva total

Los cálculos para los parámetros mencionados se encuentran en el anexo 13, el cálculo se realizó de dos formas: manualmente, y con la ayuda del software DLTCAD de ABS Ingenieros Perú.

CAPITULO 4: Protecciones

En el presente capítulo se estudiarán las protecciones de las líneas de transmisión para 69 kV. Como nivel de voltaje. Las protecciones son indispensables en el diseño de la línea ya que aseguran la integridad de los componentes de la línea y la vida de las personas.

4.1 Aisladores

Los aisladores son los elementos que se usan para aislar eléctricamente el conductor de la línea de apoyo que lo soporta [23]. Los aisladores son uno de los elementos primordiales en las líneas de transmisión. Ya que los cables conductores, para guardar alturas de seguridad, deben asentarse sobre estructuras que a su vez se soportan en aisladores.

Los aisladores cumplen la función de sujetar mecánicamente el conductor manteniéndolo aislado de la tierra y de otros conductores así como de los soportes. Es decir, a través de los aisladores las torres transmiten el esfuerzo mecánico. [24] en este sentido, los aisladores deben ser capaces de soportar tensiones eléctricas y mecánicas tanto en el material aislante como en su superficie. [21]

Para las líneas de 69 kV se utilizan aisladores del tipo de suspensión los cuales constan de una hilera de discos de porcelana aunque en la actualidad se utiliza el polímero. El disco estándar tiene 0.254 m de diámetro, espaciamiento de 0.146 m entre centros de discos adyacentes y una resistencia mecánica de 7500 kg [17]. A menudo se utilizan aisladores de polímero en las áreas de alta contaminación y/o corrosión para asegurar la vida útil de la línea de transmisión así como su aislamiento [22]. Los aisladores de suspensión se acoplan formando cadena como se indica en la figura 8; el valor nominal de la tensión de

un conjunto completo lo determina el fabricante con pruebas de efluvio [23]. En la tabla 4 se muestra el número de aisladores que deben emplearse según la tensión de operación; cabe mencionar que la morfología del aislador afecta la el valor nominal de la tensión.

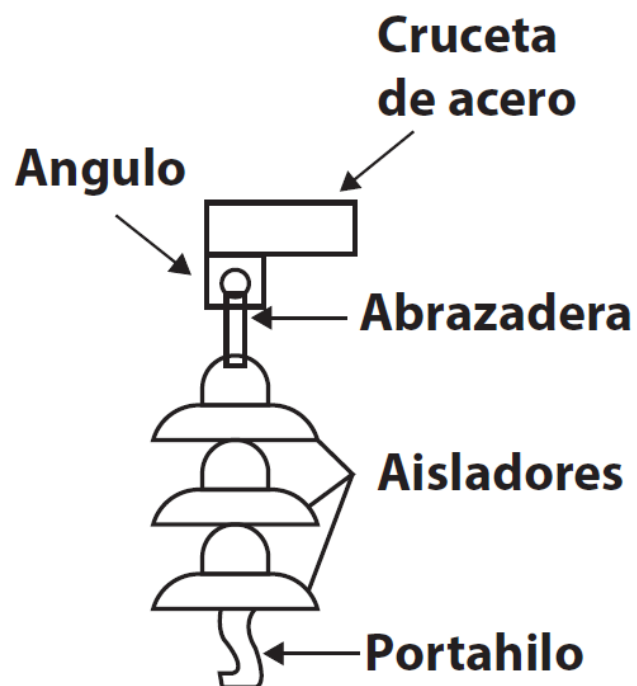


Figura 8 Aislador de suspensión [23]

Tabla 4 Numero de aisladores según tensión [17]

tension nominal	Hileras de aisladores de suspensión	
	n_f	n_d
(kV)		
69	1	4 a 6
138	1	8 a 11
230	1	12 a 21
345	1	18 a 21
345	1 y 2	18 a 21
500	2 y 4	24 a 27
500	2 y 4	24 a 27
765	2 y 4	30 a 35

n_f = Número de hilera por fase

n_d =Numero de discos aisladores estándar por hilera de suspensión

El aislamiento es de suma importancia para el funcionamiento de la línea de transmisión.

“En buena práctica se requiere que la tensión de arco en seco de los aisladores completos sea de tres veces a cinco veces mayor que la tensión nominal de funcionamiento y que la longitud de la línea de fuga sea aproximadamente el doble de la menor distancia entre puntos con tensiones el aire” [21].

Para seleccionar las líneas de fuga de los aisladores, el criterio principal a considerar es el de la contaminación. Adicionalmente es necesario conocer los niveles de aislamiento recomendados según la zona por donde discurre la línea que son los siguientes mostrados en la tabla 5:

Tabla 5 Nivel de aislamiento según zona ambiental [18]

Zona	Nivel de Aislamiento
Forestal y Agrícola	1,7 / 2 cm/kV
Industrial y Próxima al mar	2,2 / 2,5 cm/kv
Industrial y muy próxima al mar	2,6 / 3,2 cm/kV
Industrial y muy próxima al mar con fábricas de cemento, productos químicos, centrales térmicas	> 3,5 cm/kV

Con esta información despejando la siguiente formula, podremos conocer el número de aisladores que tendrá la cadena según el voltaje de operación y el ambiente en el que se instalan los aisladores [18].

$$\text{Nivel de aislamiento} = \frac{l_f \times n}{U_{max}} \quad (56)$$

l_f = Línea de fuga

n = Numero de aisladores de la cadena

U_{max} = Tensión máxima

De igual forma, se puede determinar el número de aisladores que se utilizara en la cadena por según la IEC 71-1 y IEC 71-2 mediante los valores de la línea de fuga según el ambiente:

La distancia total de fuga estará determinada por la expresión

$$D = \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{ka} \times kf \quad (57)$$

Dónde:

D = Distancia de fuga

V_{max} = Tensión máxima de servicio del sistema, kV rms

ka = Factor de corrección por altura

kf = Coeficiente de fuga, mm/kV

El coeficiente de fuga lo determina la tabla 6:

Tabla 6 Coeficiente de fuga según ambiente [25]

Grado de contaminación	Tipos de ambiente	Mínima distancia de fuga (kf) mm/kV
I- Insignificante	<p>Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción</p> <p>Áreas con baja densidad de industrias o casa pero sometidas a frecuentes vientos</p> <p>Áreas Agrícolas</p> <p>Áreas Montañasas</p> <p>Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos que provengan del mismo</p>	16
II - Medio	<p>Áreas con industrias poco contaminadas y/o con casas equipadas con plantas de calefacción</p> <p>Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias</p> <p>áreas expuestas a vientos del mar pero no</p>	20

	próximas a la costa	
III - Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar	25
IV- Muy Fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal	31

De manera que el número de aisladores está dado por [24]:

$$n = \frac{df}{dfa} \quad (58)$$

n = Numero de aisladores

df = Distancia de fuga requerida

dfa = Distancia de fuga de cada aislador

La distancia de fuga de cada aislador la determina el fabricante como se mencionó anteriormente.

Según la norma de la Ex INECEL para el diseño de líneas de sub transmisión a 69 Kv. Para una tensión de operación de 69 kV. El nivel de aislamiento debe ser de 350kV. De esta manera, de acuerdo al manual de Estructuras Tipo para 69 kV. Los aisladores a utilizar serán del tipo suspensión ANSI 52-3 con 6 (seis) aisladores por cada cadena. [28]. A pesar de que existen variaciones mínimas entre los fabricantes, la norma ANSI 52 -3 establece para estos aisladores los valores de la tabla 7.

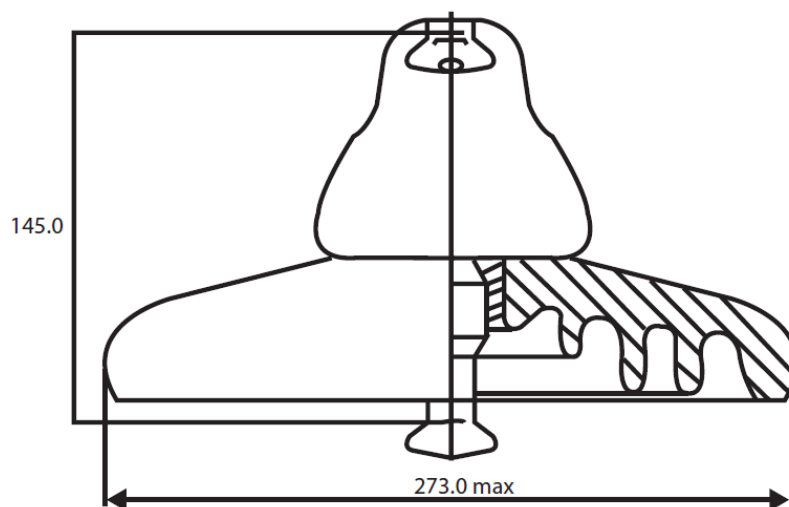


Figura 9 Modelo de aislador de suspensión [36]

Tabla 7 característica del aislador corona [36]

Clase ANSI	
Aislador	c29.2
distancias criticas	
distancia de arco	197
distancia de fuga	300
Valores mecánicos	
resistencia electromecánica kN	89
Resistencia al impacto N.m	10
Prueba de carga de rutina, kN	44.5
Prueba de carga sostenida, kN	60
Carga máxima de trabajo, kN	44.5
Valores Eléctricos	
Flameo de baja frecuencia en seco	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	50
Flameo critico al impulso positivo	125
Flameo critico al impulso negativo	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	110

4.2 Apantallamiento (Hilo Guarda)

El apantallamiento o hilos de guarda se ubican arriba de los conductores de fase; su función es protegerlos contra descargas atmosféricas. Usualmente se utilizan cables acero de alta resistencia mecánica, pero de sección transversal menor a la de los conductores de fase [17]. Al ser instalado correctamente el cable de guarda interceptara casi todas las descargas atmosféricas que caen en la línea. [26] el número y la ubicación de los hilos de guarda se seleccionan de modo que casi todas las caídas de rayos terminen sobre ellos y no en los conductores [17].

Cuando se utiliza el cable de guarda, la conducción de la corriente del rayo se hace a través de las bajadas a tierra, que deben estar al menos cada cinco torres o postes [27]. De este modo, cuando un rayo choca contra un hilo de guarda, fluye hacia tierra sin causar daños [17]. Para la correcta instalación del hilo de guarda es necesario determinar el ángulo de apantallamiento α .

El ángulo de apantallamiento es el mayor ángulo que forma la vertical en el cable de tierra y la recta que une este con los conductores de fase [24]. Este rayo mide en cierta forma la probabilidad de que un rayo atravesase el apantallamiento [24].

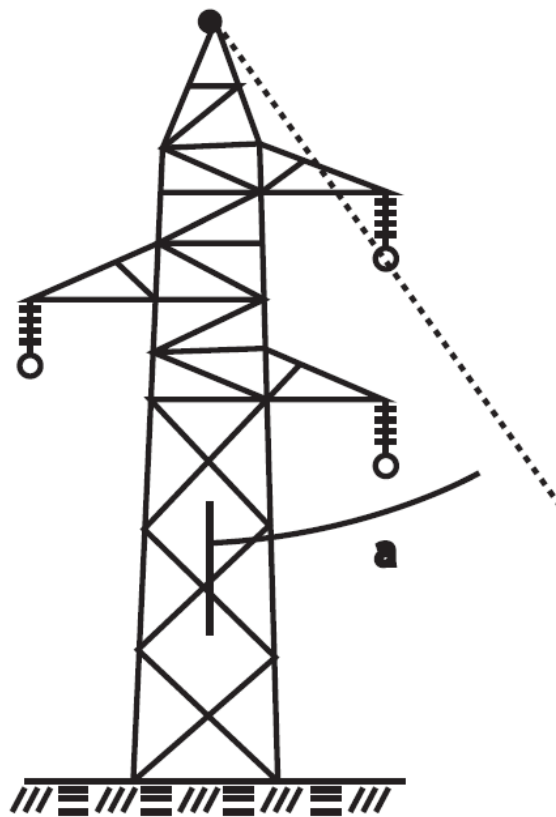


Figura 10: Angulo de apantallamiento [24]

En ángulo de apantallamiento para las líneas de sub transmisión de 69 kV. Según el Ex INECEL para las estructuras proyectadas será de 30 grados [28].

El tipo de cable de guarda se recomienda según la tabla 8e:

Tabla 8 Cable de guarda según tensión de operación [18]

tensión nominal (kV)	Hilos de Guarda		
	Tipo	Numero	Diámetro
69	Acero	0,1 o 2	-
138	Acero	0,1 o 2	-
230	Acero	1 o 2	1.1 a 1.5
345	Alumoweld	2	0.87 a 1.5
345	Alumoweld	2	0.87 a 1.5
500	Alumoweld	2	0.98 a 1.5
500	Alumoweld	2	0.98 a 1.5
765	Alumoweld	2	0.98

4.3 Puesta a Tierra

La puesta a tierra es de suma importancia debido a que brinda seguridad a las personas y a los equipos. En este sentido, un inadecuado diseño y construcción del sistema de puesta a tierra puede generar sobretensiones que comprometan el aislamiento y la vida útil de los equipos o más grave aún, en choques eléctricos que causen serios daños a las personas [32].

La puesta a tierra se define como “la unión eléctrica, con la tierra, de una parte de un circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo” [33]. Las instalaciones de puesta a tierra se constituyen por electrodos enterrados y por las líneas que conectan dichos electrodos [34].

De acuerdo a lo anterior, la función de una puesta a tierra es la de forzar la derivación, al terreno, de las intensidades de sobre corriente de cualquier naturaleza que causen daños a los equipos, a la línea o a las personas [33]. La intención es limitar la diferencia de potencial que pueda generarse entre las estructuras metálicas y la tierra [33].

El diseño de las puestas a tierra envuelve un procedimiento complejo que incluye cálculos físicos, geológicos y químicos ya que depende de las condiciones del terreno donde se colocaran los electrodos. Así, es necesario un modelamiento adecuado del suelo, que debe considerar parámetros que no presentan un comportamiento simple y constante [32].

Los apoyos de las líneas eléctricas de alta tensión, según el Reglamento de Alta Tensión España, deberán conectarse de a tierra de manera eficaz en consideración de: La magnitud de la caída de tensión durante las descargas, la duración de las descargas a tierra, la probabilidad de contactos con las personas y la probabilidad del fallo del aislamiento [34].

Asimismo, se establece que la puesta a tierra de los apoyos de hormigón armado puede efectuarse:

Conectando directamente los herrajes o armaduras metálicas a las que estén fijados los aisladores mediante un conductor de conexión [34].

Conectado a un conductor común que su vez se conecta a los electrodos de la puesta a tierra. Este es el método que se utilizara por ser el más económico y adecuado ya que usa el hilo de guarda [34].

Como se mencionó anteriormente el sistema de puesta a tierra depende de las condiciones del suelo en especial de la resistividad del suelo. Para el cálculo de la resistividad existen algunos métodos entre los que se destacan: el método de dos electrodos y el método de Wenner o de electrodos igualmente separados [35]. En la actualidad, estos métodos pueden ser aplicados con un dispositivo de medición MEGGER que facilita y agiliza la medición de la resistividad del suelo.

En el Ecuador se utiliza el sistema de una varilla de cobre como electrodo a tierra que se conecta al hilo de guarda y/o a las estructuras mediante un conductor de cobre con el fin de limitar el valor de la resistencia de la puesta a tierra. De acuerdo con las normas IEC60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, IEEE Std 81-1983 y NTC 4552 las estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable guarda no deben tener una resistencia mayor a 20 Ω . Entonces, la longitud y sección de la varilla será determinada por la fórmula de Dwight del M.I.T:

$$R = \frac{\rho}{2\pi i L} * \left[\ln\left(\frac{4L}{a}\right) - 1 \right] \quad (59)$$

Dónde:

ρ es la resistividad de tierra en ohm-cm

L es el largo del electrodo

a es el área de sección del electrodo.

De esta manera, la puesta a tierra del hilo de guarda y los postes de hormigón se deben realizar con conductor de cobre semiduro #2 AWG y varillas cooperweld de 2,4 m de longitud por 5/8" de diámetro según la norma de la EX INECEL. [30] La norma de instalaciones eléctricas CEN 250-83 especifica que la profundidad mínima de enterrado de una varilla debe ser de 2.4m

Las varillas cooperweld deben estar protegidas contra la oxidación por una capa exterior de cobre permanentemente fundida al alma de acero de 254 micras de espesor. La interconexión entre el cable y la varilla con suelda exotérmica. En la construcción, el presente diseño contempla que una vez instaladas las tomas a tierra, la resistencia no sobrepase de 20 ohmios, obtenidos directamente, por incremento del número de varillas o el mejoramiento del terreno por medio de sustancias químicas adecuadas. La resistencia a tierra es, la obtenida de la medición de la conductividad del suelo al pie de la torre o poste de hormigón [38]

De acuerdo a la formula anterior (60), con el tipo de materiales especificados en el reglamento correspondiente, funcionara siempre que la resistividad del suelo no supere los 59 ohmios.metro

Ahora bien, el sistema de puestas a tierra para las torres metálicas compuestas en su mayoría por acero galvanizado difiere del utilizado para los postes. En este sentido, de acuerdo al espacio con el que disponga para el montaje de la puesta a tierra y el tipo de suelo se presentan algunas configuraciones posibles que fueron utilizadas en la línea de transmisión Santo Domingo Esmeraldas y diseñadas por Transelectric.

4.3.1 Para tipo 1 (dos varillas)

El límite de la resistividad está dado por:

$$\rho = \frac{2\pi LR}{\ln\left(\frac{2L}{A}\right)} \quad (60)$$

$$A = \sqrt{aS} \quad (61)$$

Donde

ρ = resistividad del terreno

L = Longitud enterrada de la varilla

A = radio equivalente del arreglo

R = resistencia de la puesta a tierra (20 ohmios)

a = radio de las varillas en metros

S = separación entre las varillas en metros

Este tipo se limita a una resistividad de 88 ohmios.metro

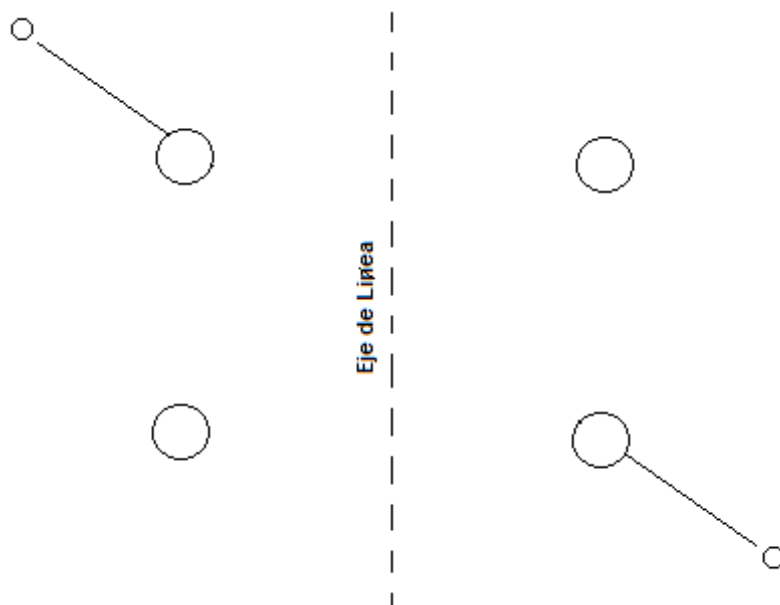


Figura 11: Puesta a Tierra Modelo 2 varillas

4.3.2 Para tipo 2 (4 varillas)

El límite de resistividad viene dado por la misma ecuación (61), pero con cambio en el valor del radio equivalente del arreglo:

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2}aS^2} \quad (62)$$

Este tipo aplica hasta 160 ohmios metro

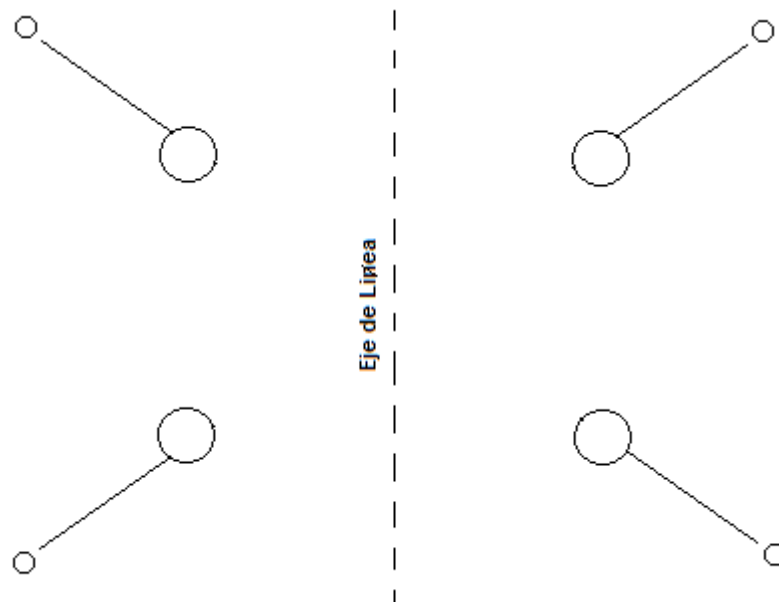


Figura 12: Puesta a tierra modelo 4 varilla

4.3.3 Contrapesos

Son conductores de acero galvanizado o del tipo Copperweld enterrados longitudinal y radialmente en el derecho de paso de la línea. La utilización de cables de contrapeso es de práctica común y consiste en enterrar horizontalmente cables conductores pegados a las estructuras de las torres, la resistencia disminuirá con el aumento de la longitud y con aumento del diámetro del contrapeso enterrado [40]

Una configuración de puesta a tierra combinada incluye varillas y contrapesos a cada pata de la torre. La ecuación de esta disposición es la siguiente: [41]

$$R_T = \left(\frac{\rho}{8\pi(L+1,15l)} \right) * \left[\ln \left(\frac{2(L+1,15l)}{a} \right) + \ln \left(\frac{2(L+1,15l)}{S} \right) + 2,912 \right] \quad (63)$$

Dónde:

R_T = Resistencia de la puesta a tierra en Ω

ρ = Resistividad del terreno $\Omega \cdot m$

L = Longitud del conductor usado como contrapeso

l = Longitud de la varilla de cobre en m

a = Radio del conductor utilizado como contrapeso en m

$S/2$ = Profundidad de ubicación del contrapeso en m

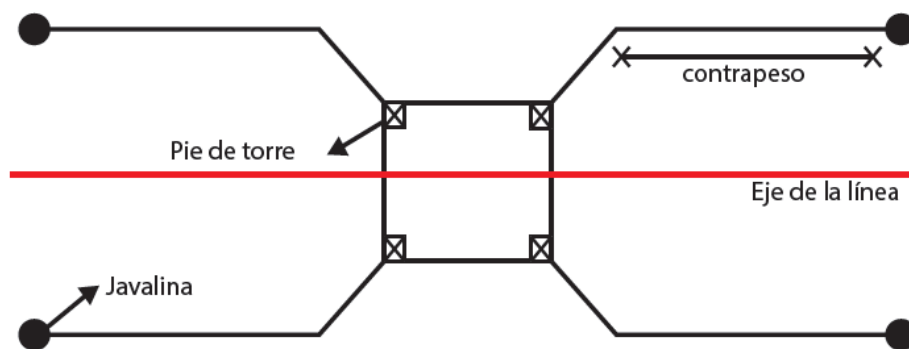


Figura 13: Puesta a Tierra modelo contrapesos

4.3.4 Mejoramiento de suelo

En ocasiones cuando el espacio no permite la utilización de contrapesos o más varillas, una solución es el mejoramiento del suelo ya sea con cambio de material con menor resistividad o con el uso de intensificadores de puesta a tierra.

Entonces, los modelos para el tipo 1 y 2 con el uso de intensificadores quedarían de la siguiente forma:

$$\rho = \frac{2\pi LR}{\ln\left(\frac{2L}{A}\right)} * f \quad (64)$$

Para dos varillas

$$A = \sqrt{aS} \quad (65)$$

Para cuatro varillas

$$A = \sqrt[4]{\sqrt{2}aS^2} \quad (66)$$

Donde

ρ = resistividad del terreno

L= Longitud enterrada de la varilla

A= radio equivalente del arreglo

R= resistencia de la puesta a tierra (20 ohmios)

a= radio de las varillas en metros

f= factor de mejoramiento del intensificador.

Con el uso de intensificadores, los límites de resistividad para el uso de las configuraciones de dos y cuatro varillas aumentan de acuerdo al factor de mejoramiento pudiendo soportar hasta 2400 ohmios. Metro en el caso de intensificadores con factor de 15 para el caso de cuatro varillas.

4.4 Distancias de seguridad.

Los conductores serán colocados sobre apoyos con altura necesaria de forma tal que no puedan ser accesibles sin medios especiales desde el suelo, viviendas ni otros lugares generalmente accesibles a las personas [10]. y, la distancia al suelo del conductor se determina utilizando

$$Altura\ minima = 5.3m + \left(\frac{v [kV]}{150}\right)m \quad (67)$$

La altura de las estructuras será la necesaria para que los conductores con su máxima flecha vertical, queden situados por encima de cualquier punto del terreno o superficies de agua no navegables, a una altura mínima de 6 m. [10] En las simulaciones anexas se incluye el cálculo de la flecha del conductor con la hipótesis de flechas máximas bajo la acción del viento sobre los conductores.

4.4.1 Distancia entre Fases

La distancia mínima admisible entre fases en el centro del vano será calculada de acuerdo a la siguiente expresión [13]:

$$a = k\sqrt{f_c + L_c + A} \quad (68)$$

Dónde:

a = separación entre conductores en metros

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

f_c = flecha final del conductor en metros calculada a 45° C de temperatura y sin viento, correspondiente al vano máximo hacia cualquier lado de cada tipo de estructura.

L_c = longitud de la cadena de aisladores en metros, en caso de anclaje $l_c = 0$

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

La forma de calcular la distancia entre conductores que utiliza el programa DLTCAD de ABS ingenieros Peru, a utilizarse para el análisis del presente proyecto es [42]:

$$H = 0.00762 \times kV + F_c \times \sqrt{S_f \times 0.3048} + \ell_i \times \sin(\phi_{max}) \quad (69)$$

Dónde:

H = Separación Horizontal entre fases en metros

kV = Voltaje de Línea en miles de Voltios

F_C = Factor de Experiencia

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

ℓ_i = Longitud del Aislador

ϕ_{max} = Angulo máximo de balanceo del Aislador

El factor de experiencia varía según:

$F_C = 1,15$ Para zonas de carga ligera

$F_C = 1,20$ Para zonas de carga media

$F_C = 1,25$ Para zonas de carga pesada

Los cálculos de distancias entre fases a medio, así como los límites de vano viento y esfuerzos mecánicos de conductores se muestran en los anexos 6, 9 y 12.

4.4.2 Distancia entre conductor y cables guardia

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

Distancias mínimas del conductor al suelo

Según National Electrical Safety Code, ANSI C2 versión 2002, las alturas de seguridad normalizadas del conductor al suelo son:

- Cruce con líneas férreas: 10 m
- Cruce de ríos 7 m

- Vías de primer orden: 9 m
- Terrenos transitados y vías de segundo orden: 8 m
- Terreno normal en áreas rurales: 7.5 m
- Terreno de difícil acceso: 7 m

Fuente: National Electrical Safety Code, ANSI C2 versión 2002

4.4.3 Distancias mínimas en los cruces con líneas existentes

En el cruce con otras líneas eléctricas se situará a mayor altura la de tensión más elevada y en caso de igual tensión, la que se instale con posterioridad. Se procurará que el cruce se efectúe en la proximidad de una de las estructuras de la línea más elevada, pero la distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de la estructura de la superior no será menor de: [13]

$$1.5 + \left(\frac{V_{ff}}{150}\right), \quad (70)$$

En donde:

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

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

$$1.5 + (V_{ff} + L1 + L2)/100 \text{ (m)} \quad (71)$$

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

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

4.4.4 Distancias mínimas horizontales

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

- Canales de regadío: 6 metros
- Caminos de segunda importancia: 25 metros del centro de la vía
- Líneas a 13.8 kV: 25 m. de las estructuras o conductores
- Ríos sin peligro de socavación: 50 metros

La distancia horizontal será medida desde el centro de la estructura al punto más próximo de obstáculo señalado. [13]

4.4.5 Aproximación con árboles

- La distancia entre partes bajo tensión y árboles situados debajo y lateralmente a la línea, en los cuales existe la posibilidad de escalamiento por trabajos de explotación (por ejemplo frutales), deben alcanzar por lo menos a 3.7 metros con conductores inclinados con viento. [13]
- La distancia entre las partes bajo tensión de la línea y árboles situados por debajo y lateralmente a la línea, en los cuales no exista la posibilidad de acceso por trabajos de explotación, debe alcanzar por lo menos los siguientes valores: 2.7 metros para árboles

debajo y conductores no inclinados, 1.2 metros para árboles al costado y conductores inclinados. [13]

4.4.6 Distancia mínima a edificaciones

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

Se procurará así mismo en las condiciones más desfavorables el mantener la anterior distancia en proyección horizontal, entre los conductores de la línea y los edificios y construcciones inmediatas

CAPITULO 5: Diseño civil de la línea

Para definir la ruta de línea técnicamente factible y minimizar los impactos al medio ambiente durante las etapas de construcción, operación y mantenimiento, se consideraron los siguientes aspectos fundamentales:

- Ubicar el trazado propuesto en lo posible lo más cercano a las vías existentes, lo que facilitará acceder al sitio donde se instalarán las estructuras con los materiales, herramientas y equipos.
- Evitar en lo posible que la línea atraviese zonas pobladas o sobre viviendas.
- Evitar en lo posible que la línea pase por áreas con bosques nativos o plantados, a fin de minimizar el desbroce de los árboles y especies nativas, por el derecho de servidumbre para la construcción y mantenimiento.
- Seleccionar la ruta de forma que los puntos de implantación de las torres y postes sean sitios de geología estables, evitando cruzar por zonas de posibles deslizamientos.
- Disminuir al máximo los cruces con la línea de subtransmisión existente a 69 KV. de manera que se eviten los cortes prolongados durante la etapa de construcción de la nueva línea.
- Tratar de que los tramos tengan alineaciones de mayor longitud posible, evitando tener muchos ángulos a fin de reducir los costos de construcción.

- Garantizar la factibilidad técnica del proyecto desde el punto de vista de las condiciones de clima, suelo, geomorfológicas, geológicas-geotécnicas y paisajísticas de la zona.

Localización del proyecto:

El proyecto se encuentra localizado entre los cantones de Esmeraldas y Rocafuerte de la provincia de Esmeraldas. La línea atraviesa las poblaciones de Tachina, Camarones, Cabuyal, Palestina y Rio Verde. La mayoría de la línea se ubicara cerca a la vía Tachina-Rocafuerte para facilitar el control y mantenimiento de la Línea.

El punto de partida está localizado en las coordenadas UTM N 649398 E 99591 y la llegada en Rocafuerte corresponde a las coordenadas N 680942.44 E 117669.94. La altura inicial es de 67 metros sobre el nivel el mar y la altura sobre la cual se asienta la estructura final es de 40 metros. La altura máxima es de 192.94 metros en la estructura 51. Los datos de las alturas se pueden observar en el cuadro de ubicación de estructuras.

La indicación inicial fue el rediseño de la línea existente, en este sentido la CNEL RE recomendó mantener la ruta de la línea existente que será reemplazada. SI bien el diseño de la línea trata de mantener dicha ruta, un recorrido conjunto con la fiscalización dejo en evidencia que por motivos técnicos de estabilidad y seguridad debían realizarse algunas variantes. Todo lo anterior con el afán de asegurar la integridad de la línea por los próximos 30 años. Con la información disponible en las cartas topográficas, en primer lugar, se identificaron las

posibles alternativas para las rutas que sean factibles, desde el punto de vista ambiental, social, técnico y económico.

Posteriormente, se realizó una verificación en sitio de las condiciones de la ruta inicialmente recomendada y de las variantes propuestas conjuntamente con la fiscalización, hasta determinar la más adecuada para la construcción de la línea desde el punto de vista social, ambiental, técnico y económico. Esta actividad fue realizada tomando en consideración los criterios de un equipo multidisciplinario de profesionales en ingeniería eléctrica, civil, geológica, medio ambiente.

Durante la selección de la ruta se determinaron dos tramos críticos, los cuales fueron analizados con mayor detenimiento; el primero corresponde desde el sector de camarones, se buscaba asegurar la estabilidad de la línea por cuanto atraviesa una zona montañosa. Se llegó a la conclusión que lo más recomendable es mantener la ruta de la línea existente.

El segundo tramo crítico corresponde al sector de Colope, debido a la inestabilidad de los suelos, en donde se pueden ver deslizamientos de tierra, se concluyó cambiar la ruta de la línea para llevarla a junto a la vía ya que el terreno es firme y presta facilidades para el control y mantenimiento.

Otro tramo crítico fue el sector de Palestina ya que se han construido casas debajo de la línea. Se necesitó especial atención para este tramo ya que la población ha irrespetado las recomendaciones de seguridad y la tendencia es continuar construyendo asentamientos debajo de la línea por lo que se plantean otras soluciones que se anotan en las recomendaciones.

La CNEEL RE a través de la fiscalización, en el recorrido conjunto, determino que la ruta de la línea debería seguir en gran parte la vía Esmeraldas – Rocafuerte debido a que la erosión de los suelos provocado por el oleaje ha ido socavando el perfil costanero. Asimismo, la inestable constitución de las zonas montañosas pone en peligro la línea, en especial con los críticos inviernos que se agudizan debido a los cambios atmosféricos

5.1 Derecho De Vía

El derecho de vía es una franja o área de terreno, que se ubica a lo largo de cada línea aérea, cuyo eje coincide con el eje central longitudinal de las estructuras o con el trazo topográfico.

Los objetivos del derecho de vía son: disponer de área bajo los cables conductores, de tal manera que permitan su adecuada operación con la máxima confiabilidad y el menor índice de salidas, en beneficio del consumidor final. Facilitar su inspección y mantenimiento con las mínimas interferencias.

Proporcionar la seguridad necesaria a los residentes, que se ubiquen en la vecindad de las líneas, para evitar la posibilidad de accidentes, debido a una descarga eléctrica mortal por contacto directo, o por fenómenos de inducción.

REQUISITOS QUE DEBEN CUMPLIRSE PARA QUE EL DERECHO DE VIA SEA FUNCIONAL

Dentro del área que ocupa el derecho de vía no deben existir construcciones, siembras u otro obstáculo de ninguna naturaleza, exceptuando los cultivos, siembras y en general uso

de la tierra que no afecten las libranzas eléctricas y especificaciones técnicas, las cuales se realizarán, previa autorización técnica y jurídica de las autoridades correspondientes.

5.2 Descripción Del Trazado De La Línea

La línea de Sub transmisión a 69 Kv Winchile S/E Rocafuerte tendrá una longitud de 41380.06 metros, partirá desde la Sub Estación Winchile de propiedad de CNEL Regional Esmeraldas. Casi en su totalidad, la línea recorrerá zonas rurales, solo en la zona de palestina atraviesa junto a unas casas.

Al llegar al intercambiador del puente de Tachina la línea hace un Angulo fuerte ya que en ese punto se prevé la construcción de una Sub estación. Desde este punto la línea toma la ruta del paso lateral para evitar el cruce por zonas urbanas. En este sentido se decidió que la línea cruzara por zonas altas a un margen el paso lateral asegurándonos de que la estabilidad de la línea sea prioritaria sin causar impactos ambientales negativos.

La línea tendrá cruces sobre la vía Tachina – Rocafuerte, en los cruces las distancias de seguridad se mantendrán a 9 metros de manera que no cause ningún tipo de inconveniente al tráfico de la vía. Los cruces se harán entre las estructuras: 122-121, 60-61 y 6-7. En la llegada de la Sub Estación Rocafuerte existe una línea de 13.8 Kv. La cual estará ubicada a un lado debajo de la nueva línea de 69 Kv. A construirse. Las coordenada geo referenciadas de las estructuras se encuentran en el cuadro de ubicación de estructuras anexo 5.

Además, en su recorrido se tendrán cruces con alimentadores primarios trifásicos y monofásicos a 13.8 kV, así como varios cruces con la línea de subtransmisión a 69 kV

existente en el punto 124-125. En el diseño se establecerá realizar los cruces dejando las distancias mínimas de separación entre conductores establecidas en las normas, considerando además de que la línea a 69 kV a construirse siempre pasará por encima de las otras.

La última estructura de la línea de transmisión Winchile S/E Rocafuerte, estará ubicada junto a la estructura final de la línea a 69 Kv. Existente que será reemplazada. Se diseñó de esta manera para realizar la conexión con la sub estación cuando el resto de la línea este construida en su totalidad y evitar así dejar sin fluido eléctrico a la zona norte de la provincia. El anexo 14 se incluye el plano de la línea que muestra el perfil topográfico de la línea. El plano muestra la ubicación de las estructuras de acuerdo a morfología de la ruta escogida.

En los anexos se detallan dos datos de ubicación de la línea así como el tipo de estructuras para la salida y llegada de la sub estación.

La ruta de la línea se realizó basado en:

- Calculo electromecánico, es para calcular la capacidad máxima que el conductor de subtransmisión elegido puede transportar.
- Calculo mecánico se determinarán los esfuerzos resultantes que serán aplicados en los postes y en la identificación de los medios necesarios para absorber estos esfuerzos. En la determinación de los esfuerzos sobre un poste, deberá considerarse los conductores, el ángulo, la velocidad del viento y la altura del poste para el cálculo de las tracciones de montaje y de las flechas de los conductores. Dichos cálculos se muestran en los anexos 11 y 12.

- Criterio para utilización de estructuras, La elección de las estructuras será en función de la sección del conductor, de los vanos y de los ángulos de deflexión horizontal y de las separaciones eléctricas entre conductores.
- Selección del diseño trazado, selección óptima de estructuras y levantamiento topográfico
- Estudio de suelos para calcular la capacidad de las fundaciones

Los criterios básicos para el Diseño guardan relación con las normas de seguridad, Código NESC (National Electric Safety Code), Manual de Estructura NT CRE/030 y las especificaciones Design Manual for High Voltage Transmission Lines (RUS Bulletin 1724E-200) y Electric Transmisión Specifications & Drawings 34.5 kV through 69 kV (RUS Bulletin 1728F-810).

5.3 Estructuras

Las líneas aéreas de transmisión y subtransmisión utilizan, mayormente, como apoyos postes de hormigón Armado, centrifugado y torres metálicas. Estas estructuras deben ser capaces de soportar las tensiones y esfuerzos mecánicos que transmite el conductor a través de los aisladores. Las estructuras se determinan según cálculos mecánicos de esfuerzos de tensión y tracción en diferentes escenarios. La altura de los soportes debe ser suficiente para mantener las distancias de seguridad dictadas por la norma.

Atendiendo a su función pueden ser: [45]

De alineación: se utilizan para sostener el conductor y los cables de tierra, debiendo ser empleados únicamente en alineaciones rectas.

De ángulo: que se utilizan para sostener los conductores y cables de tierra en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones.

De anclaje: que deben proporcionar puntos firmes en la línea que limiten la propagación en la misma de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional.

De fin de línea: que deben resistir en sentido longitudinal de la línea la sollicitación de todos los conductores y cables de tierra.

Para este proyecto se utilizarán estructuras con postes metálicos tipo:

Suspensión

Suspensión un solo poste

Suspensión en H

Torre suspensión

Retención

Retención en H

Torres angulares retención

Terminal

Los cálculos de soportes de estructuras de incluyen en los anexos 7, 8 y 10. Se muestran los ángulos que soportan y la tensión que ejerce el conductor sobre dichas estructuras. La tabla de materiales se muestra en el anexo 2.

Conclusiones y Recomendaciones

- La puesta a tierra merece especial consideración para el cálculo en las líneas de transmisión. Debido a que en el presente proyecto se utilizan torres y postes en diferentes configuraciones y terrenos es necesario hacer una medición en todos los tipos de suelo en que se asientan las estructuras.
- Es necesario que el ente regulador de los sistemas de transmisión y sub transmisión emita un reglamento que incluya normas de diseño para líneas de Sub transmisión a 69 kV. Ya que no existe normas emitidas en los últimos veinte años para este nivel de voltaje. A pesar de que existen normas internacionales, es necesario que el Ecuador dicte las suyas en consideración a las características del territorio nacional.
- Se recomienda que debido a que la línea se construirá muy próxima al mar, se haga una revisión periódica del estado de las puestas a tierra para evitar daños a los equipos o personas. Además, se recomienda la utilización de aisladores de polímero debido a que la zona presenta alta salinidad en el ambiente.
- Al ser un modelo de línea corta, y de voltaje inferior a 80 kV. No se calcularon algunos fenómenos eléctricos que no representan cambios significativos en la línea como el efecto corona y la capacitancia de la línea.
- El tipo y calibre del conductor, tipo de circuito y el voltaje de transmisión fueron parámetros pre especificados por la CNEL RE debido a que la línea a diseñarse

forma parte del sistema de transmisión bajo su administración. En este sentido debe ser compatible con los equipos instalados en las dos Sub estaciones a interconectar.

- Se recomienda utilizar intensificadores de suelo en lugar de contrapesos para mejorar la resistencia de las puestas a tierra ya que la ruta de la línea en algunas partes se sitúa junto a la vía.
- El presupuesto de la línea, que incluye materiales y cantidad de obra necesaria para su construcción, se muestra en el anexo 2. La tabla contenida en el anexo 2 es resultado del estudio y diseño electromecánico de todos los componentes de la línea de transmisión.
- Para calcular la cantidad de materiales de cada estructura tipo; el presente trabajo se basó en el manual para el diseño y construcción de líneas de subtransmisión de la Ex INECEL. Ya que el estudio minucioso de los elementos metálicos que forman una estructura no es objeto de estudio de este trabajo. Se incluyó de forma general el cálculo de cantidad de materiales.
- En el anexo 1 se detallan consideraciones técnicas que deberán tomarse como lineamientos en el proceso de construcción y montaje de la línea a 69 kV Winchile – Rio Verde.

Bibliografía

- [1] Jiménez, Obed. M.C. et al. Líneas de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Departamento de Iluminación y alta tensión. Universidad Autónoma de Nuevo León. México 2006
- [2] Donald, Fink , et al. “Manual Práctico de instalación para ingenieros”. Versión española adaptada a la 11 edición. McGraw-Hill. Editorial REVERTE 1981
- [3] William D, Steverson Jr. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Segunda edición. Mc Graw-Hill 1992
- [4] Gonzales-Longatt, Francisco. Elementos de Líneas de Transmisión Aéreas. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional. Mayo 2007
- [5] Cisneros, Lino Coria. Modelado y Operación de Líneas de Transmisión. Instituto Tecnológico de Morelia. Notas de la materia Sistemas Eléctricos de Potencia. México 2006
- [6] Nava Bustillo, Adolfo. Calculo Eléctrico de las Líneas de Transmisión. Universidad Técnica de Oruro. Publicación en línea. <http://www.docentes.utonet.edu.bo> . Bolivia 2006
- [7] Reglamento de líneas eléctricas de alta tensión. **Escrito por España Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Real Decreto febrero 2008**
- [8] American National Estándar for Electric Power System and Equipment – Voltage Rating (60 Hertz). Ansi C84.1
- [9] American National Estándar for Electric Power System and Equipment – Insulation Coordination. Ansi C92.1
- [10] Barrero, Fermin. Sistemas de Energía Eléctrica. Editorial Thompson. España 2004
- [11] Checa, Luis María. Líneas de Transporte de Energía. Tercera Edición. Marcombo S.A. Barcelona 2004
- [12] libro sep

- [13] EmelNorte. 2008. Estudio de Impacto Ambiental Definitivo Línea de Subtransmisión 69 kV y Subestación Asociada Cayambe – EmelNorte. Quito, Ecuador
- [14] Alandro, José Coto et al. Análisis de sistemas de energía Eléctrica. Servicios de Publicaciones Universidad de Oviedo. 2002
- [15] Pérez Vélez, Constantino. Líneas de Transmisión. Capítulo 9. Departamento de Ingeniería Universidad de Cantabria. España 2008
- [16] Centro de Investigacion y transferencia Tecnologica. Lineas de Transmision. Facultad de Ingenieria Universidad Don Bosco.
http://rd.udb.edu.sv:8080/jspui/bitstream/123456789/648/1/DISLINTR_G02.pdf
- [17] Duncan Glover. Sistemas de Potencia. Análisis y diseño. Editorial Thompson. España 2003
- [18] Rodríguez Benito, Francisco. El Transporte de la Energía Eléctrica en alta Tensión. Universidad Politecnica de Valencia. Servicio de Publicaciones. España 1998
- [19] Henrriquez, Harper. “Fundamentos de instalación eléctricas de mediana y alta tensión”. México. Editorial Limusa. 2005
- [20] Cardona, Leandro. Modelación de transmisión de energía Eléctrica Escuela de Ingeniería Eléctrica y Mecánica. Universidad Nacional de Colombia. Medellín 2004
- [21] Calles Martínez Felipe. Diseño del Aislamiento de Líneas de Transmisión. Tesis de Grado. Universidad Veracruzana Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica. México 2009
- [22] Fierro Chávez, José. Aisladores no cerámicos para líneas de transmisión. Boletín IEE marzo/abril 2009.
- [23] Croft, T et al. Manual del Montador Electricista. Editorial Reverte. Barcelona 1994
- [24] Tora Galván, José. Transporte de la Energía Eléctrica: Líneas Aéreas Media y Alta Tensión. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Ibersaf Industrial. España 1997

- [25] International Standard for Insulation coordination. Application guide. Third Edition. IEC 60071 1996.
- [26] Castaño Ramírez, Samuel. Redes de Distribución de Energía. Universidad Nacional de Colombia sede Manizales. Centro de Publicaciones. Tercera Edición. Colombia 2004
- [27] INECEL. Henríquez Harper, Gilberto. Instalaciones y Montaje Electromecánico. México. Editorial Limusa. 2004
- [28] Estructuras tipo para líneas de Sub transmisión a 69 kV. Instituto Ecuatoriano de Electrificación.
- [29] Codificación Del Reglamento De Tarifas Eléctricas. Decreto Ejecutivo No. 2713 de 7 de junio de 2002. R.O. No. 598 de 17 de junio de 2002
- [30] INECEL. Norma para diseño de líneas de sub transmisión a 69kV. Quito
- [31] Análisis de costos marginales y diseño de tarifas de electricidad y agua (desarrollada para el BID) Primera edición, Lacaros A., Fernando, editora Yves Alboury, Washington DC,1983
- [32] Moreno Ospina, German. Fundamentos e Ingeniería de las puestas a tierra. Grupo de investigación en Manejo Eficiente de Energía Eléctrica. Editorial Universidad de Antioquia. Colombia 2007
- [33] Garcia Márquez, Rogelio. La puesta a tierra de instalaciones eléctricas. Marcombo S.A. España 1991
- [34] Reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión. Decreto 3151/1968. Editorial Tebar Casa editorial Mares. Octubre 2002. Revisa: Narciso Moreno Alfonso.
- [35] Montoya F., Román R., “Selección de aislamiento en líneas de transmisión a extra alta tensión”, Medellín 1987

- [36] Catalogo aisladores Gamma Corona.
http://www.corona.com.co/gammasite/AdministratorPanel/pdf_files/170_suspensiones_cat_compl.pdf febrero 2013
- [37] American National Standard. IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System. ANSI/IEEE Std 81-1983
- [38] Costecam. Estudio De Impacto Ambiental Definitivo De La Línea De Sub transmisión Tulcán-Santa Bárbara A 69kv. Emelnorte
- [39] Pabla A S. Electronic Power Distribution System. Mc Graw Hill. Fifth Edition. USA 2004.
- [40] León Ortiz, Jaime. Puestas a tierra de líneas de transmisión. Boletín Técnico Gamma Corona. N° 15 de 2005.
<http://www.gammainsulators.com/pdf/boletines/tecnicos/boletin15.pdf> febrero de 2013.
- [41] Gómez González, Zailuz José. ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y PUESTA A TIERRA DE LA LÍNEA SAN GERÓNIMO “A” - SANTA TERESA N°2 A 400 KV. Tesis de grado para Ingeniero Electricista. Universidad de Oriente Venezuela. Octubre de 2009.
- [42] Enríquez, Harper. Guía Práctica para el cálculo de Instalaciones Eléctricas. Editorial Limusa. Mexico 2004.
- [43] ABS ingenieros. Modelos de cálculo eléctrico. Ampacity. DLT CAD versión 2012. Perú 2010
- [44] IEEE Estándar for Calculating the Current- Temperature relationship of bared overhead conductors. IEEE 738-1993. USA 1993
- [45] Tellez Gutierrez, Sandra Milena. Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados. Universidad

Nacional de Colombia. Tesis de grado Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y electrónica. Bogotá Colombia 2011

[46] Wildi. Theodore. Maquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia. Sexta Edición. Pearson Educación. México 2007

ANEXOS

ANEXO 1

Especificaciones Técnicas para la Construcción

ANEXO 2

PRESUPUESTO Y CRONOGRAMA VALORADO

ANEXO 3

REPORTE DE CALCULO DE AMPACITY

ANEXO 4

TABLA DE CALCULO DE EFECTO CREEP

ANEXO 5

CUADRO DE VERTICES DE LA LÍNEA

ANEXO 6

PLANILLA DE ESTRUCTURAS TIPO 1

ANEXO 7

PLANILLA DE ESTRUCTURAS TIPO 3 - CABLE DE GUARDA

ANEXO 8

TABLA DE FLECHADOS _ CABLE DE GUARDA

ANEXO 9

TABLA DE FLECHADOS _ CONDUCTOR DE FASE T1

ANEXO 10

TABLA DE CORRIMIENTO DE CONDUCTOR POR DESVIACION DE CADENA

ANEXO 11

CALCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

ANEXO 12

CALCULO EDS FINAL

ANEXO 13

Calculos Electricos

ANEXO 14

Plano Planta

ANEXO 14

Plano perfil