

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

DISEÑO ELÉCTRICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SAN FRANCISCO – CULEBRA – SHUSHUFINDI, A 230 KV, BASADO EN UNA BAJA TASA DE FALLO

SOBREVOLTAJES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

GUSTAVO ANDRES VILLAFUERTE CEDEÑO

gustavo.villfuerte@epn.edu.ec

DIRECTOR: ING. HUGO VILLACÍS SALAZAR

hugo.villacis@epn.edu.ec

DMQ, noviembre 2021

CERTIFICACIONES

Yo, Gustavo Andres Villafuerte Cedeño declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Gustavo Andres Villafuerte Cedeño

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Gustavo Andres Villafuerte Cedeño, bajo mi supervisión.

Hugo Marcelo Villacis Salazar
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, es público y estará a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales nos corresponde a los autores que hemos contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

Gustavo Andres Villafuerte Cedeño

Hugo Marcelo Villacis Salazar

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado en primer lugar a mi madre y a mi padre, ya que en el presente documento radica todo el sacrificio que ellos han dedicado buscando mi bienestar y mi seguridad. Es mediante todo su esfuerzo y dedicación, que hoy puedo realizar un aporte a la comunidad no solo politécnica sino también del estado ecuatoriano. Toda mi familia, en menor o en mayor medida, colaboraron en lo que transcurre hoy conmigo y con este producto concluido, así que para ellos también va.

Un pilar muy importante han sido todas las personas que han aportado con un granito de sabiduría, y por qué no, de vida en todo ese camino que llamamos universidad. Son aquellos maestros, ingenieros, tutores y educadores de nuestra Escuela Politécnica Nacional los que permiten contribuyen en el crecimiento de sabiduría y conocimiento que se utiliza en la formación de profesionales, pero no solo eso, colaboran en el crecimiento personal y de ideales de cada ser humano que cursa por lo envolvente de se oratoria. Y es en este punto donde me doy el lujo de dedicárselo a ellas y ellos, con aciertos y desaciertos, como estudiante, o como amigo.

Es aquí donde he de mencionar a aquellos seres con los que uno crece en lo más profundo de la existencia, los amigos y amigas, todas esas personas que sin tener un vínculo que los obligue a estar contigo pues comparten y conviven sin ataduras ni compromisos. Es con estas eminencias, con las que uno vive de verdad, y por eso, esta va para ellos. Pero sin dejar de lado a todos los entes que conoces en el camino, que toman toda o casi nula atención, que siempre están ahí sin tomar partido, o ponen todas sus cartas para interactuar, con conflictos y disputas, con aportes singulares, pues son ellas y ellos con los que uno conforma también su ser y mi dedicatoria los abraza con los brazos bien extendidos.

Por otro lado, se encuentran las personas que aportan diariamente para que estudiantes como yo logren educarse a nivel superior, y obtengan conocimientos que no solo los beneficien económicamente sino también los haga crecer en experiencias, dándole sentido a cada una de sus existencias. Seres que no son tomados en cuenta, pero siempre, en cada detalle, están presentes, como todos los seres. Yo dedico.

Mi "dedicatoria" es mucho más, en realidad es el agradecimiento, y aún más.

Gracias Peñaloza, por vos, aquí sigo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	IV
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.3 ALCANCE	3
1.4 MARCO TEÓRICO.....	4
1.4.1 SELECCIÓN DE LA RUTA.....	4
1.4.2 PARAMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	6
1.4.2.1 Resistencia.....	6
1.4.2.2 Inductancia.....	7
1.4.2.3 Capacitancia	9
1.4.2.4 Representación de las Líneas de Transmisión.....	9
1.4.3 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	11
1.4.3.1 Pérdidas por efecto Joule.....	11
1.4.3.2 Pérdidas por efecto Corona	12
1.4.3.3 Pérdidas por corrientes inducidas.....	13
1.4.3.4 Límite por cargabilidad.....	13
1.4.4 SOBREVOLTAJES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	14
1.4.4.1 Sobrevoltajes por descargas atmosféricas.....	15
1.4.4.2 Sobrevoltajes temporales	17
1.4.4.3 Sobrevoltajes de tipo maniobra	18
1.4.5 AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	18
1.4.5.1 Cadena de Aisladores	18
1.4.5.2 Impedancia de torre.....	19
1.4.5.3 Resistencia del pie de torre.....	19
1.4.5.4 Pararrayos	20
1.4.6 ESTRUCTURAS DE TRANSMISIÓN.....	20
2 METODOLOGÍA.....	22

2.1	CÁLCULO DE LA CADENA DE AISLADORES	22
2.1.1	CÁLCULO DE CONDICIONES AMBIENTALES.....	22
2.1.1.1	Densidad relativa del aire.....	23
2.1.1.2	Nivel cerámico.....	23
2.1.2	Factor de corrección por altura.....	25
2.1.3	CÁLCULO DEL NÚMERO DE AISLADORES	25
2.1.3.1	Voltajes Normalizados.....	25
2.1.3.2	Niveles de contaminación	27
2.2	RIESGO DE FALLA	28
2.2.1	FUNCION DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE SOBREVOLTAJES <i>f_u</i>	29
2.2.1.1	Método de Montecarlo	29
2.2.2	FUNCION DE PROBABILIDAD DE DESCARGA DEL AISLAMIENTO <i>F_u</i>	30
2.2.2.1	Función de Distribución Normal.....	30
2.2.2.2	Función de Distribución Weibull	31
2.2.3	SHIELDING FAILURE FLASHOVER RATE – SFFOR.....	31
2.2.4	BACKFLASHOVER RATE – BFR.....	34
2.3	MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN EN ATP.....	34
2.3.1	Modelamiento de la Red	35
2.3.1.1	Fuente tipo rayo	35
2.3.1.2	Torres de transmisión	37
2.3.1.3	Puesta a tierra	40
2.3.1.4	Línea de transmisión	41
2.3.1.5	Cadena de aisladores	42
2.3.2	Simulación de Fallo de Apantallamiento.....	43
2.3.3	Simulación de Contorneo Inverso	45
2.3.4	Modelo para descargadores.....	46
3	ANÁLISIS DE RESULTADOS	48
3.1	CORRIENTE CRÍTICA DE CONTORNEO INVERSO <i>I_{cb}</i>	48
3.2	CORRIENTE CRÍTICA DE APANTALLAMIENTO <i>I_{cf}</i>	51
3.3	ÍNDICES SFFOR Y BFR	53
3.4	TORRE SI	54
3.5	HERRAMIENTAS DE CONTRASTE.....	55
3.5.1	Flash 2.0.....	55
3.5.2	LPTL	56
3.6	SIMULACIÓN DE DESCARGADORES	58

3.7	CONCLUSIONES.....	59
3.8	RECOMENDACIONES	60
4	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61
	ANEXO I.....	63
	ANEXO II.....	64
	ANEXO III.....	65
	ANEXO IV	73
	ANEXO V	74

RESUMEN

En base a la aplicación del Decreto Presidencial 238, se ha planteado incrementar la producción petrolera del país, especialmente en las zonas ITT y sur de Sacha, donde no existe alimentación directa para cargas de extracción por parte del Sistema Nacional de Transmisión. En consecuencia, este trabajo establece el diseño de una línea de transmisión aérea doble circuito a 230 kV, que enlace la subestación Shushufindi con la futura subestación Culebra, y esta a su vez, con la subestación San Francisco, abarcando una distancia aproximada de 40 km y 250 km, respectivamente, proporcionando un camino redundante de alimentación a la línea de transmisión San Rafael – Jivino – Shushufindi.

Mediante un estudio de la literatura técnica se establecen los parámetros de diseño para la línea de transmisión aérea a 230 kV. En primera instancia se define la ruta con sus respectivos vértices, luego, se realiza un cálculo preliminar de la longitud en la cadena de aisladores de manera determinística, aplicando la metodología IEC 60071-1y2, conduciendo así al modelamiento y simulación en el software ATP/EMTP. De esta manera se analizan los diferentes casos de estudio de sobrevoltajes por descargas atmosféricas para los índices SFFOR y BFR, dictaminando una baja tasa de fallas y verificando la longitud en aisladores y la geometría de las torres de transmisión.

Finalmente, se verifican los parámetros obtenidos mediante un contraste con las herramientas Flash y LPTL, concluyendo en una línea de transmisión que brindará una mayor confiabilidad para la nueva alimentación del sector petrolero desde la red troncal del Sistema Nacional de Transmisión.

PALABRAS CLAVE: Línea de Transmisión, Sistema Nacional de Transmisión, Cadena de Aisladores, ATP/EMPT, Sobrevoltaje, Descargas Atmosféricas, SFFOR, BFR, Tasa de Fallas, Torres de Transmisión, Flash, LPTL.

ABSTRACT

Based on the application of Presidential Decree 238, in Ecuador has been proposed to increase the country's oil production, especially in the ITT and southern Sacha zones, places without direct supply for extraction loads by the National Transmission System. Consequently, this work establishes the design of a double circuit overhead transmission line at 230 kV, which links the Shushufindi substation with the future Culebra substation, and this, with the San Francisco substation, covering an approximate distance of 40 km. and 250 km, respectively, providing a redundant feeder path to the San Rafael – Jivino – Shushufindi transmission line.

Through a study of the technical literature, the design parameters for the 230 kV overhead transmission line are established. In the first instance, the route is defined with its respective vertices, then, a preliminary calculation of the length of the insulator string is performed in a deterministic manner, applying the IEC 60071-1 and 2 methodologies, leading to the modeling and simulation in the ATP/ EMTP software. In this way, the different cases of overvoltage's study due to atmospheric discharges are analyzed for the SFFOR and BFR indices, determining a low failure rate and verifying the length in insulators and the geometry of the transmission towers.

Finally, the parameters obtained through a contrast with the Flash and LPTL tools are verified, concluding in a transmission line that will provide greater reliability for the new supply of the oil sector from the trunk network of the National Transmission System.

KEYWORDS: Transmission Line, Insulator String, ATP/EMTP, Overvoltage, Atmospheric Discharge, SFFOR, BFR, Failure Rate, Transmission Tower, Flash, LPTL.

1 INTRODUCCIÓN

Para la empresa pública de transmisión del Ecuador (TRANSELECTRIC) el diseño de líneas de transmisión para 230 kV para el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) se basa en cierto valor de tasa de fallo que es aceptable para líneas que forman una topología en anillo; mismo que ha sido reforzado, desde un punto de vista de confiabilidad, debido al ingreso del sistema de 500 kV, lo que permite que para el anillo a 230 kV del SNT se tolere una salida por fallo incluso de los dos circuitos de una línea de transmisión instalados en una misma torre, esto sugiere que es posible aceptar una alta tasa de fallo de las líneas a 230 kV.

Actualmente el gobierno ecuatoriano ha planteado incrementar la producción petrolera del país, especialmente en la zona sur de Sacha (campos Culebra y Auca) y en la zona Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT). La disponibilidad energética vigente consta de un sistema de transmisión a nivel de 230 kV, doble circuito, comprendido entre las subestaciones San Rafael – Jivino – Shushufindi.

De momento, Petroecuador toma 50 MW desde la subestación Jivino a nivel de 69 kV, utilizando provisionalmente uno de los circuitos de 230 kV de la línea Jivino – Shushufindi, sitio en el cual se conecta a su sistema de subtransmisión de 69 kV entre Shushufindi y Culebra, para atender la carga petrolera de Auca, Auca Sur y Cononaco.

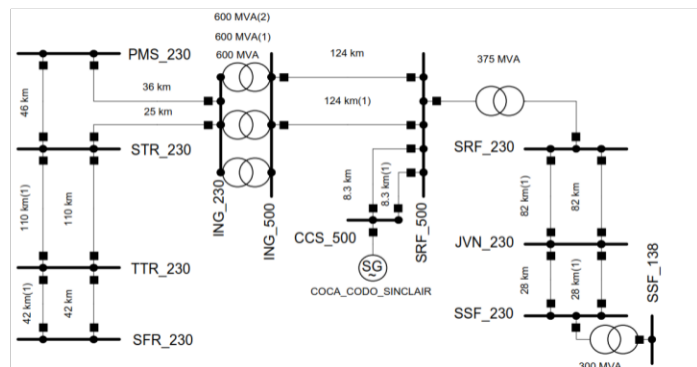


Figura 1.1. Sistema de Transmisión Actual en S/E Shushufindi a 230 kV.

Cuando entre en funcionamiento la interconexión entre el SNT y el SEIP (Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero) a nivel de 230 – 138 kV desde la subestación Shushufindi, será un lugar focalizado de alimentación a la carga petrolera. Es en este punto donde se evidencia una debilidad de la interconexión, debido a que es un sistema totalmente radial desde la subestación San Rafael y una falla en su transformador o una salida de uno, o los dos circuitos, de la línea de transmisión provocará que un gran porcentaje del sistema petrolero quede sin la provisión de energía eléctrica para sus procesos de producción.

En base al diagrama de la Figura 1.1, se puede apreciar el estado radial del sistema de transmisión a 230 kV, desde la Subestación San Rafael hasta la Subestación Shushufindi. Por tal motivo, se ha visto la necesidad de dotar al sistema petrolero de un nuevo punto de conexión mediante una línea doble circuito aérea a 230 kV que enlace las subestaciones San Francisco – Culebra – Shushufindi. La implementación de esta nueva línea de transmisión, pretende separar la L/T existente entre Totoras – San Francisco y establecer un nodo de interconexión en una subestación localizada a 7 km al oriente de la central de generación San Francisco, debido a su estado de caverna, en un terreno que colinda con la actual subestación Topo de 138kV en propiedad de TRANSELECTRIC, abarcando así una distancia de 250 km desde Topo hasta Culebra.

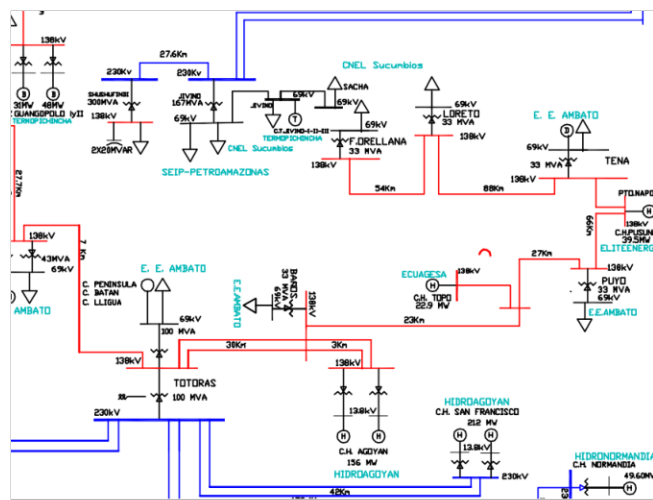


Figura 1.2. Sección entre Totoras y Shushufindi del Diagrama Unifilar SNI.

Para la subestación Culebra se planifica instalar dos niveles de transformación; 230/138 kV y 138/69 kV, inicialmente para atender las cargas aledañas de EP Petroecuador a nivel de 69 kV. El fuerte de la implementación de un nuevo circuito a 230 kV la conexión de las cargas de extracción Auca, Cononaco y Armadillo, proporcionando a la instalación futura de la subestación Culebra a 230/138/69 kV, el mallado a 138 kV del circuito Topo – Puyo – Pusuno – Napo – Tena – Loreto – Orellana, como se presenta en la Figura 1.2. Finalmente, al cubrir los casi 40 km comprendidos entre el campus Culebra y la subestación Shushufindi con el doble circuito aéreo a 230 kV, se cerraría un anillo del Sistema Nacional de Transmisión, cubriendo así el valor de tasa de fallo aceptado para este tipo de topología. Todos estos arreglos se evidencian en el Anexo 1.

Debido a que la gran cantidad de pozos petroleros se encuentran localizados en la región amazónica, conocidas como zonas de alta densidad de descargas atmosféricas con niveles cerámicos altos, el diseño eléctrico de la línea de transmisión debe estar basado en un

estudio de Sobrevoltajes producido por descargas atmosféricas, que considere una baja tasa de fallo, con la intención de minimizar el desabastecimiento de energía eléctrica al sector petrolero. La línea de transmisión propuesta abarcará una longitud de aproximadamente 250 km y tendrá una capacidad nominal de 300 MVA de potencia aparente; será diseñada mediante la modelación en el software ATP/EMTP analizando los diferentes casos de estudio referentes únicamente a sobrevoltajes por descargas atmosféricas, también se procederá a definir la coordinación de aislamiento, finalmente se confirmará la geometría de las estructuras de transmisión.

1.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar la línea de transmisión San Francisco – Culebra - Shushufindi a 230 kV bajo el estudio de los sobrevoltajes por descargas atmosféricas, basado en una baja tasa de fallo.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Desarrollar una investigación bibliográfica para el diseño eléctrico de una línea de transmisión aérea, doble circuito, de 230 kV.
2. Mediante el software ATP/EMTP modelar un sistema eléctrico de prueba que permita evaluar los diferentes casos de estudio producidos por descargas atmosféricas.
3. Realizar un estudio analítico de sobrevoltajes por descargas atmosféricas que permita obtener una baja tasa de fallos en el diseño y simulación de la línea de transmisión.
4. Efectuar el cálculo de la cadena de aisladores y la distancia crítica para la línea de transmisión doble circuito a 230 kV, mediante el estudio de sobrevoltajes por descargas atmosféricas.
5. Definición de la geometría de las torres de transmisión bajo los parámetros de estudio mencionados.

1.3 ALCANCE

Se efectuará un estudio de la literatura técnica sobre el diseño eléctrico de líneas de transmisión aéreas de alto voltaje, orientado a la línea San Francisco – Culebra –

Shushufindi, a 230 kV, con el objetivo de analizar su comportamiento ante la presencia de sobrevoltajes de tipo atmosférico para una baja tasa de fallo. Los temas que serán revisados comprenden los sobrevoltajes por descargas atmosféricas, coordinación de aislamiento y selección de aisladores basados en niveles de contaminación. Para ello, se realizará una revisión bibliográfica del uso de los softwares ATP o EMTP, que permitirá definir y modelar el sistema eléctrico en cuestión, del cual se analizará el diseño eléctrico de la línea con sus correspondientes casos de estudio. Dependiendo del tipo de estudio, se modelará con el detalle adecuado la línea de transmisión y se aplicará la metodología IEC 60071-1 y 60071-2 para la selección del aislamiento y distancias en aire, que sirvan de base de comprobación de la geometría de la torre de la línea de transmisión, para los casos de estudio se utilizará torres tipo previamente definidas en el sistema de transmisión.

Durante la elaboración del Proyecto se definirá inicialmente una ruta preliminar de la línea de transmisión, mediante un diseño Eléctrico en escritorio utilizando la herramienta Google Earth, para lo cual se tomará en consideración los factores más importantes recomendados por la literatura del diseño de la línea, tales como: áreas ambientales afectadas, vías de comunicación importantes, centros poblados, especialmente las ciudades y el cruce de ríos durante todo su recorrido. También, se realizará un análisis de las dimensiones que se implementará en la geometría de las torres tipo a utilizarse. Es importante mencionar que en el presente Trabajo se abordará los casos de estudio relacionados únicamente con descargas atmosféricas.

1.4 MARCO TEÓRICO

El diseño de una línea de transmisión se compone específicamente de dos ramas, el estudio eléctrico y el estudio mecánico. En este capítulo se detallarán los conceptos, fórmulas y normativa que permitan realizar el diseño eléctrico a implementarse, así como también las consideraciones mecánicas vitales para la infraestructura de montaje.

1.4.1 SELECCIÓN DE LA RUTA

Al momento de precisar los lugares exactos por donde se realizará la construcción de una línea de transmisión de energía eléctrica, primero se debe tomar en cuentas todos los criterios que permitan considerar los factores que puedan intervenir a la hora de la selección de la ruta. En este concepto, los dos factores principales para determinar el camino del proyecto fueron la accesibilidad de construcción y la evasión de zonas protegidas. En consecuencia, se formula el concepto de que la ruta debe ser trazada en

conjunto con la carretera, facilitando la accesibilidad al terreno y dejando de lado todos los bosques de selva virgen protegidos por el estado, evitando también la mayor cantidad de propiedad privada. Las demás reflexiones que se toman en cuenta son la presencia de los terrenos montañosos, la concentración de los centros poblados y el pasaje de ríos y minas aledañas [1].

En virtud de todos los criterios de selección, se procede a constatar la información de cartas topográficas y a utilizar la herramienta Google Earth para identificar las alternativas de ruta factibles, y con ello determinar las coordenadas de los vértices que presentará la línea en toda su longitud. Se verifica el estado de los puntos de implantación de las torres, en busca de que sean sitios de geología estable y evitando zonas de posible deslizamiento, con la intención de considerar todos los parámetros técnicos, económicos, sociales y ambientales [1].

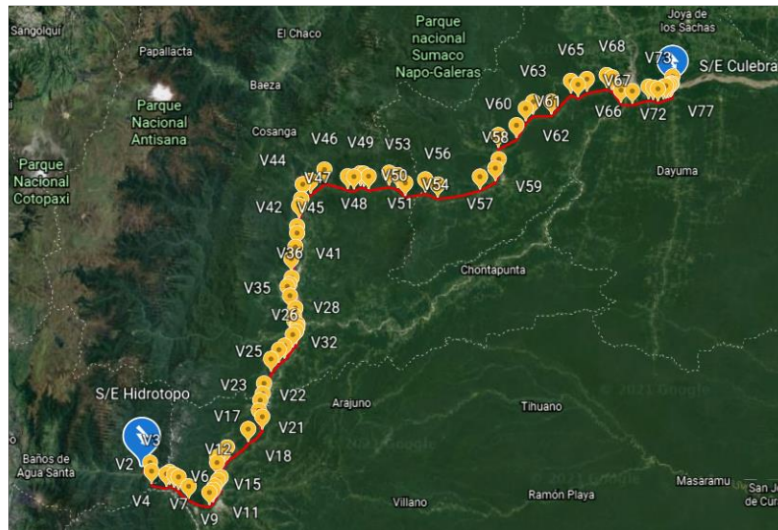


Figura 1.3. Ruta determinada Hidrotopo – Culebra.

Como resultado para el presente Proyecto, la ruta presentada en la Figura 1.3 partiría desde la subestación Hidrotopo, tomando un camino paralelo por la carretera E30 hasta llegar a Puyo donde tomaría la dirección de la carretera E45 pasando por Tena, Archidona y Cotundo, en donde optaría por tomar el desvío E20 y seguiría hasta encontrarse aproximadamente a 4 kilómetros de Francisco de Orellana para cruzar el río Napo y tomar la dirección de la Vía Auca, terminando su recorrido en el lugar donde implementaría la subestación Culebra con un total de 80 vértices.

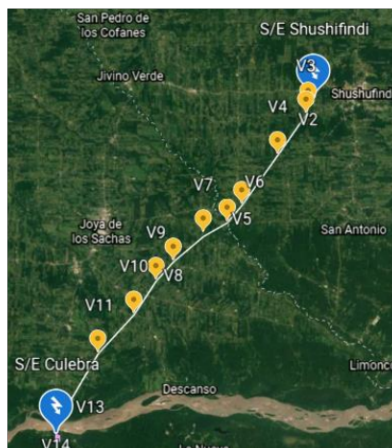


Figura 1.4. Ruta determinada Culebra – Shushufindi

Para la longitud más corta, en la Figura 1.4 se puede observar la ruta que tomaría la línea desde la subestación Culebra hasta la subestación Shushufindi, la cual abarcaría aproximadamente 40 km y, a diferencia de la anterior distancia, pasaría por el Río Napo en dirección casi directa sin pasar por ninguna carretera principal, hacia Shushufindi, contabilizando 14 vértices. El actual estado de energización en la subestación Shushufindi presenta un transformador de 300 MVA, siendo esta la capacidad objetivo a cubrir por la nueva Línea de Transmisión doble circuito como potencia mínima de diseño, la cual se establecerá para mantener el servicio si se origina cualquier tipo de eventualidad en el sistema de transmisión San Rafael – Jivino – Shushufindi a 230 kV.

1.4.2 PARAMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Los elementos por los que circula la energía eléctrica a grandes potencias, para las líneas de transmisión, son los conductores. Cuando estos son energizados, transportando el flujo de electrones, presentan los parámetros conocidos como Resistencia, Inductancia y Capacitancia, los cuales dependen de las características del material y la intensidad de los campos eléctrico y magnético a los que son sometidos. Deben ser abordados adecuadamente para el diseño de una L/T [2].

1.4.2.1 Resistencia

Como inicio y con la mayor forma de pérdidas de energía en líneas de transmisión se encuentra la resistencia, representada con una R mayúscula. El concepto más básico de resistencia al flujo de corriente de un material se resume en 1.1, donde ρ es resistividad del material en ohmios por metro, l la longitud en metros del material y A el área de la sección transversal del material en metros cuadrados [1].

$$R_{DC} = \frac{\rho l}{A} [\Omega] \quad (1.1)$$

La aplicación que se le da, mayoritariamente a esta y todas las ecuaciones concernientes al transporte de corriente, es para los conductores de forma cilíndrica y de aleaciones metálicas conductoras. Como puede constatarse, la resistencia eléctrica de un material dependerá de 3 factores importantes, el tipo de material, la longitud que tenga ese material y el grosor que se presente a lo largo del mismo. Cabe mencionar que la resistencia DC calculada pertenece a conductores sólidos o macizos, ya que su distribución de corriente es uniforme, no así con conductores trenzados, que incrementan el valor de esta resistencia ya que los alambres de trenzado forman hélices de longitud ligeramente mayor que el eje o núcleo. Esta cantidad de oposición a la circulación de electrones por medio de un material depende también de la temperatura a la que se encuentra este [2].

$$R_t = R_{20}[1 + \beta(t - 20)] \quad (1.2)$$

En la Ecuación 1.2 se tiene el valor de la resistencia a cualquier temperatura t, utilizando la resistencia a 20 °C y el coeficiente β , el cual es 0.00393 para el Cobre y 0.00403 para el Aluminio. Teniendo en cuenta que existen ligeros cambios en los valores del coeficiente β para rangos de temperatura del Aluminio entre 25 – 50 °C Y 50 – 75 °C [2].

1.4.2.2 Inductancia

Al aplicar una diferencia de potencial, de magnitud variable en el tiempo, sobre un elemento conductor, se inducirá un flujo magnético con la misma característica de frecuencia, el cual se enlazarán con los demás materiales conductores a los que alcance este campo, produciendo, a su vez, un voltaje de igual frecuencia en estos. La inductancia depende de la permeabilidad magnética (μ) del medio y la disposición en la que se encuentre el elemento conductor al que se le aplica el voltaje alterno o número de caminos cerrados en los que se configure el material (N). Como consecuencia, se produce una variación en el tiempo de un flujo magnético (ϕ) por interacción del campo magnético (B) generado gracias a esta magnitud variable, generalmente de señal sinusoidal, presente en 1.3 [1].

$$f. e. m. = \varepsilon = v = -N \frac{d\phi}{dt} = -L \frac{di}{dt} \quad (1.3)$$

Identificada con una L mayúscula, la inductancia relaciona la fuerza electromotriz (fem) inducida por la velocidad de variación de flujo, o concatenaciones de flujo (λ), con la velocidad de variación de la corriente mediante 1.4. Tomando en cuenta que, en las redes de transmisión con determinada frecuencia de trabajo, los enlaces de flujo varían linealmente con la corriente (i) [1].

$$L = \frac{N\phi}{i} = \frac{\lambda}{i} \quad (1.4)$$

En pocas palabras, la inductancia es un parámetro que cuantifica la interacción magnética que tiene un material, según su disposición y su medio, hacia sí mismo y elementos conductores cercanos. Es aquella interacción, que se presenta como una oposición a la circulación de corriente, por eso debe ser cuantificada para determinar las pérdidas que puedan presentarse en el conductor montado en líneas de transmisión, que está en 1.5 [1].

$$L = 2(10)^{-4} \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (1.5)$$

La distancia media geométrica o DMG es la raíz mn -ésima del producto de las mn distancias que existe entre un conductor y otro. También se le conoce como distancia media geométrica mutua entre conductores, donde d_{ab}, d_{bc}, d_{ca} son las distancias entre fases, lo cual se puede apreciar en 1.6 [1].

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab}d_{bc}d_{ca}} \quad (1.6)$$

El radio medio geométrico o RMG es la distancia media geométrica propia del conductor, también conocida como DMG propia, es decir, la distancia del hilo a sí mismo. Por ello, al tener un haz de conductores, este término describe el producto de las distancias de cada hilo del conductor, a sí mismo y a cada uno de los otros hilos. Entonces, para n número de sub conductores y dependiendo de la geometría del haz, se tiene las ecuaciones 1.7 y 1.8, donde r es el radio del sub conductor, k el factor de corrección dependiente de la geometría del haz y a la equidistancia entre sub conductores [2].

$$RMG = R \sqrt[n]{\frac{nrk}{R}} \quad (1.7)$$

$$R = \frac{a}{2 \sin \left(\frac{\pi}{n} \right)} \quad (1.8)$$

Por último, para cuantificar esa oposición a la corriente en ohmios, al igual que la resistencia, se utiliza la reactancia. En el caso de la inductancia, su respectiva reactancia inductiva dependerá del valor de la inductancia y la frecuencia a la que trabaje la energía alterna aplicada, identificado en 1.9 [1].

$$X_L = 2\pi fL = 4\pi f(10)^{-4} \ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \quad (1.9)$$

1.4.2.3 Capacitancia

Todo sistema que almacena energía en forma de campo eléctrico se le considera como un capacitor. Se compone, básicamente, de dos secciones de material conductor separados por un elemento aislante, denominado dieléctrico. Esta característica se conoce como capacitancia (C) y es la carga (q) por unidad de diferencia de potencial (V), y se relaciona mediante 1.10. Depende tanto del tamaño y espaciamiento de los materiales conductores, como de las propiedades del componente dieléctrico [2].

$$C = \frac{q}{V} \quad (1.10)$$

En líneas de transmisión, la carga presente entre los conductores produce un voltaje en cada instante de tiempo entre conductores, generado por el desplazamiento angular que mantiene cada fase. Debido a que el aire actúa como dieléctrico en este sistema, se obtiene la capacitancia, que, siguiendo las características de haz y distancia entre conductores, toma forma en 1.11 [2].

$$C = \frac{0.055}{\ln\left(k_1 \frac{DMG}{RMG_c}\right)} \left[\frac{\mu F}{km} \right] \quad (1.11)$$

Los valores del factor k_1 dependen de las distancias entre los conductores y sus imágenes en suelo, las cuales son de 0.95 – 1 para líneas entre 138 – 400 kV y 0.85 – 0.9 para líneas de 400 kV en adelante [2].

$$RMG_c = R^n \sqrt{\frac{nr}{R}} \quad (1.12)$$

1.4.2.4 Representación de las Líneas de Transmisión

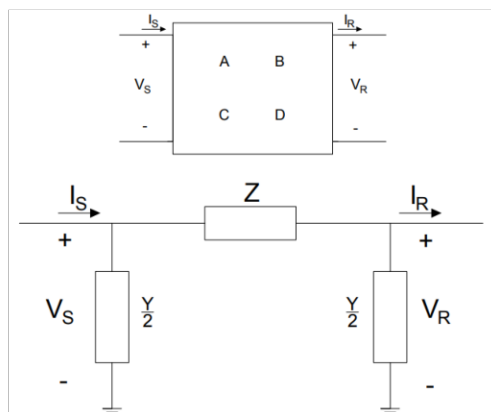


Figura 1.5. Modelo Pi en líneas de transmisión con sus parámetros ABCD [2]

Una línea de transmisión puede ser representada como un sistema con sus parámetros ABCD, alterando o determinando sus respectivos valores de corrientes y voltajes de

entrada y salida. El modelo que se utiliza para identificar estos parámetros es el equivalente Pi del circuito, el cual se conforma de un terminal de salida o fuente, un terminal de recepción o llegada, una impedancia en serie y dos admitancias paralelas simétricas y del mismo valor. Con el objetivo de facilitar los cálculos de eficiencia para una línea de transmisión, se considera una interconexión serie-paralelo de estos parámetros relevantes en 1.13 y 1.14 [2].

$$V_S = AV_R + BI_R = \left(\frac{ZY}{2} + 1\right)V_R + ZI_R \quad (1.13)$$

$$I_S = CV_R + DI_R = Y\left(\frac{ZY}{4} + 1\right)V_R + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right)I_R \quad (1.14)$$

Para líneas de transmisión de longitud no mayor a los 80 km, los efectos de las ramas en paralelo comprendidos como las capacitancias de la línea son despreciables, produciendo así que la corriente de salida sea igual a la corriente de recepción y que la pérdida del voltaje solo se produzca en la impedancia de la línea. Las líneas de mediana longitud van desde los 80 hasta los 240 km y presentan considerables disipaciones de energía por medio de todos los parámetros que poseen los elementos conductores, resistencia, inductancia y capacitancia, evidenciados en la Figura 1.5 y presentes en 1.15 y 1.16 [2].

$$Z = R + jX_L = R + j\omega L \quad (1.15)$$

$$\frac{Y}{2} = -j\frac{B}{2} = -j\frac{\omega C}{2} \quad (1.16)$$

Por otro lado, para las líneas de una longitud mayor a los 240 km o líneas largas de transmisión, debe considerarse que sus parámetros no están agrupados, sino que se encuentran uniformemente distribuidos en toda su longitud. En este tipo de líneas se utiliza dos conceptos, la constante de propagación (γ) y la impedancia característica (Z_C). Como su nombre indica, γ es la constante de propagación de una onda en la línea y se define como una suma entre la atenuación por unidad de longitud de una onda electromagnética que se propaga a lo largo de un medio, constante de atenuación (α), y el retraso de fase por unidad de longitud de la misma onda, constante de fase (β). La representación de estos conceptos se puede evidenciar en 1.17 y 1.18 [2].

$$\gamma = \sqrt{zy} = \sqrt{(R + j\omega L)(G + j\omega C)} = \alpha + j\beta \quad (1.17)$$

$$Z_C = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{(R + j\omega L)}{(G + j\omega C)}} \quad (1.18)$$

La impedancia característica, por su parte, relaciona el voltaje y la corriente viajando en la misma dirección a lo largo de una línea de transmisión. Estos parámetros son funciones complejas que no dependen de la longitud de la línea, pero sí de la frecuencia (ω), y se

definen a partir de la resistencia (R), inductancia (L), conductancia (G) y capacitancia (C) de los conductores. Debido a que el circuito nominal Pi no representa fielmente a una línea de transmisión, por que desprecia la distribución uniforme, este necesita de un arreglo para poder funcionar adecuadamente en líneas largas, utilizando las funciones hiperbólicas y donde l es la longitud de la línea, se tiene a los nuevos valores de Z y de Y en 1.19 y 1.20 respectivamente [2].

$$Z' = Z_c \sinh(\gamma l) = \sqrt{\frac{z}{y}} \sinh(\gamma l) = z l \frac{\sinh(\gamma)l}{l\sqrt{zy}} = Z \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \quad (1.19)$$

$$\frac{y'}{2} = \frac{y}{2} \frac{\tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right)}{\frac{\gamma l}{2}} \quad (1.20)$$

1.4.3 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las pérdidas de potencia en una línea de transmisión se dan por tres factores importantes, el efecto Joule, el efecto corona y, en baja medida, a las corrientes inducidas por los conductores de fase hacia el hilo de guarda [1].

1.4.3.1 Pérdidas por efecto Joule

Conocidas como perdidas I^2R , las pérdidas por efecto Joule dependen específicamente de la resistencia que presentan los conductores de la línea de transmisión y de la corriente que por estos fluye. Tomando en cuenta que la línea propuesta a diseñar trabajará a 230 kV con corriente alterna, la resistencia de los conductores presentará los efectos de trenzado, temperatura, piel y de proximidad, que determinarán su valor. Produciendo así, junto a la corriente presentada por la conexión de la carga, la disipación de calor a lo largo del camino de la línea de transmisión [1].

Generalmente, la pérdida producida por la disipación de calor en los conductores de una línea de transmisión, es la principal razón de la disminución de la energía entregada desde las generadoras hasta los puntos de carga, produciendo a su vez una disminución de voltaje, suscitado por ley de Ohm en aquellas resistencias. Es por ello que la selección del conductor, regido por los indicadores que adecuan la eficiencia energética con el costo de instalación, debe ser precisa y resultar en la sección transversal adecuada para la adquisición del mismo. A continuación, se presentarán estos indicadores [1].

Después de obtener los valores de voltaje y corriente en las líneas de transmisión (Y – Y), la potencia aparente y activa trifásica total, vienen dadas por 1.21 y 1.22 [2].

$$S_{3\phi} = 3V_{\phi}I_{\phi}^* = (\sqrt{3})^2 \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} I_{\phi}^* = \sqrt{3}V_{LL}I_{\phi}^* = \sqrt{3}V_{LL}I_L^* \quad (1.21)$$

$$|P_{3\phi}| = |S_{3\phi}| \cos(\varphi) = \sqrt{3}|V_L||I_L| \cos(\varphi) = \sqrt{3}|V_L||I_L|fp \quad (1.22)$$

La eficiencia, conocida como la comparación de lo que sale con lo que entra, en la línea de transmisión se entiende como la potencia efectiva de recepción sobre la potencia activa de salida, su relación está en 1.23 [2].

$$\% \eta = 100 \frac{|P_{R(3\phi)}|}{|P_{S(3\phi)}|} \quad (1.23)$$

El cálculo que cuantifica la caída de tensión en una línea de transmisión es la Regulación de Voltaje (%Vreg), la cual utiliza el voltaje en los terminales de recepción a ful y sin carga, y se representa en 1.24 [2].

$$\%Vreg = 100 \frac{|V_{R(NL)}| - |V_{R(FL)}|}{|V_{R(FL)}|} \quad (1.24)$$

Donde el voltaje en terminales de recepción sin carga, depende del tipo de línea ya que, con corriente cero, el valor que lo determina es A, mostrado en 1.25.

$$V_{R(NL)} = \frac{V_S}{A} = \frac{V_S}{\left(\frac{ZY}{2} + 1\right)} = \frac{V_S}{\left(\frac{Z'Y'}{2} + 1\right)} \quad (1.25)$$

1.4.3.2 Pérdidas por efecto Corona

Un tipo de pérdida dieléctrica es el efecto corona, debido a que se produce cuando el campo eléctrico presente en la superficie de los conductores de una línea de transmisión se torna igual o superior a la rigidez dieléctrica del aire que los rodea. Esto produce una ionización de las moléculas presentes en los alrededores del conductor, dando lugar a descargas pequeñas o incompletas, denominadas descargas corona. Este efecto ocasiona pérdidas de potencia y perturbaciones radioeléctricas, siendo más afectadas las líneas a mayor voltaje. Las condiciones que influyen en su aparición o intensidad son [3]:

- Un mayor voltaje de transporte de energía en la línea, se presentará un mayor gradiente eléctrico en la superficie del conductor, produciendo así un mayor efecto.
- La humedad relativa del aire determina la ionización de las moléculas alrededor de los conductores. A mayor humedad, mayor efecto corona.

- Con la presencia de un haz de conductores, el efecto corona disminuye. A mayor número de conductores por fase, menor es el efecto.
- El estado del conductor determina el efecto ionizante. Irregularidades, defectos, rugosidades o impurezas incrementan el efecto corona.

1.4.3.3 Pérdidas por corrientes inducidas

Los hilos de guarda de una línea de transmisión son conductores metálicos sujetos a corrientes inducidas por las fases energizadas que transportan la energía y, por tanto, produciendo pérdidas. La manera de evitar este tipo de pérdidas consiste, básicamente, en aislar a los hilos de guarda de las torres, tomando en cuenta que solo corrientes de falla puedan circular por ellos.

Una forma de aislar el hilo de guarda es seccionarlo y solo conectar a tierra un punto intermedio. La otra manera es aislar totalmente el hilo de guarda de la torre, sin aterrizar este conductor en ningún punto a lo largo de toda su trayectoria. Ciertamente el aislamiento del hilo de guarda puede causar flameos (arcos eléctricos) a lo largo del respectivo aislador hacia la torre, debido a que este aislador suele tener una baja capacidad de descarga disruptiva ya que debe ofrecer un camino de resistencia baja para descargas de corriente, por sobrevoltajes de tipo atmosférico. Esto causa que la corriente siga fluyendo por el hilo de guarda hasta que la línea de transmisión es desenergizada. Por esta razón, dependiendo del uso y aplicación de la línea de transmisión, se debe tomar en cuenta la relación que provee el ahorro por pérdidas de inducción aislando hilo de guarda y el costo por energía no suministrada debido a salidas por descargas atmosféricas producidas por este tipo de aislamiento [2].

1.4.3.4 Límite por cargabilidad

Otra cuestión muy importante al momento de hablar de las pérdidas en una línea de transmisión, es la capacidad de potencia que puede fluir por ella en condiciones normales de operación. A esto se le denomina cargabilidad de la línea y sirve para valorar el flujo de potencia activa con respecto al flujo de potencia reactiva, curva característica ($P - Q$), la cual varía tanto por el flujo de potencia como por la longitud y el voltaje de la línea.

Presentada en la Figura 1.6, esta curva indica que al incrementar la potencia activa que entrega una línea, aumenta también la potencia reactiva que esta consume, lo cual representa una pérdida de potencia en la reactancia inductiva presente en sus parámetros. El Surge Impedance Loading, o SIL por sus siglas en inglés, representa el valor de potencia activa donde el consumo de potencia reactiva de la línea sea cero. Por ello el valor del SIL

depende tanto de la inductancia y capacitancia de la línea, como del nivel de voltaje presente entre sus conductores [4].

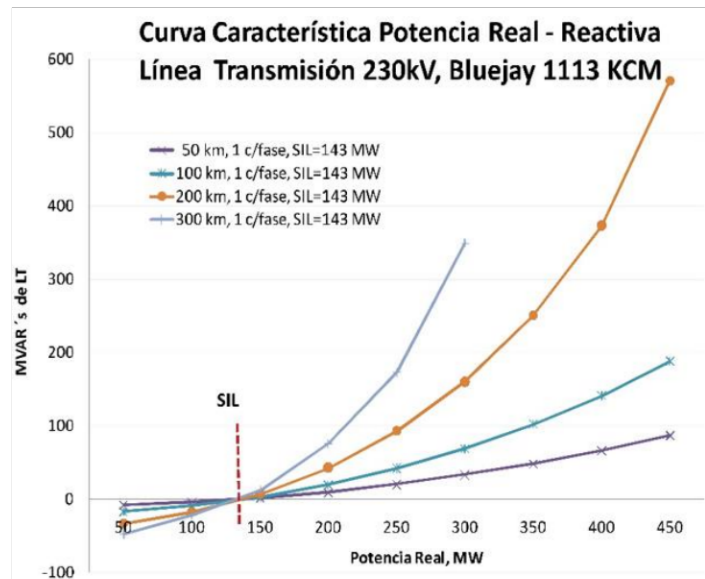


Figura 1.6. Curva característica de potencia activa – reactiva para varias longitudes de una línea de 230 kV, simple circuito, conductor ACSR Bluejay 1113 KCM con un conductor por fase [4]

En la ecuación 1.26, se puede apreciar que cuanto mayor es el nivel de voltaje, mayor es el SIL, aumentando así la cargabilidad de la línea y minimizando las pérdidas por potencia reactiva. Es importante destacar también que aumentar el número de conductores por fase, disminuye la impedancia característica, aumentando a su vez el SIL [4].

$$SIL = \frac{kV_{L-L}^2}{Z_c} = \frac{kV_{L-L}^2}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \quad (1.26)$$

1.4.4 SOBREVOLTAJES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las sobretensiones eléctricas o sobrevoltajes, son la aparición de voltajes o diferencias de potencial de magnitud excesivamente altas para los valores nominales designados entre dos puntos de elemento o estructura. Esos básicamente producen un desgaste de los materiales a los que son expuestos, presentando también flameos o arcos eléctricos, y en redes de transmisión, además de reducir la vida útil de las líneas y torres de transmisión, pueden provocar la salida del servicio energético produciendo bajas económicas exorbitantes en muchos casos. El origen de los sobrevoltajes puede ser clasificados en 4 categorías, sobrevoltajes temporales o sostenidos, sobrevoltajes de frente lento o tipo

maniobra, sobrevoltajes de frente rápido producidos en su mayoría por descargas atmosféricas y sobrevoltajes de frente muy rápido principalmente relacionados con maniobras en subestaciones con aislamiento a gas (SF6) [2].

1.4.4.1 Sobrevoltajes por descargas atmosféricas

Las cargas eléctricas presentes en la atmósfera, ocasionalmente, presentan la ionización del aire que separa estos puntos energéticos, puede ser entre nubes o entre tierra y nube. Cuando el campo eléctrico excede la rigidez dieléctrica del aire se produce un efecto en cascada con los electrones que se encuentran en las moléculas de aire afectadas por este campo, provocando así la descarga de energía en forma de rayo luminoso. Para las líneas de transmisión las descargas atmosféricas entre una nube cargada y tierra son eventos de suma importancia porque representan la mayor razón de salidas no programadas del servicio, por este motivo, el estudio de las mismas debe ser abordado con rigurosidad [6].

En la Figura 1.7 se aprecian los parámetros pertenecientes a la forma de onda de un sobrevoltaje de frente rápido, el mismo criterio se utiliza para identificar la forma de onda para la corriente en una descarga atmosférica. El tiempo que tarda la onda en alcanzar 90% de su valor pico es conocido como el tiempo de frente de onda o tiempo de cresta, el tiempo de cola, por su parte, es el tiempo que tarda la onda en disminuir al 50% de su valor pico. Además, también se encuentran la amplitud y la pendiente que caracterizan a una descarga atmosférica. Todos estos valores mantienen un carácter aleatorio presentados en la denominada primera descarga, tomando en cuenta que pueden existir posteriores [1].

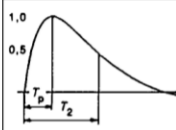
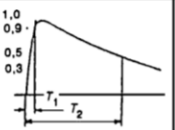
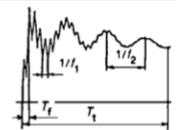
Transitoria		
De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
		
$5\ 000\ \mu\text{s} \geq T_p > 20\ \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20\ \text{ms}$	$20\ \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1\ \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300\ \mu\text{s}$	$100\ \text{ns} \geq T_f > 3\ \text{ns}$ $0,3\ \text{MHz} < f_1 < 100\ \text{MHz}$ $30\ \text{kHz} < f_2 < 300\ \text{kHz}$ $T_1 \leq 3\ \text{ms}$
$T_p = 250\ \mu\text{s}$ $T_2 = 2\ 500\ \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2\ \mu\text{s}$ $T_2 = 50\ \mu\text{s}$	*

Figura 1.7. Formas de onda normalizadas para sobrevoltajes según IEC [7]

Por otro lado, la probabilidad de que una descarga atmosférica presente un valor pico igual o mayor que un valor de corriente I , está dada por 1.27 y medita un valor medio \bar{I} [8] [1].

$$P(I_o \geq i_o) = \frac{1}{1 + \left(\frac{i_o}{\bar{I}}\right)^{2.6}} \quad (1.27)$$

Cuando la descarga atmosférica impacta en el conductor de fase, se la denomina descarga directa, y presenta sobrevoltajes que viajan por medio de la línea hasta encontrar una forma de disiparse, esta onda viajera produce altos sobrevoltajes en la línea y en las estructuras aledañas, que normalmente terminan en contorneos o chispazos en los aisladores. También pueden ocurrir en los alrededores de la línea y de la estructura produciendo, dependiendo de la proximidad a la línea, sobrevoltajes por inducción a la fase [6].

Conocidos como descargas de tipo inverso, los sobrevoltajes que se presentan en las torres de transmisión producidos por la caída de una descarga atmosférica en los hilos de guarda o directamente en la estructura de la torre. La onda viajera que se presenta por la descarga tiene la característica de depender de varios factores. Los materiales constructivos de las torres de transmisión presentan una variedad de gradientes de permitividad eléctrica, que, junto con las resistencias de pie de torre, la resistencia de pie de torre y el aislamiento eléctrico a conductor de fase, no permiten el paso de la corriente de descarga atmosférica a ser disipada. La magnitud de la corriente de rayo es la responsable de producir el denominado apantallamiento, ya que mientras mayor es la corriente de rayo, los elementos presentan una mayor atracción a él, presentando en los hilos de guarda y en los topes de las torres de transmisión, una distancia de atracción al rayo de forma circular. Esta longitud se denomina distancia de arqueo (r) y también se la atribuye a la distancia próxima de la descarga a una de las fases o al hilo de guarda. La distancia de arqueo es una función de la magnitud de la corriente de descarga y tiene la forma 1.28, en metros, donde A y B son valores que dependen del modelo electro geométrico que se vaya a utilizar e I_o es la corriente de descarga en kA [8] [2].

$$r = AI_o^B \quad (1.28)$$

Al diseñar el apantallamiento de una línea de transmisión, la distancia de arqueo toma un papel fundamental ya que es la que indica la geometría del apantallamiento, cuán lejos se encuentra de los conductores de fase, del hilo de guarda y de los alrededores. Se considera α al ángulo de apantallamiento, y es aquel que forma una perpendicular trazada desde el cable de guarda a tierra y la recta entre este y el conductor de fase superior [8].

Tal como se aprecia en la Figura 1.8, la distancia X_S representa una apertura en el apantallamiento del hilo de guarda que podría ocasionar un impacto directo en la fase. Por ello, mientras el ángulo de apantallamiento α se acerque más a cero, mejor será el apantallamiento produciendo una distancia X_S de cero. Es evidente apreciar que, si la corriente de rayo es inmensamente alta, el apantallamiento provisto por el hilo de guarda será exitoso, pero si la corriente de descarga, que tiene carácter aleatorio, es lo

suficientemente baja, existe la posibilidad de que evada el apantallamiento y se produzca una salida de la línea [8].

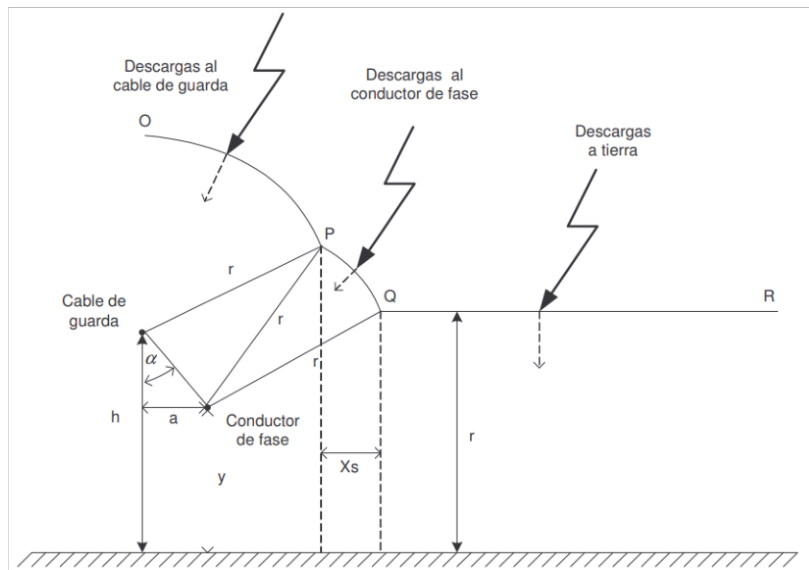


Figura 1.8. Modelo electro geométrico de una L/T [6]

Por lo tanto, la forma de calcular geoméricamente el apantallamiento parte de la magnitud de la corriente de rayo, comprometiendo un factor probabilístico en la inclusión de una corriente máxima de baja magnitud que pueden evadir el apantallamiento y una corriente mínima que produciría la salida del servicio energético. Este apartado será detallado en el capítulo dos.

1.4.4.2 Sobrevoltajes temporales

Son de tipo sinusoidal y están definidos por su magnitud y duración. De origen interno y de duración relativamente larga, pudiendo llegar a los varios segundos, también se los conoce como sobrevoltajes a frecuencia industrial. Pueden ser no amortiguados o débilmente amortiguados y se presentan en los sistemas de condición en estado permanente, presentando cambios a la amplitud de la frecuencia natural del sistema, principalmente debido a operaciones de maniobra, cambios en la distribución de potencia reactiva, resonancias y ferro resonancias. Son importantes para examinar el comportamiento del pararrayos y su absorción de energía, siendo escogido para no conducir grandes montos de corriente durante este tipo de sobrevoltajes [1].

Según IEC 71-2 [9], el origen de los sobrevoltajes temporales son las fallas a tierra, el efecto ferranti y las resonancias. Las fallas a tierra presentan a la falla monofásica como la más frecuente, y están relacionados con la ubicación de las fallas fase-tierra y la puesta a tierra del sistema. Para sistemas no aterrizados, estos sobrevoltajes pueden alcanzar

valores cercanos a voltajes fase-fase. Para sistemas sólidamente aterrizados o con impedancia neutra de puesta a tierra, este tipo de sobrevoltajes son más reducidos [1].

1.4.4.3 Sobrevoltajes de tipo maniobra

Los sobrevoltajes de frente lento o de tipo maniobra son de naturaleza oscilatoria y de amortiguado rápido. Este tipo de sobrevoltajes son representados en pruebas de laboratorio por frentes de onda de 250 μ s y tiempos de cola de 2500 μ s. Los sobrevoltajes de frente lento en líneas de transmisión surgen de los siguientes eventos [1]:

- Energización de la línea
- Recierre de la línea
- Despeje de la falla
- Rechazo de carga
- Ingreso de capacitores y salida de reactores.

Las formas de mitigar este tipo de sobrevoltajes principalmente se resumen en la utilización de pararrayos, la implementación de resistencias de preinserción y el control en el ángulo de cierre para el disyuntor mediante el uso de maniobras sincronizadas [1].

1.4.5 AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

1.4.5.1 Cadena de Aisladores

Las torres de transmisión son estructuras que necesitan permanecer aisladas eléctricamente de los conductores de fase, debido a las diferencias de potencial instantáneas que se generan por el carácter alterno de su energización. La cadena puede ser comprendida como una sucesión de interruptores controlados por voltaje, los cuales a presencia de un sobrevoltaje que energice la torre, producirá un contorneo o flameo del aislamiento por descarga inversa, si la diferencia de potencial entre el conductor de fase y la cruceta excede un valor específico, que es el nivel de aislamiento de la cadena. Este valor corresponde conceptualmente a una magnitud de voltaje que no produzca descarga en el 90% de las veces que se genere un sobrevoltaje [6].

Los aisladores poseen catálogos que proveen el CFO (Critical Flash Overvoltage), el cual representa el voltaje de impulso al cual el 50% de las veces que es aplicado produce contorneo. Este valor medita las condiciones atmosféricas en las que se encuentre el

elemento aislante, como la humedad, el nivel cerámico o la densidad relativa del aire y debe calcularse mediante estas variables [6]. Se aborda el tema en el capítulo 2.

1.4.5.2 Impedancia de torre

Para los sobrevoltajes de tipo atmosférico, las torres de transmisión pueden ser representadas como impedancias de impulso que varían a lo largo de toda su estructura. Por esta razón, se representan mediante un circuito monofásico de parámetros distribuidos con su impedancia de impulso y su velocidad de propagación electromagnética determinada, que suele ser cercana a la de la luz (c). El modelo a ser utilizado, por la forma de las torres tipo, es el cilíndrico y presenta una impedancia de impulso para descargas verticales constante que depende de la altura a la que se encuentre el hilo de guarda (h) y el radio de la base de la torre (r), con su respectivo tiempo de propagación en la torre (τ) según CIGRE [1], mostrados en la Figura 1.9 y las ecuaciones 1.29 y 1.30.

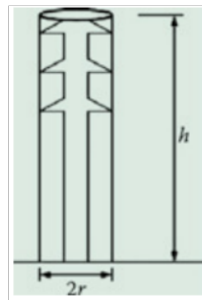


Figura 1.9. Modelo de torre cilíndrica para el cálculo de la Impedancia de torre [1].

$$Z_t = 60 \left[\ln \left(\sqrt{2} \frac{2h}{r} \right) - 1 \right] \quad (1.29)$$

$$\tau = \frac{h}{0.85c} \quad (1.30)$$

1.4.5.3 Resistencia del pie de torre

Cuando ocurre una descarga atmosférica, el parámetro que determina principalmente el valor pico del sobrevoltaje es la impedancia de pie de torre, esto se debe a que la reflexión en la base de la torre puede alcanzar más rápido la cúspide de la misma, que las reflexiones adyacentes. La incidencia de este parámetro sobre el voltaje en la cúspide de la torre depende de las respuestas de corriente y tiempo, siendo significativo el tiempo cuando los contrapesos instalados, junto a las varillas para aterrizar la torre, superan los 30 metros de longitud. Entonces, despreciando la respuesta del tiempo se tiene a 1.33 [7].

$$R_T = \frac{R_o}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (1.31)$$

Donde R_o indica el valor de resistencia medida en campo a baja corriente y frecuencia, R_T la resistencia de puesta a tierra aparente en el momento de la descarga, ambas en ohmios, e I la corriente de descarga atmosférica.

La corriente limitante es función de la ionización del suelo, depende de la resistividad del suelo ρ y el gradiente de ionización del suelo $E_o \left(300 \frac{kV}{m}\right)$ y está dada por 1.32.

$$I_g = \frac{E_o \rho}{2\pi R_o^2} \quad (1.32)$$

1.4.5.4 Pararrayos

Los pararrayos en líneas de transmisión tienen dos funciones primordiales, las cuales son, mantener una resistencia alta en voltajes de operación normal, y reducir su resistencia durante sobrevoltajes transitorios, conduciendo corriente sin causar falla, permitiendo así el correcto funcionamiento del sistema sin presentar contorneo o pérdida del suministro en caso de que se presente un sobrevoltaje. Presenta una característica voltaje – corriente, el cual es función de la pendiente de impulso, así mismo, para soportar descargas atmosféricas toma parámetros de 8/20 μs para corrientes entre 20 y 40 kA. En las torres tipo presentadas para este diseño, no se toman en cuenta pararrayos, pero pueden presentar un recurso importante al momento de mejorar la tasa de fallo en una línea de transmisión [6].

1.4.6 ESTRUCTURAS DE TRANSMISIÓN

Es común que una línea de transmisión, razonablemente larga, esté compuesta por los siguientes tipos de soportes o estructuras [1]:

- Torres tangentes o de suspensión, aquellas cuya principal función es solo sostener o soportar los conductores de manera alineada o con pequeños ángulos (p.ej. 1°, 2°, 3°). Líneas cercanas a los 500 km o más suelen tener dos o tres diferentes tipos de torres de suspensión, clasificados acorde a sus tramos de viento (v.g. 500 m, 600 m, 700 m) o sus tramos de peso (p.ej. 600 m, 700 m, 800 m).
- Torres angulares, aquellas que mantienen el ángulo de las líneas. Es común el uso de torres de suspensión para pequeños ángulos (hasta 5°), mientras que, para otros

más amplios, por encima de los 10° , es más adecuado el uso de torres angulares o torres de tensión.

- Torres de anclaje o de tensión mecánica, son aquellas usadas para anclar los conductores y el hilo de guarda en ellas, soportando sus tensiones mecánicas. Suelen ser diseñadas para soportar todas las tensiones de los cables y también grandes ángulos en las líneas de transmisión (v.g. 30° , 45° , 60°).
- Torres terminales, como su nombre indica, estas torres son utilizadas para segmentar la línea de transmisión en un punto intermedio o al llegar a una subestación.

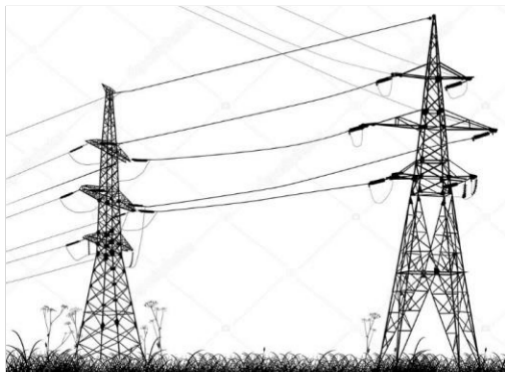


Figura 1.10. Torres de transmisión tangente y de anclaje [1]

Tal como se presenta en la Figura 1.10, a la izquierda se tiene una torre de suspensión y a la derecha, una torre de tipo tensión. De igual manera, en esta figura se puede apreciar lo que se denomina vano, definido como la distancia horizontal que existe entre torre y torre. Es de vital importancia definir también a la flecha o Sag, la cual es conocida como la distancia máxima de caída del conductor respecto de la horizontal entre anclajes de torre y torre. En el diseño de la línea de transmisión se utilizarán torres tipo que serán abordadas con sus especificaciones más adelante.

2 METODOLOGÍA

La metodología utilizada para el diseño de la línea de transmisión San Francisco – Culebra – Shushufindi tomando en base a los sobrevoltajes por descargas atmosféricas se resume en tres etapas. La primera de ellas consiste en el cálculo de la cadena de aisladores utilizando la normativa IEC y todos los conceptos relacionados, siendo esta una manera determinista previa para fijar dicho parámetro. Por consecuencia, la segunda etapa se centra en la modelación y presentación de los elementos que formarán parte de la simulación que evidencie la robustez y capacidad de dicha línea para tolerar los transitorios por descargas atmosféricas mediante el software ATP/EMTP, implementando parámetros previamente designados. Finalmente, como tercera etapa se detalla los indicadores necesarios para evidenciar la tasa de fallos requerida, a partir de los resultados de la simulación del fenómeno transitorio, y con los que se logrará establecer todos los parámetros de diseño que cumplirán con dichos estándares.

2.1 CÁLCULO DE LA CADENA DE AISLADORES

La norma IEC 60071-2 indica que existen dos métodos para el cálculo del nivel de aislamiento, el método estadístico y el método determinístico. Se establece que el método a ser utilizado depende del nivel de voltaje de operación y el conocimiento de las distribuciones estadísticas de los sobrevoltajes a los que pueda estar expuesto un equipo o instalación. Para equipos de Gama I, rango comprendido entre 1 kV y 245 kV para voltaje de operación se utiliza el método determinístico por su baja necesidad de precisión para la elección del aislamiento, específicamente presentado por su representación en costos de implementación. Los equipos de Gama II, son aquellos comprendidos en voltajes de trabajo mayores a 245 kV y utilizan el método estadístico para la determinación de nivel de aislamiento, esta forma de cálculo medita el carácter probabilístico de los sobrevoltajes [9]. Ambos métodos serán utilizados, y aclarados, en la determinación del nivel de aislamiento presente en el diseño de la línea de transmisión a 230 kV, siendo el determinístico el punto de partida con su posterior justificación mediante simulación y evaluación de método estadístico mediante el cálculo del riesgo de falla.

2.1.1 CÁLCULO DE CONDICIONES AMBIENTALES

Las condiciones en el entorno de la línea de transmisión son extremadamente importantes para el cálculo del aislamiento de la cadena de aisladores, ya que pueden hacer que los sobrevoltajes que se presenten puedan ser mayores o menores. No todos los factores son necesariamente desfavorables.

2.1.1.1 Densidad relativa del aire

La densidad relativa del aire δ puede calcularse con la presión barométrica (b) en centímetros de mercurio y con la temperatura (t) en grados centígrados mediante 2.1 [9].

$$\delta = 3.92 \frac{b}{273 + t} \quad (2.1)$$

La lluvia disminuye la capacidad aislante de las cadenas, y conforme disminuye δ también disminuye esta capacidad de aislamiento, esta relación se da en 2.2.

$$V = \delta^n V_0 \quad (2.2)$$

Donde V_0 es el CFO a temperatura y presión estándar, V el CFO a una determinada densidad relativa y n el exponente obtenido en pruebas establecido con la longitud de la cadena [9].

El valor de la presión barométrica, en centímetros de mercurio, a cualquier altura (h) sobre el nivel del mar en metros, se calcula utilizando 2.3.

$$\log(b) = \log(76) - \frac{h}{18336} \quad (2.3)$$

La altura promedio utilizada en la ruta que tomará la línea de transmisión aérea doble circuito a 230 kV, San Francisco – Culebra – Shushufindi, es de 1000 metros sobre el nivel del mar. Así mismo la temperatura promedio por todas las áreas que cruzará es de 25°C. Por lo tanto, utilizando las ecuaciones 2.3 y 2.1 los valores de la presión barométrica y la densidad relativa del aire para el presente diseño son:

$$b = 67.0311[\text{cmHg}]$$
$$\delta = 3.92 \frac{67.0311}{273 + 25} = 0,881751$$

2.1.1.2 Nivel cerámico

El nivel cerámico es el número de días de tormenta por año, este número es constatado por un observador que escucha o ve una descarga atmosférica, sin tomar en cuenta el número de descargas de ese día. Los niveles cerámicos de una zona pueden ser registrados y presentados en lo que se conoce como mapa isocerámico, mostrado en la Figura 2.1 [10]. Estos valores cerámicos son esenciales al momento de calcular la densidad de descargas a tierra, o Ground Flash Density por sus siglas en inglés, de una zona en específico, el cual se define como el número de descargas en 100 km^2 por año, siendo un valor estadístico que puede ser obtenido de 2.4, donde T_d es el nivel cerámico y N_g es el GFD establecido por la CIGRE y utilizado en varios lugares mediante el uso de

normas como la IEEE o la IEC [2]. Es adecuado mencionar que, aunque existen diferentes formas de obtener el GFD, para el caso se utilizará el establecido por la CIGRE debido a la falta de mediciones en campo y que ofrece una seguridad alta de su veracidad.

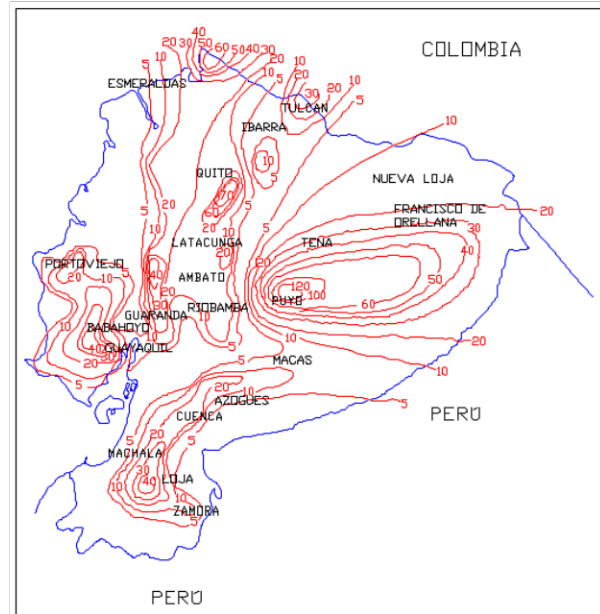


Figura 2.1. Mapa isoceráunico del Ecuador

$$GFD = N_g = 0.04(T_d)^{1.25} \quad (2.4)$$

Para determinar el número de descargas atmosféricas que pueden impactar en 100 km por año de línea N_L , se utiliza la ecuación 2.5, descrita en la norma IEC 60071-4, mediante el número de descargas por km^2 por año o nivel isoceráunico, la distancia entre hilos de guarda y lo que define como radio de atracción de la descarga [11].

$$N_L = N_g \frac{(2R_a + b)}{10} \quad (2.5)$$

La distancia horizontal entre los hilos de guarda en metros es b, si solo existe un hilo de guarda b es igual a cero. Las normas IEC e IEEE determinan al radio de atracción R_a en metros, mediante la altura promedio de las torres utilizadas en la línea de transmisión H_T en 2.6 [11] [8].

$$R_a = 14H_T^{0.6} \quad (2.6)$$

El nivel ceráunico que se utilizará para la zona que de la línea de transmisión San Francisco – Culebra – Shushufindi será el de un promedio de 60 días con tormenta donde se contó una descarga al año, además se tomará un promedio en la altura de las torres de 40 metros

debido a la característica casi lineal del terreno y una distancia entre hilos de guarda que variará para la configuración de torre que se utilizará.

2.1.2 Factor de corrección por altura

El factor de corrección K_a , presente en la norma IEC 60071-2, tiene una dependencia de la presión atmosférica y la altitud sobre el nivel del mar. El valor del factor K_a se obtiene mediante 2.7, donde H es la altura en metros sobre el nivel del mar [9].

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (2.7)$$

Se recomienda $m=1$ para impulsos tipo rayo. Con valores desde los 0 a 1000 metros sobre el nivel del mar a alturas menores, el factor K_a debe considerarse 1.

2.1.3 CÁLCULO DEL NÚMERO DE AISLADORES

En las normas IEC 60071-1 y 2 se detalla la manera del cálculo para el número de aisladores por sobrevoltajes de tipo maniobra, temporales y de frente rápido partiendo desde la determinación de voltajes representativos U_{rp} , consecuentemente obteniendo los voltajes de soportabilidad para coordinación U_{cw} , siguiendo con los voltajes de soportabilidad requeridos U_{rw} , y terminando en los voltajes de soportabilidad normalizados U_w con los que se procede a calcular el aislamiento del elemento a proteger [6] [9]. Esto se especifica con un contexto de aislamiento interno, con amparo a las condiciones ambientales, y externo, correspondiente a elementos que se encuentren expuestos a las condiciones de ambiente, para subestaciones y equipos específicos. Este procedimiento es expresado también para el cálculo del aislamiento de las líneas de transmisión por sobrevoltajes tipo maniobra, temporales y a frecuencia industrial, pero no se lo detalla para sobrevoltajes que puedan presentarse por descargas atmosféricas, es por esta razón que en la norma IEEE Std 1313.1-1996 [11] y 2-1999 [12] complementan a las normas IEC 60071-1 y 2 en este punto y serán utilizadas para el cálculo mencionado.

2.1.3.1 Voltajes Normalizados

Básicamente se plantean dos formas de realizar el cálculo del número de aisladores para cada conductor, el primero basado en el CFO presente a partir de los voltajes soportados normalizados a los impulsos tipo rayo y el segundo a partir de la distancia mínima especificada según el nivel de contaminación.

En este método se utiliza el nivel básico de aislamiento para impulsos tipo rayo o BIL (Basic Lightning Impulse Insulation Level), definido en IEEE Std 1313.1-1996, y aportado por la

Clase [11] o la Gama del sistema [6]. La definición de este es la fuerza eléctrica de aislamiento expresada en términos de valor pico de impulsos tipo rayo estandarizados bajo condiciones atmosféricas estándar, expresado en 2.8 junto con el nivel básico de aislamiento para impulsos tipo maniobra (BSL) [12].

$$BIL \text{ o } BSL = CFO \left[1 - 1.28 \frac{\sigma_f}{CFO} \right] \quad (2.8)$$

El valor del BIL es desarrollado en 2.9, donde se utiliza también la densidad relativa del aire δ , el número de desviaciones estándar (N) y la desviación estándar σ .

$$CFO_c = \frac{BIL}{(1 - N\sigma)\delta} \quad (2.9)$$

El valor del BIL, al igual que el CFO crítico (CFO_c), viene expresado en kV de valor pico y mediante los niveles de aislamiento normalizados para Gama I presentes en el Anexo 2, se determina un valor de 1050 kV para el diseño de la línea a un voltaje máximo de servicio del sistema U_m de 245 kV, según IEC 60071-1 [6].

Como se mencionó anteriormente para la línea de transmisión, el valor de la desviación estándar es del 3% y para el número de desviaciones estándar se tiene el valor de 1.3. Los cuales, mediante el uso de la densidad relativa del aire, provee de un valor pico para el CFO crítico de 1239,139 kVp.

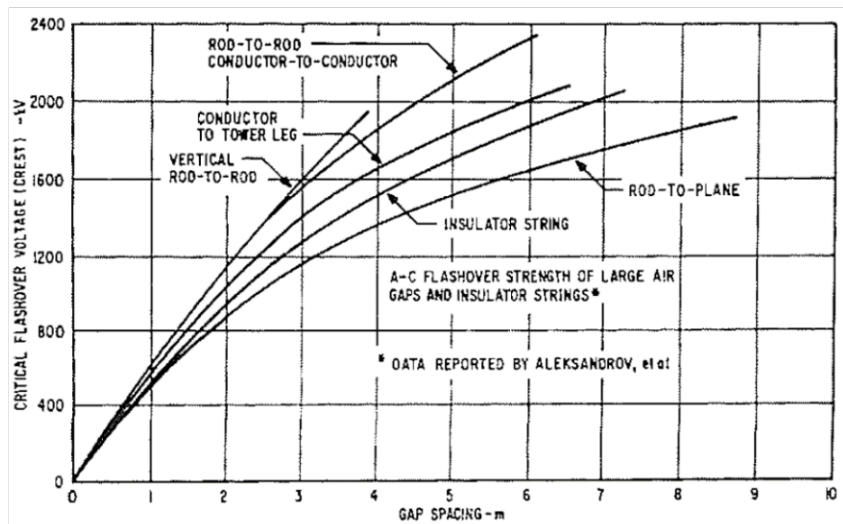


Figura 2.2. Resistencia a la descarga disruptiva en aire [15]

En la Figura 2.2 se muestran las curvas de distancia mínima en aire para sobrevoltajes dependiendo del elemento de la estructura. Tomando en cuenta el valor del CFO_c obtenido y de acuerdo este tipo de curvas, se constata que la distancia de seguridad al impulso rayo, correspondiente a conductor – placa es de 2,1 metros.

Tabla 2.1. Características del aislador tipo FOG 146 x 273 mm

	Arco	Fuga
Distancia crítica [mm]	229	432
	En Seco	En Húmedo
Flameo de baja frecuencia [kV]	80	50
	Positivo	Negativo
Flameo crítico al impulso [kVp]	125	130

El tipo de aislador que será implementado en la cadena de aisladores de la línea aérea a 230 kV doble circuito San Francisco – Culebra – Shushufindi son aisladores tipo Fog, con una distancia de paso o altura de 146 mm, una distancia de fuga de 432 mm y una distancia de arco de 229 mm.

Otra manera de utilizar el CFO crítico para el cálculo de la cadena de aisladores, es mediante la distancia mínima de fase a tierra presente en la ecuación 2.10, donde K_r es el factor geométrico de entrehierros para sobrevoltajes tipo rayo, con un valor 550.

$$d_{ft} = \frac{CFO_c}{K_r} \quad (2.10)$$

2.1.3.2 Niveles de contaminación

Según la norma IEC 60071-2, existen cuatro niveles de contaminación, cada uno con sus características detalladas, a los que puedan estar expuestos equipos eléctricos. Se presenta la distancia mínima de fuga específica y recomendada a la que se plantea el diseño del aislamiento para ese equipo dependiendo del nivel en el que se encuentre. Los valores presentados en la Tabla 2.2 [9].

Tabla 2.2. Distancia de fuga específica recomendada por IEC [9]

Nivel de contaminación	Distancia mínima nominal de fuga especificada en $\frac{mm}{kV}$
I	16.0
II	20.0
III	25.0
IV	31.0

Debido a que la ruta que tomará la línea de diseño abarca zonas sin industrias y con baja densidad de viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes y en su mayoría

montañosas, tomando en cuenta las extensas zonas estratificadas que abarcará, el nivel de contaminación representativo meditado en conjunto con CELEC EP será de tipo IV, con una distancia mínima de fuga de $31 \frac{mm}{kV}$.

La fórmula establecida para el cálculo del número de aisladores (N_a), mediante la distancia mínima de fuga en mm (d_{fm}) según IEC se presenta en 2.11 y depende de la distancia de fuga del aislador en mm (d_{fa}), que para el caso es 432 mm, la densidad relativa del aire δ , el factor de corrección por altura K_a , el voltaje máximo de servicio del sistema U_m y un factor de seguridad K_s de 1,05 para aislamiento externo [9]. Utilizando los valores previamente determinados se tiene:

$$N_a = K_s K_a \frac{U_m * d_{fm}}{d_{fa} * \delta} \quad (2.11)$$

$$N_a \approx 21 \text{ aisladores}$$

Este número de aisladores, representa una longitud para la cadena de aisladores de 3,066 metros. Este es el nivel de aislamiento más alto calculado para la línea de transmisión diseñada y, por lo tanto, es el que será utilizado para realizar todas las simulaciones propuestas para verificar la veracidad de su aplicación en el proyecto, con un número cerrado de 3,1 metros. Para esta longitud de cadena de aisladores, utilizando 2.10, el CFO es de 1705 kV.

2.2 RIESGO DE FALLA

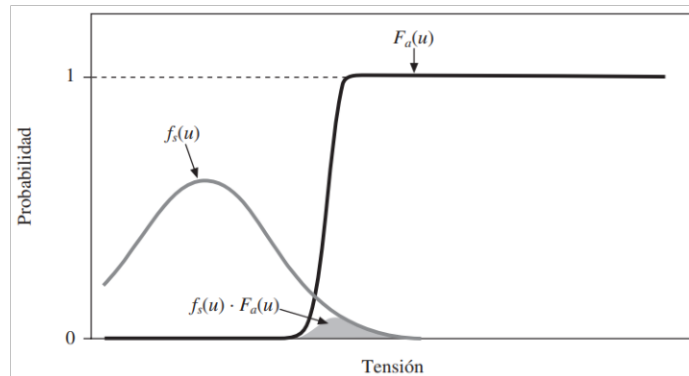


Figura 2.3. Cálculo del riesgo de falla para aislamiento con auto regeneración [14]

Es posible implementar el método de coordinación estadístico, para el aislamiento de un equipo o sistema, cuando existe la manera de obtener la función de densidad de probabilidad de los sobrevoltajes representativas $f(U)$. Mediante la distribución estadística de la función de probabilidad de fallo o descarga del aislamiento $F(U)$ y de las sobretensiones, se define el riesgo de falla o ruptura R de un elemento como la suma del

total de las probabilidades para todos los sobrevoltajes probables, presentado como el área comprendida entre $f(U)$ y $F(U)$ de la Figura 2.3 y evidenciado en 2.12 [14]. El cálculo del riesgo de fallo permite establecer los valores de aislamiento adecuados para un equipo, estableciendo los límites recomendados comprendidos como la tasa de fallos y obteniendo aislamiento adecuado sin sobre dimensionamiento.

$$R = \int_0^{\infty} f(U) F(U) dU \quad (2.12)$$

2.2.1 FUNCION DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD DE SOBREVOLTAJES $f(u)$

Todos los sobrevoltajes que puedan ocurrir en un sistema eléctrico tienen un factor estadístico. Por consecuencia, la identificación de la distribución estadística de un tipo de sobrevoltaje requiere el empleo de un método probabilístico que pueda describirse mediante el siguiente proceso [14]:

- Determinación de la distribución estadística para todos los parámetros de carácter aleatorio.
- Implementación y modelación matemática que pueda representar el sistema dependiendo del sobrevoltaje.
- Aplicación de un procedimiento de cálculo estadístico. El procedimiento más utilizado es el método de Monte Carlo.

2.2.1.1 Método de Montecarlo

El método numérico de Monte Carlo permite resolver problemas matemáticos mediante el uso de variables aleatorias, utilizado tanto en problemas de naturaleza aleatoria como determinista, se basa en un proceso de simulación iterativo, empleando un conjunto distinto de valores para las variables y parámetros de naturaleza aleatorios en cada nueva simulación. Estos valores aleatorios se generan de acuerdo con la distribución asumida para cada variable y parámetro, siendo evaluados los resultados de manera estadística. Una desventaja del método es la afectación por incertidumbres estadísticas de la naturaleza aleatoria en sus variables y parámetros, que a su vez se traduce en un aumento de la población y el número de eventos para su mitigación, provocando un mayor tiempo de cálculo [15].

El resultado del procedimiento de Monte Carlo para un sistema de sobrevoltajes, es una tabla ordenada de valores pico del voltaje de mayor a menor, o viceversa. Esta puede ser organizada de forma tal que indique, en un determinado intervalo, el número de muestras obtenidas $(u, u + \Delta u)$ y sea representada en forma gráfica evidenciada en la Figura 2.4.

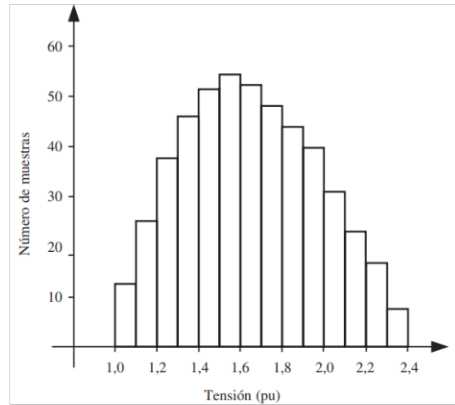


Figura 2.4. Histograma de los valores pico de Sobrevoltajes [14]

2.2.2 FUNCION DE PROBABILIDAD DE DESCARGA DEL AISLAMIENTO $F(u)$

En un aislamiento, la rigidez dieléctrica se puede ser descrita mediante el nivel de aislamiento normalizado, presente en la norma IEC como el voltaje máximo de servicio del sistema o U_m , el cual dependía del voltaje de trabajo al que será sometido el equipo existiendo dos tipos o Gamas denominadas I y II, como se mencionó anteriormente. Aunque los voltajes soportados normalizadas son especificados por valores concretos, el comportamiento de cualquier tipo de aislamiento presenta un carácter estadístico, ciertamente el voltaje soportado por un aislamiento eléctrico es un valor estadístico y por esa razón se rige a las funciones de distribución, Normal o Gaussiana y Weibull [18].

2.2.2.1 Función de Distribución Normal

También conocida como distribución Gaussiana, es una de las más importantes en estudios de probabilidad y estadística y, como toda función de densidad probabilidad, determina el valor probable de ocurrencia para cierto valor específico, y lo hace mediante el uso de los conceptos de valor medio μ y la desviación estándar σ en 2.13 [18]:

$$P(x) = \frac{1}{(\sqrt{2\pi})\sigma} e^{\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}\right]} \quad (2.13)$$

No existe una expresión matemática para la integral de la distribución Normal, o lo que es igual, de su función de distribución acumulada. Además, el intervalo de valores de la

variable aleatoria varía entre el infinito negativo y el positivo, lo cual puede significar que con una función de densidad de probabilidad normal para un determinado tipo de sobrevoltajes se puedan alcanzar valores infinitos, lo que en la práctica no es adecuado. Por estas razones se ha adoptado en algunos estudios de coordinación de aislamiento la distribución de Weibull [14].

2.2.2.2 Función de Distribución Weibull

Determinada mediante los parámetros α o factor de escala, β o factor de forma y λ como la localización, es la distribución recomendada por la IEC para representar la tensión soportada por un aislamiento con auto regeneración en lugar de la distribución normal, representada en 2.14, con su respectiva distribución acumulada en 2.15 [15].

$$f(x) = \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{x - \lambda}{\alpha} \right)^{\beta-1} e^{\left[-\left(\frac{x - \lambda}{\alpha} \right)^\beta \right]} \quad (2.14)$$

$$F(x) = 1 - e^{\left[-\left(\frac{x - \lambda}{\alpha} \right)^\beta \right]} \quad (2.15)$$

2.2.3 SHIELDING FAILURE FLASHOVER RATE – SFFOR

La SFFOR, por sus siglas en inglés, es comprendida como la tasa de falla de apantallamiento que resulta en un contorneo, siendo este entre la cadena de aisladores de fase y los componentes metálicos aterrizados, normalmente presentes como las estructuras. Por ello, la SFFOR parte de la tasa de falla del apantallamiento o Shielding Failure Rate (SFR) la cual medita la totalidad de filas de apantallamiento, que producen y no producen el contorneo. La SFR se expresa en 2.16 y medita la integral entre el valor de la corriente máxima que puede evadir el apantallamiento (I_{MSF}) y cero, al menor valor, junto con el GFD, la función de densidad de probabilidad de la distribución de corriente pico, logarítmica – normal, $f(I)$ y la distancia de falla de apantallamiento dependiente de la corriente $W(I)$ mostrada en la figura 2.5 [19].

$$SFR = 0.2N_g \int_0^{I_{MSF}} W(I) f(I) dI \quad (2.16)$$

$$f(I) = \frac{1}{\sigma I \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{\ln I - \ln \bar{I}}{\sigma} \right]^2} \quad (2.17)$$

Es importante destacar que \bar{I} es el valor medio de la corriente de rayo pico y σ la desviación estándar del logaritmo natural, los cuales son de 30.1 kA y 0.76 respectivamente propuestos por la norma IEEE [19].

Como se precisa, el cálculo de esta tasa de falla depende de tres factores que dependen de la corriente de rayo y consecuentemente tienen carácter aleatorio. Básicamente no es posible alterar este carácter en la atmósfera del lugar en el que se planea realizar una construcción eléctrica, por lo tanto, el elemento que se adecua para soportar y evitar el desabastecimiento energético es la estructura, para lo cual se detalla el modelo electrogeométrico por el cual se define $W(I)$, donde h_p es la altura del conductor de fase.

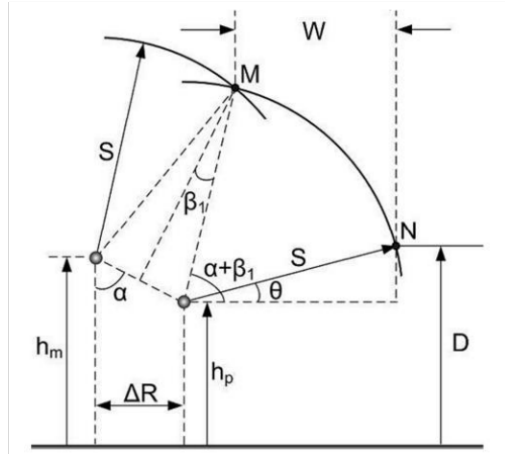


Figura 2.5. Modelo electrogeométrico para análisis de apantallamiento [19]

La distancia de arqueo, r_c o S , mencionada anteriormente y la distancia de arqueo a tierra, r_g o D , son definidas con ciertas constantes A , B y γ , las cuales influyen en el cálculo de la capacidad de apantallamiento de la línea, y para el modelo electrogeométrico de torres en líneas de transmisión provisto por la norma IEEE std 1243 se muestran en 2.18 y 2.19 [8].

$$r_c = S = AI^B = 10I^{0.65} \quad (2.18)$$

$$r_g = D = \frac{A}{\gamma} I^B = A\beta I^B, \beta = \begin{cases} [0.36 + 0.17 \ln(43 - y_c)] \rightarrow y_c < 40m \\ 0.55 \rightarrow y_c \geq 40m \end{cases} \quad (2.19)$$

Para estas distancias se utiliza la altura a máxima flecha y_c del vano de entre 2 torres de la línea de transmisión, y se la dimensiona como la altura de la torre, o de hilo de guarda h_m menos dos tercios de dicha flecha. En consecuencia, se establece la función de la distancia de falla de apantallamiento $W(I)$ mediante las siguientes ecuaciones trigonométricas que expresan los elementos presentes en la Figura 2.5 [19].

$$W(I) = \begin{cases} AI^B [\cos \theta - \cos(\alpha + \beta_1)] \rightarrow I > \left(\frac{\gamma h_p}{A}\right)^{\frac{1}{B}} \\ AI^B [1 - \cos(\alpha + \beta_1)] \rightarrow I \leq \left(\frac{\gamma h_p}{A}\right)^{\frac{1}{B}} \end{cases} \quad (2.20)$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{\Delta R}{h_m - h_p} \right) \quad (2.21)$$

$$\theta = \sin^{-1} \left(\frac{D - h_p}{S} \right) = \sin^{-1} \left(\frac{1}{\gamma} - \frac{h_p}{AI^B} \right) \quad (2.22)$$

$$\beta_1 = \sin^{-1} \left(\frac{\sqrt{\Delta R^2 + (h_m - h_p)^2}}{2AI^B} \right) = \sin^{-1} \left(\frac{[h_m - h_p] \sqrt{1 + \tan^2(\alpha)}}{2AI^B} \right) \quad (2.23)$$

Así mismo, para un modelo electrogeométrico se establece la ecuación para determinar la corriente máxima de falla de apantallamiento mencionada en 2.24 [8].

$$I_{MSF} = \left[\frac{\gamma(h_m + h_p)}{2A(1 - \gamma \sin\{\alpha\})} \right]^{\frac{1}{B}} \quad (2.24)$$

Corrientes más pequeñas a I_{MSF} tendrán la posibilidad de pasar el apantallamiento y producir un contorneo, mejor conocido como flashover, entonces acorde a las normas IEC e IEEE se define a la mínima o crítica I_{cf} que provocará un contorneo y se presenta en 2.25, utilizando el CFO del aislador del conductor y al cual se presentará la ruptura dieléctrica, junto con la impedancia característica bajo efecto corona [8].

$$I_{cf} = \frac{2CFO}{Z_c} \quad (2.25)$$

El valor de la corriente crítica puede calcularse, como se ha mostrado, pero una manera más precisa de estimarla es mediante el estudio de la respuesta transitoria de la línea, como por ejemplo usando el software ATP-EMTP, el cual será el método del presente proyecto.

Al encontrar el valor de la máxima corriente que puede evadir el apantallamiento e impactar directamente en la fase, y la magnitud más baja de este tipo de corrientes que puede provocar un contorneo o flashover del aislador, la forma de calcular es SFFOR es integrar mediante límites a la función de densidad de probabilidad de la corriente, junto con la función de apantallamiento dependiente de la corriente de rayo, presente en 2.26. Los límites, claramente distintos que el SFR, son debido a que el SFFOR ya considera una tasa solo presentando contorneo [2] [8].

$$SFFOR = 0.2N_g \int_{I_{cf}}^{I_{MSF}} W(I)f(I) dI \quad (2.26)$$

2.2.4 BACKFLASHOVER RATE – BFR

Cuando una descarga atmosférica impacta en la torre o en el cable de guarda, produciendo satisfactoriamente un apantallamiento, la corriente en la torre e impedancias que conectan a tierra causan disparos en el voltaje de la torre, específicamente en la diferencia de potencial que pueda presentarse entre el conductor de fase y la estructura que separa su respectiva cadena de aisladores. El momento en que este voltaje supera un valor crítico representado por la cadena de aisladores, ocurre un contorno conocido como backflash o backflashover. Para cuantificar este número de contorneos en líneas de transmisión, se presenta el BFR o Back Flashover Rate, por sus siglas en inglés, al igual que el SFFOR representa una tasa de contorneos en 100 km de línea al año y se basa en la identificación de una corriente de rayo mínima que impacte en la estructura y genere el contorno, conocida también como corriente crítica I_{cb} pero distinta al cálculo del SFFOR, a la que corrientes mayores producirán también la descarga inversa. Mediante la determinación de esta corriente se procede a calcular la integral de la función de densidad de probabilidad, obteniendo así la probabilidad de que la corriente de rayo de una descarga atmosférica exceda cierto valor determinado, presente en la ecuación 1.27, y multiplicándolo por el número de descargas que pueden impactar en 100 km de línea N_L y una constante, se obtiene el BFR, identificado en 2.27 [2] [8] [11].

$$BFR = 0.6N_L \int_{I_{cb}}^{\infty} f(I) dI = 0.6N_L P(I > I_c) \quad (2.27)$$

De igual manera que para la determinación del SFFOR, la corriente crítica con la que se calcula el BFR será identificada mediante el uso del software ATP/EMTP en este proyecto.

2.3 MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN EN ATP

EMTP o programa de transitorios electromagnéticos, Electromagnetic Transients Program por sus siglas en inglés, fue un software desarrollado en la década de los 60 por Hermann W. Dommel, quién a finales de esa década hace público su método de solución. Unos años después, el doctor Dommel transfiere la responsabilidad del proyecto a la Boneville Power Administration, o BPA, quien desde entonces se ha expandido y distribuido el programa siendo desarrollados modelos también por otras empresas y universidades. En 1984, cuando no se aprobó la comercialización del EMTP, el programa alternativo de transitorios o ATP, Alternative Transients Program por sus siglas en inglés, fue desarrollado. Hoy en día ATP es la versión gratuita del EMTP y se implementa para utilizar su preprocesador gráfico ATPDraw, en el cual el usuario puede construir circuitos eléctricos polifásicos y simularlos como herramienta de modelamiento y análisis de fenómenos transitorios de naturaleza

electromagnética, utilizando una basta cantidad de componentes y elementos para su diseño [20].

2.3.1 Modelamiento de la Red

Tabla 2.3. Tipos de enfoque para el estudio de sobrevoltajes de frente rápido [11]

	Uso de un programa de transitorios electromagnéticos	No uso de un programa de transitorios electromagnéticos
Enfoque estadístico	1.Método semi – estadístico 2.Método estadístico descrito en 10.2	-----
Enfoque no estadístico	3.Enfoque determinístico	-----
Enfoque estadístico simplificado	4.Método descrito en el anexo F de IEC 60071-2	5.Método descrito en el anexo F de IEC 60071-2

Para cada elemento utilizado en la red de transmisión será necesaria su representación, para su posterior simulación en ATPDraw. En este contexto cada elemento debe modelarse de acuerdo a sus características y su comportamiento, sean estos conductores, estructuras, aisladores o fuentes, con la finalidad de que el comportamiento del sistema sea lo más fiel, en la medida de lo posible, a la realidad. Según la norma IEC TR 60071-4 [11], se proponen las metodologías mostradas en la Tabla 2.3 para el análisis de sobrevoltajes de frente rápido, producidas por descargas atmosféricas. Se utilizará el método estadístico descrito en la sección 10.2 de la norma IEC TR 60071-4 que considera la naturaleza aleatoria de las descargas atmosféricas para estimar el riesgo de falla.

2.3.1.1 Fuente tipo rayo

Para simular el comportamiento de una descarga atmosférica se utilizará una fuente tipo rayo con un modelo de onda Heidler. Se representaría como una onda normalizada de doble rampa, definida por su amplitud I_f o corriente pico, por su tiempo de frente t_f y por su tiempo de cola t_h , mostrados en la figura 2.6 [11].

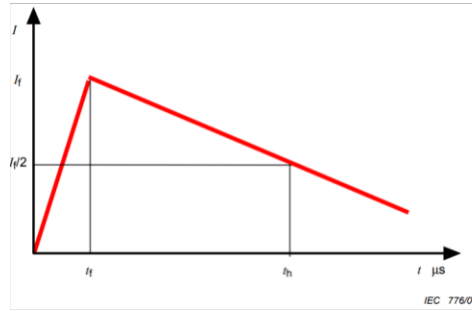


Figura 2.6. Forma de onda doble rampa [11]

Los valores característicos de frente rápido son de 1,2 μs para frente de onda y 50 μs para su tiempo de cola, pero en la práctica estos parámetros son variables aleatorias a las que se les puede aplicar una distribución de probabilidad, por lo tanto, utilizando el método de Monte Carlo y ejecutando las simulaciones estadísticas para obtener los parámetros de sobrevoltaje tipo rayo con inyección de corriente, se obtiene valores cuyos rangos se encuentran dentro de los presentados en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Parámetros característicos de forma de onda tipo rayo [14]

	Rango	Valor Representativo
I_f [kA] Corriente de rayo	1 – 400	30
T_f [us] Tiempo de frente	1 – 15	2
T_c [us] Tiempo de cola	10 – 200	50
Descargas por Rayo	1 – 26	4

Según el método estadístico dispuesto por la norma IEC RT 60071-4 [12], se recomienda utilizar 2.28 como una manera de establecer el tiempo de frente de onda t_f en μs , a partir de la corriente pico de la descarga atmosférica I_f en kA pico que sean mayores a 20 kA.

$$t_f = 0.154(I_f)^{0.624} \quad (2.28)$$

Mediante 2.28 es posible realizar las simulaciones que corresponden a la caracterización del BFR, debido a que los sobrevoltajes que producen el Flashover producido por sobrevoltajes de tipo inverso comprenden a corrientes de rayo que se encuentran dentro de un rango de 20 a 200 kA. Por otro lado, el estudio de contorneo del aislamiento correspondiente a descargas atmosféricas que impactan directamente en la línea de transmisión, puede ser realizado mediante 2.29 y pertenece un tiempo de frente de onda t_f representativo que pertenezca a un rango de corrientes de rayo comprendidas entre 3 y 20 kA, en μs [21].

$$t_f = 1.77(I_f)^{0.188} \quad (2.29)$$

Además, para el estudio del tiempo de cola se establece un valor fijo de 100 μ s debido a que este valor es lo suficientemente alto como para representar el tiempo de cola de una descarga atmosférica. La impedancia del camino de descarga tipo rayo es representada como una resistencia en paralelo a la fuente de corriente, para el tipo de estudio en cuestión la CIGRE recomienda utilizar un valor de 400 Ω [2].

2.3.1.2 Torres de transmisión

Como se mencionó anteriormente, ante una descarga atmosférica la torre de transmisión puede representarse como una impedancia de parámetros distribuidos de carácter monofásico. En la investigación existen varios modelos para representar estos parámetros, pero la norma IEC 60071-4 establece un modelo específico que puede ser utilizado con la intención este tipo de sobrevoltajes, el cual se muestra en la Figura 2.7 [11].

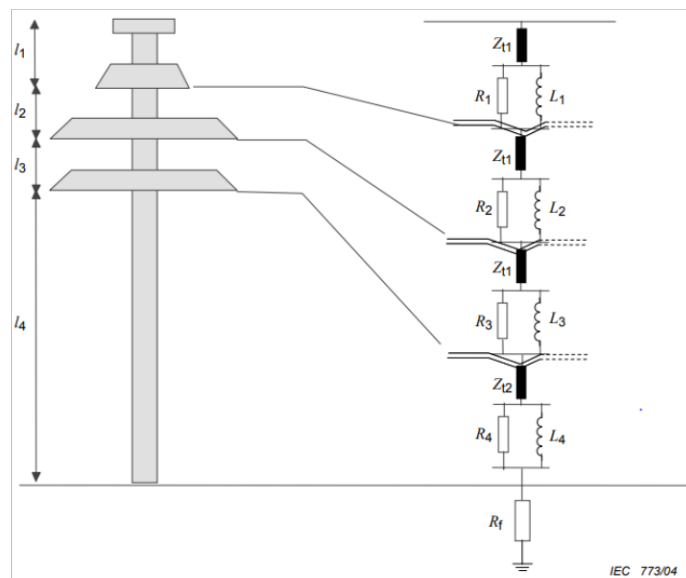


Figura 2.7. Modelo de parámetros distribuidos para la torre de transmisión

La norma establece los valores de 220 Ω para Z_{t1} y 150 para Z_{t2} , y que el cálculo de los demás parámetros distribuidos dependa de la geometría de la torre, comprendidos como las distancias l_1 , l_2 , l_3 y l_4 , la velocidad de propagación de onda y el tiempo que esta relaciona τ , y la constante de atenuación a lo largo de la torre, γ , que tiene un valor de 0,8944. Estos cálculos se realizan a partir de las siguientes ecuaciones [11]:

$$\tau = 2 \frac{(l_1 + l_2 + l_3 + l_4)}{c} \quad (2.30)$$

$$r_1 = 2Z_{t1} \frac{\ln\left(\frac{1}{\gamma}\right)}{(l_1 + l_2 + l_3)} \quad (2.31)$$

$$r_2 = 2Z_{t2} \frac{\ln\left(\frac{1}{\gamma}\right)}{l_4} \quad (2.32)$$

$$R_1 = r_1 l_1, R_2 = r_1 l_2, R_3 = r_1 l_3 \quad (2.33)$$

$$R_4 = r_2 l_4 \quad (2.34)$$

$$L_1 = R_1 \tau, L_2 = R_2 \tau, L_3 = R_3 \tau, L_4 = R_4 \tau \quad (2.35)$$

En la Tabla 2.5 se presentan las dimensiones en cruceta de una de las torres tipo de geometría cilíndrica y simétrica, con el mismo modelo presentado en la Figura 2.10 y especificada en el Anexo 3, en la cual se detallan las cuatro torres tipo proporcionada por CELEC EP, suspensión ligera SL2, suspensión pesada SP2, angular ligera AL2 y terminal o de ángulos pesados AR2, que serán utilizadas en la simulación.

Tabla 2.5. Coordenadas de la torre tipo SP2 – Suspensión Pesada

Coordenada	X [m]	Y [m]
Hilo de guarda 1	-2.6	43.5
Hilo de guarda 2	2.6	43.5
Cruceta fase A1	-5.25	26.625
Cruceta fase B1	-5.75	33.375
Cruceta fase C1	-5.25	40.125
Cruceta fase A2	5.25	26.625
Cruceta fase B2	5.75	33.375
Cruceta fase C2	5.25	40.125

Mediante las coordenadas de la Tabla 2.5 es posible obtener los valores de l_1 , l_2 , l_3 y l_4 calculados como 3,375, 6,75, 6,75 y 26,625 metros respectivamente. Por consecuencia, los parámetros representativos de la torre tipo son expuestas en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6. Parámetros de la torre tipo SL2 – SP2

Parámetro	[Ω]	Parámetro	[Ω]	Parámetro	[μH]
r_1	2.9099	R_1	9.821	L_1	2.84809
r_2	1.25749	R_2	19.64198	L_2	5.6961742
Parámetro	[μs]	R_3	19.64198	L_3	5.6961742
τ	0.29	R_4	33.48065	L_4	9.7093885

Mediante el mismo procedimiento se calculan los parámetros y se presentan las dimensiones de las demás torres tipo, tomando en cuenta que se realizaron varias consideraciones de las características presentes en la configuración línea – torres, para toda la estructura de transporte de energía que se pretende diseñar, estos valores son promediados y presentados en la tabla 2.7, siendo necesarios para la modelación y posterior simulación de la misma. Un ejemplo claro de este proceso es la altura de las torres que se definió utilizando la altura de diseño de todas las torres, la cual variaba entre 38 y 42,5 metros, siendo la respuesta tomada a criterio entre el personal de trabajo del área en CELEC EP. De igual manera, existe un segundo caso presente en el proceso, este se presenta en la elección de la flecha para cada tramo y se la promedia utilizando las regulaciones nacionales que definen la construcción de las líneas de transmisión, la cual es de un mínimo de 9 metros para la fase más baja, obteniéndose dos valores presentes por dos configuraciones específicas [19].

Tabla 2.7. Valores promedio representativos para simulación

Vano [m]	350	Resistencia de pie de torre [Ω]	10
Altura torres [m]	40	Resistividad del suelo [$\frac{\Omega}{m}$]	50
Flecha para SL2, SP2 y AL2 [m]	10	Máximo contrapeso para pie de torre [m]	30
Flecha para AR2 [m]	6	Nivel cerámico [días con descarga al año]	60

Tabla 2.8. Coordenadas de las torres tipo

Coordenada	SL2		AL2		AR2	
	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]	X [m]	Y [m]
Hilo de guarda 1	-3.3	43.5	-3.65	40.5	-3.5	38
Hilo de guarda 2	3.3	43.5	3.65	40.5	3.5	38
Cruceta fase A1	-5.25	26.625	-5.25	22.5	-5	18
Cruceta fase B1	-5.75	33.375	-5.75	29.5	-5.5	26
Cruceta fase C1	-5.25	40.125	-5.25	36.5	-5	34
Cruceta fase A2	5.25	26.625	5.25	22.5	5	18
Cruceta fase B2	5.75	33.375	5.75	29.5	5.5	26
Cruceta fase C2	5.25	40.125	5.25	36.5	5	34

Tabla 2.9. Parámetros de la torre tipo AL2

Parámetro	[Ω]	Parámetro	[Ω]	Parámetro	[μH]
r_1	2.728053	R_1	10.9122	L_1	2.9462975
r_2	1.48803	R_2	19.09637	L_2	5.156021
Parámetro	[μs]	R_3	19.09637	L_3	5.156021
τ	0.27	R_4	33.48065	L_4	9.0397763

Tabla 2.10. Parámetros de la torre tipo AR2

Parámetro	[Ω]	Parámetro	[Ω]	Parámetro	[μH]
r_1	2.45525	R_1	9.821	L_1	2.4879845
r_2	1.86	R_2	19.64198	L_2	4.975969
Parámetro	[μs]	R_3	19.64198	L_3	4.975969
τ	0.2533	R_4	33.48065	L_4	8.4817654

Simulando las torres de transmisión también se utilizará el valor de la impedancia de pulso presentada mediante 1.29 y 1.30, este valor servirá para representar el comportamiento de las torres de transmisión adyacentes y lejanas al lugar del impacto de la descarga atmosférica. Estos valores, dependiendo de la torre se muestran en la Tabla 2.11.

Tabla 2.11. Impedancias de impulso para torres adyacentes

Torre Tipo	SL2-SP2	AL2	AR2
$Z_t[\Omega]$	123.7969	119.5093734	118.3535303
$\tau[\mu s]$	0.170588	0.15882353	0.1490196

2.3.1.3 Puesta a tierra

El modelado de la puesta a tierra debe considerar una resistencia no lineal para reducir el efecto de ionización que se produce debido a las altas corrientes a tierra que se presentan durante una descarga a alta frecuencia. Este fenómeno se representó anteriormente mediante 1.31 y 1.32, pero debido a que es necesario dimensionar el valor de esta resistencia a 10 ohmios, se utilizará un modelo de parámetros distribuidos como se denota en la Figura 2.8. Los electrodos son identificados como un circuito equivalente serie – paralelo donde R es la resistencia en paralelo, L la inductancia serie y C la capacitancia en paralelo. Las ecuaciones de este circuito son similares a las ecuaciones de una línea con

parámetros distribuidos y dependen de la longitud del conductor, el radio del conductor, la profundidad de enterrio, la resistividad del suelo y la permitividad del suelo [20].

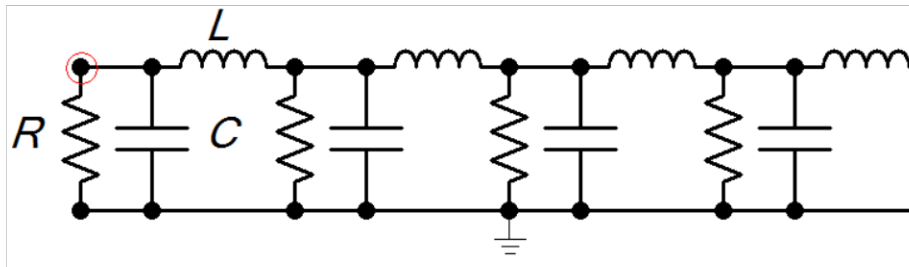


Figura 2.8. Circuito equivalente a alta frecuencia de electrodos aterrizados

Con el objetivo de simular una puesta a tierra de 10 ohm de resistencia, los valores de R, L y C corresponden a los valores que parte de las ecuaciones del modelo distribuido descritas mediante 2.36, 2.37 y 2.38 [20].

$$R_i = \frac{\rho n}{2\pi l} \left(\ln \left[\frac{4l}{a} \right] - 1 \right) \approx 180 \Omega \quad (2.36)$$

$$L_i = \frac{\mu_o l}{2\pi n} \left(\ln \left[\frac{4l}{a} \right] - 1 \right) \approx 0.7 \mu H \quad (2.37)$$

$$C_i = \frac{2\pi \epsilon l}{n} \left(\ln \left[\frac{4l}{a} \right] - 1 \right) \approx 2 nF \quad (2.38)$$

2.3.1.4 Línea de transmisión

Entre los modelos provistos por el Alternative Transient Program para la simulación de una línea de transmisión, Bergeron, PI, Semlyen, y Noda, se encuentra el modelo JMarti. Siendo este el utilizado como la vía para el transporte de las ondas pertenecientes no solo a la energización, sino también a los fenómenos atmosféricos propuestos, es el más utilizado para el cálculo de transitorios de alta frecuencia. Utiliza los parámetros de propagación de onda en sus conductores, como la impedancia característica, aprovechando los procedimientos de Bode para aproximar las magnitudes de las funciones. Este modelo utiliza la configuración y características en la que se encontrarán sus conductores, sean estos de fase o hilos de guarda, tal como se indica en la Figura 2.9, por ello es necesario especificar las características de los conductores a utilizarse, presentes en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12. Parámetros de conductor ACAR 750 y Acero 3/8

Fase / Guarda	Diámetro [mm]	Peso [kg/km]	Resistencia DC a 20°C [Ω/km]
ACAR 750 MCM	25.31	1046	0.0816
Acero 3/8	9.52	407	2.6688

Es vital mencionar que para cada torre tipo, habrá un modelo JMarti distinto, porque las dimensiones y posiciones para los conductores depende de las torres y la longitud de la cadena de aisladores. Además, para las torres tipo se planeó también utilizar un haz de dos conductores con 33 cm de espaciamiento por haz.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	1.265	0.0816	-5.25	23.525	13.525	33	0	2
2	2	0	1.265	0.0816	5.25	23.525	13.525	33	0	2
3	3	0	1.265	0.0816	-5.75	30.275	20.275	33	0	2
4	4	0	1.265	0.0816	5.75	30.275	20.275	33	0	2
5	5	0	1.265	0.0816	-5.25	37.025	27.025	33	0	2
6	6	0	1.265	0.0816	5.25	37.025	27.025	33	0	2
7	7	0	0.476	2.6688	-2.6	43.5	33.5	0	0	1
8	8	0	0.476	2.6688	2.6	43.5	33.5	0	0	1

Figura 2.9. Configuración modelo de línea con estructura SP2 y 3.1m en aislador

2.3.1.5 Cadena de aisladores

Para un caso de estudio sobre el contorneo del material aislante entre una fase y estructura en líneas de transmisión, implica modelar eléctricamente cada fase acoplada a su respectivo elemento estructural. En este contexto, la cadena de aisladores puede ser representados como interruptores controlados por voltaje, empleando tanto curvas voltaje – tiempo, como métodos de integración. El método que será utilizado para este modelamiento será el de emplear las curvas voltaje – tiempo que puedan representar el comportamiento de un sobrevoltaje entre los dos puntos de contacto en un aislador. En el software ATP existe un objeto previamente diseñado en la Aristotle University of Thessaloniki, denominado ISF object, que viene de las siglas Insulator String Flashover. El uso de este objeto en la aplicación de los sobrevoltajes presentados por descargas atmosféricas se basa en 2.39, donde se expresa la distancia de la cadena de aisladores D en metros, y el tiempo que pueda transcurrir para que ocurra el contorneo t_c , cuando se aplica un voltaje dado [21].

$$V_{FO} = \left(400 + \frac{710}{t_c^{0.75}} \right) D \quad (2.39)$$

Es importante destacar que t_c , en μs , es cuantificado como la suma de tiempo de inicio para corona, comúnmente asumido como cero, el tiempo de propagación de onda y el tiempo de propagación del líder [21]. El único valor que será modificado para la simulación del proyecto será la distancia D, tomando en cuenta que la variable MS se encuentre en 1 proporcionando el modelo voltaje – tiempo, como se indica en la figura 2.10.

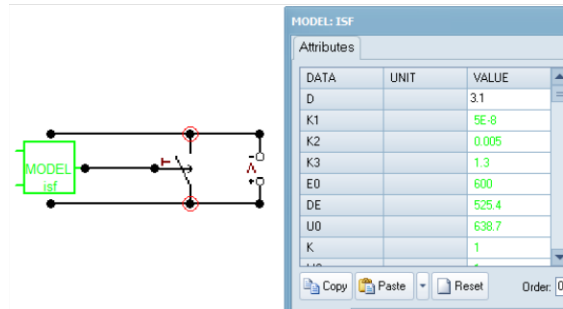


Figura 2.10. Objeto ISF utilizado para simular la cadena de aisladores

Una vez definidos todos los elementos que componen al modelo propuesto para lograr simular el comportamiento transitorio de una corriente de rayo, es necesario presentar vitalmente este conjunto mediante la Figura 2.11.

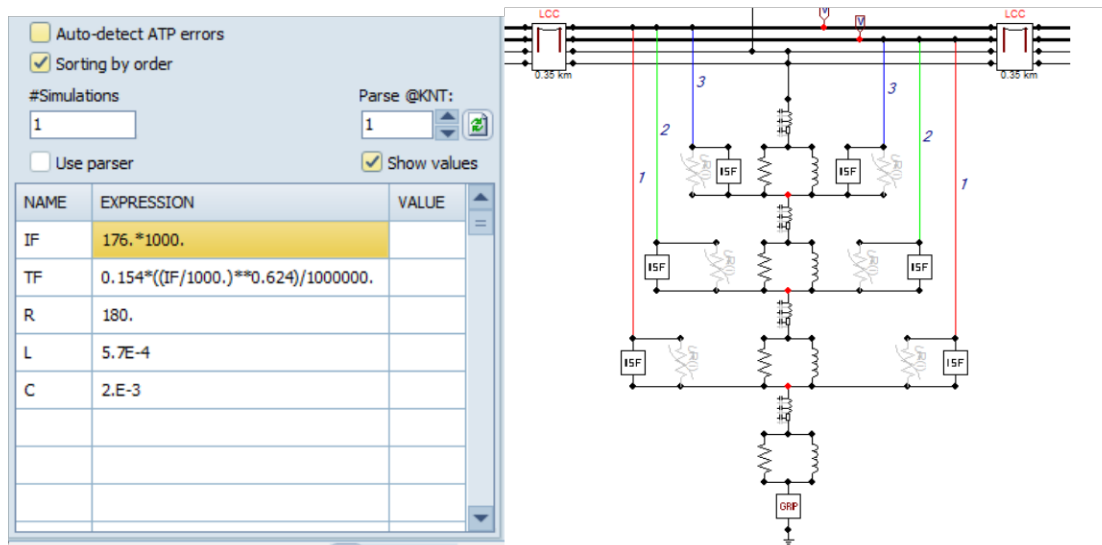


Figura 2.11. Variables y modelos implementados en el software ATP

2.3.2 Simulación de Fallo de Apantallamiento

Básicamente lo que se propone realizar en el software ATP es simular la respuesta transitoria presentada en las cadenas de aisladores que conectan a la línea de transmisión con la estructura producida por la estadística aparición de una descarga atmosférica sea esta que impacte en la torre o los hilos de guarda, o que evada el apantallamiento e impacte

directamente en los conductores de fase. Todo esto con el objetivo de obtener el valor de corriente al que la cadena de aisladores sufra un contorneo.

En el caso específico de que la corriente del rayo sea lo suficientemente baja y se produzca en el lugar correcto para evadir el apantallamiento producido por los hilos de guarda, existen dos casos importantes que simular. El primero se relaciona con la corriente mínima o crítica que produzca el contorneo de los aisladores con la estructura, denominada anteriormente como I_{cf} , y para la cual es necesaria la implementación del modelo propuesto, presentado en la Figura 2.12 y que se encontrará en el Anexo 4.

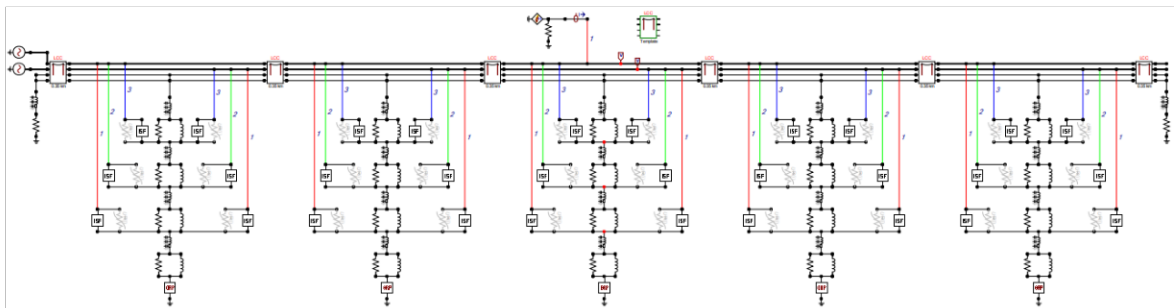


Figura 2.12. Modelo implementado para falla de apantallamiento

Es clave describir el funcionamiento de la configuración en los modelos utilizados para simular las fallas de apantallamiento. Como se ha presentado anteriormente, la falla de apantallamiento se genera cuando una descarga atmosférica impacta directamente en el conductor de fase. Esto implica básicamente que la fuente Heidler de corriente será conectada directamente en el conductor de fase, esto claramente supone 6 escenarios, 6 simulaciones para cada conductor de fase. Conectada al conductor de fase, se configura la cadena de aisladores, y en consecuencia la configuración de la torre de transmisión, eléctricamente aterrizada de igual manera mediante un elemento agrupado conformado por la resistencia, la inductancia y la capacitancia en configuración de parámetros distribuidos. A partir de este punto, entra en juego el modelo de línea JMarti, que provee del seccionamiento por vano entre torres. Aplicando la misma configuración, se utiliza 4 vanos de 350 metros, cada uno con sus respectivas torres y conexiones entre aislador y línea. Como una última extensión en el modelamiento se implementan dos vanos más rematados a los extremos con una impedancia representativa de las torres, conectada a una resistencia en serie equivalente a la del grupo distribuido, pero lineal con un valor a 10 ohmios. La energización de la línea se presenta con ondas de voltaje trifásica a 230 kV, mediante dos fuentes ACSOURCE genéricas en las que se implementará dicho voltaje a 60 Hz. Se ha considerado utilizar una denominación de izquierda a derecha para las torres, empezando con el remate en la energización como la torre 1, pasando por la torre del

centro con el modelo completo y sus aisladores como la torre 4 donde se produce la descarga atmosférica, hasta llegar al último remate conocido como la torre 7.

El objetivo de representar de esta manera la configuración de una sección aproximada a los 2100 metros de línea, es obtener el valor de la mínima corriente de rayo que provoque el contorneo entre la cadena de aisladores y la fase I_{cf} , la corriente crítica para calcular el SFFOR. Se ha aclarado que el estudio de este índice se lo realiza basado en el apantallamiento provisto para el conductor más alto, ya que éste es el que presenta el menor apantallamiento por parte de los hilos de guarda, en ese contexto es posible comprender que sería solo necesario simular los casos para las corrientes que caen en los dos conductores que se encuentran más alto. El procedimiento para determinar la corriente crítica será de prueba y error, utilizando 2.29 se implementará el tiempo de frente para los valores de corriente de rayo que serán los modificados de la fuente Heidler y con los que se presentará el contorneo, estos valores de corriente han permanecido dentro del rango propuesto de 3 a 20 kA, como se presentará en los resultados.

2.3.3 Simulación de Contorneo Inverso

De la misma manera en que se obtiene la corriente crítica para una falla de apantallamiento, es posible simular una falla producida inmediatamente después de que el apantallamiento logra ser exitoso, y la energización de la torre producida por la corriente de la descarga atmosférica logra ser tal, que se produce la disrupción de material aislante presente en la cadena de aisladores, llegando así a afectar al conductor de fase.

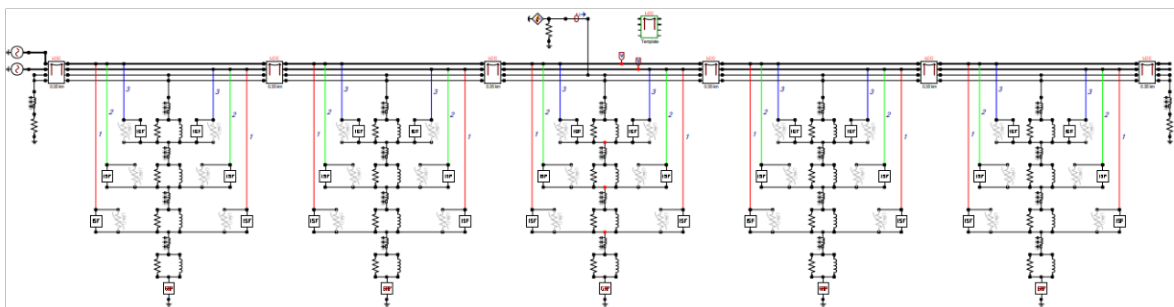


Figura 2.13. Modelo implementado para representar el contorneo inverso

Como se evidencia en la Figura 2.13, la simulación consiste en conectar la fuente que representa a la corriente de rayo, directamente con el hilo de guarda o la torre de transmisión, que se mantiene aislada de los conductores de fase. El modelo presente, al igual que para el fallo de apantallamiento, mantiene las 6 secciones de líneas separando a las 5 torres de transmisión con su modelo completo y a los 2 remates en los extremos. De

igual manera, se plantea utilizar 2.28 para determinar el tiempo de cresta correspondiente para un valor de corriente determinado que se encuentra por encima de los 20 kA con el objetivo de obtener la corriente de rayo crítica I_{cb} , que permita precisa el índice de salidas BFR. En este caso la corriente crítica del rayo es la corriente mínima a la que puede ocurrir este contorneo inverso, por lo tanto, es la corriente que produce el contorneo de la primera cadena de aisladores. Este procedimiento de prueba y error es utilizado por su practicidad, ya que el software ATP permite evidenciar las señales de voltaje que puedan generarse en todos los puntos del sistema, por ello y debido a la agilidad para tiempos de simulación comprendidos entre los 50 y 500 μ s, la identificación del valor de corriente de rayo es práctica.

Después de obtener los valores de corriente crítica para todos los casos y todos los tipos de torre, es posible determinar los índices de salida SFFOR y BFR mediante cálculos prácticos utilizando las ecuaciones descritas en el punto 2.2.3 y 2.2.4. Por esta razón se ha desarrollado una rutina en Matlab, que utiliza las dimensiones de las torres de transmisión junto con las corrientes críticas de cada índice para agilizar el proceso de cálculo, y ofrecer así, favorablemente resultados con celeridad. El código planteado se presentará en el Anexo 5, y los resultados serán profundizados en el siguiente capítulo.

2.3.4 Modelo para descargadores

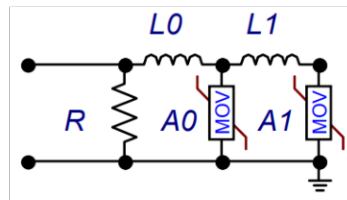


Figura 2.14. Modelo PINCETI de descargador dependiente de la frecuencia [23]

Con el objetivo de simular el funcionamiento de los descargadores para tramos de la línea de transmisión en los que el nivel cerámico sea demasiado elevado, se plantea realizar una simulación para identificar los beneficios de su uso. El modelo planteado para representar este tipo de elemento en el software ATP, se muestra en la Figura 2.14 y es una derivación del modelo para descargadores propuesto por norma IEEE, denominado modelo PINCETI. Este modelo consiste de dos resistencias no líneas A_0 y A_1 , dos inductancias L_1 y L_0 , y una resistencia de valor lineal igual a 1 M Ω . El cálculo de las inductancias se los realiza mediante 2.40 y 2.41 [23].

$$L_1 = \frac{1}{4} \frac{V_{r1/T2} - V_{r8/20}}{V_{r8/20}} V_n \quad (2.40)$$

$$L_0 = \frac{1}{12} \frac{V_{r1/T2} - V_{r8/20}}{V_{r8/20}} V_n \quad (2.41)$$

Donde V_n es el voltaje del descargador, $V_{r8/20}$ es el voltaje residual para un crecimiento de corriente a 10 kA con una onda de 8/20 μ s y $V_{r1/T2}$ es el voltaje residual a un crecimiento de corriente a 10 kA con una onda de 1/ T_2 μ s, sin especificar el tiempo de cola ya que varía con el fabricante [23]. Estos valores dependen del descargador y para el caso de la línea de transmisión, sus características principales se muestran en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13. Características del Pararrayos Clase 3 tipo PEXLIM Q

Voltaje máximo del sistema	Voltaje nominal del descargador	Voltaje residual a 10 kA, 8/20 μ s	Voltaje residual a 10 kA, 1/2 μ s
245 kV	192 kV	452 kVp	497 kVp

Las características de las resistencias no lineales A_0 y A_1 , por otro lado, se definen mediante las curvas mostradas en la Figura 2.15, las cuales están referidas al valor pico del voltaje residual medido una prueba de descarga tipo rayo a 10 kA, $V_{r8/20}$ [23].

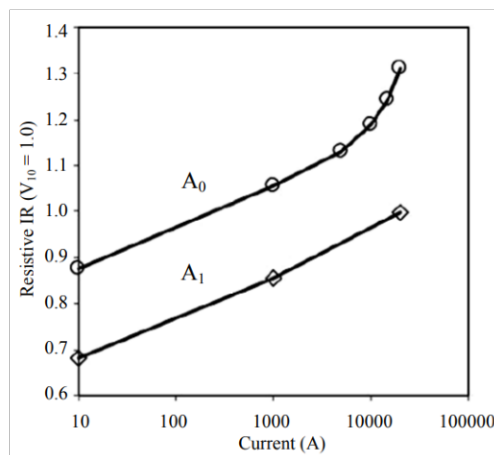


Figura 2.15. Características no lineales para A_0 y A_1 [23]

Los valores calculados para L_1 y L_0 son de 4,779 μ H y 1,5929 μ H respectivamente y serán los utilizados para proceder con la simulación en la línea de transmisión.

3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

La tercera etapa en el diseño de la línea de transmisión es la deliberación de las tasas de falla para los sobrevoltajes presentados por descargas atmosféricas. Conocidos como SFFOR y BFR, estos índices serán interpretados en este capítulo con el objetivo de concluir con el dimensionamiento en la geometría de las torres y la longitud de la cadena de aisladores a implementarse.

3.1 CORRIENTE CRÍTICA DE CONTORNEO INVERSO I_{cb}

A diferencia de la característica de conducción en una línea de transmisión, la onda viajera que se produce al impacto de una descarga atmosférica en el hilo de guarda o la torre tiene varios caminos de dispersión y los sobrevoltajes que se generan por esta característica, se concentran en el lugar del impacto. En la Figura 3.1 se presenta el diagrama esquemático para simular los sobrevoltajes generados por una descarga atmosférica que impacta entre dos torres de transmisión, en este caso entre torre 3 y 4.

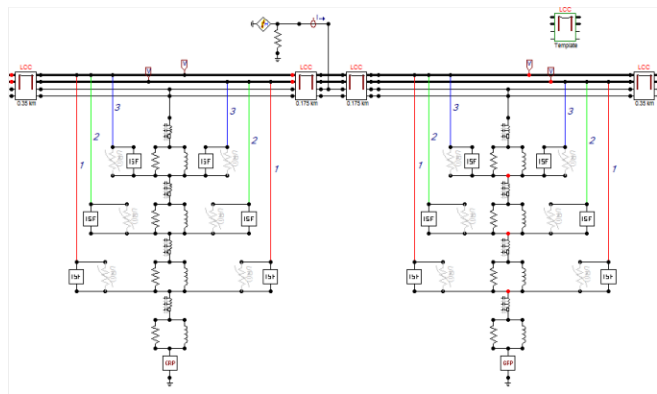


Figura 3.1. Diagrama esquemático de impacto el guarda entre torres

Al observar los voltajes de línea generados por una descarga atmosférica con un valor de corriente de 226 kA pico, presentados en la Figura 3.2, se nota como sus valores son de la misma magnitud y conservan casi la misma forma de onda, básicamente repartiendo la onda viajera entre las dos estructuras, y como sigue su recorrido disminuyendo su magnitud, mediante la descarga en estructuras junto con tierra y atrasándose a la distancia de aproximadamente 875 metros, en la Figura 3.3 reflejando a los voltajes de línea en la torre 6. Tomando en cuenta que aún no se genera el contorneo inverso.

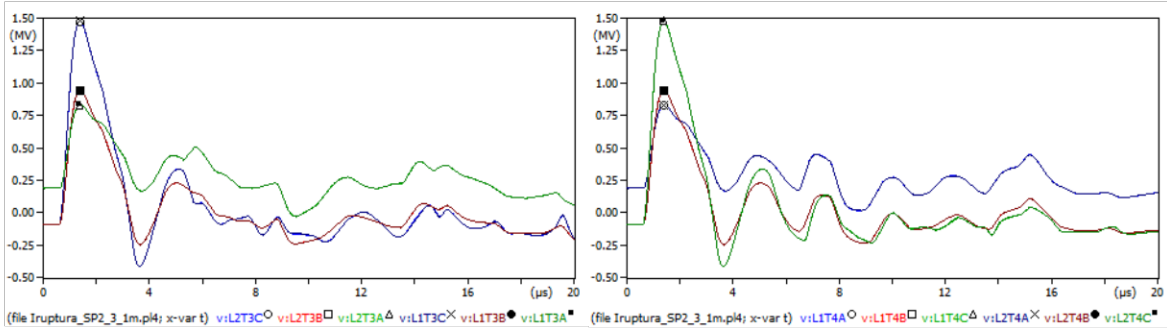


Figura 3.2. Voltajes de línea por impacto en guarda entre torres 3 (izquierda) 4 (derecha)

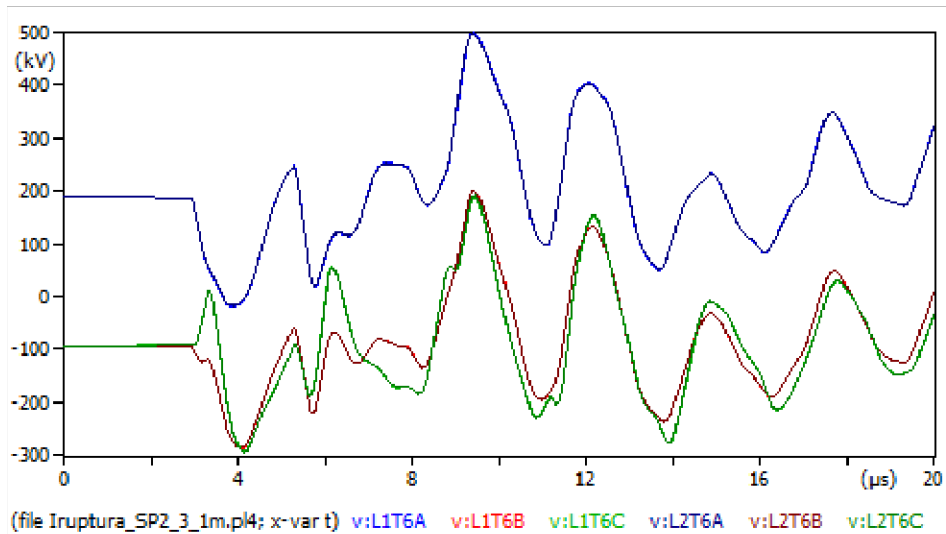


Figura 3.3. Voltajes de línea transitorio en torre 6

Realizando la simulación del impacto en el hilo de guarda o eléctricamente también como el tope de la torre 4, siendo la torre central de diagrama esquemático, con una magnitud de corriente de rayo pico en los 174 kAp se obtiene los voltajes presentados en la Figura 3.4, los cuales indican un contorneo de aisladores mediante el voltaje en terminales de la cadena (arriba), siendo negativos, y el paso abrupto del voltaje de línea en la fase A por el arco eléctrico desde la torre hacia ella (abajo). Este es el valor de la corriente crítica de ruptura que produce el contorneo inverso, ya que es la corriente mínima de rayo que produce el voltaje suficiente para producir dicho fenómeno en los aisladores.

La corriente que provocaba el contorneo para el diagrama esquemático de impacto entre torres correspondía a una magnitud pico de 227 kAp, evidentemente permite comprender que, el caso de estudio necesario para obtener la I_{cb} , es el impacto en torre concebido como más crítico. Este procedimiento ha de realizarse del mismo modo para las demás torres tipo, siendo la corriente pico de rayo el punto en el que ocurra el backflash para el primer aislador que lo presente.

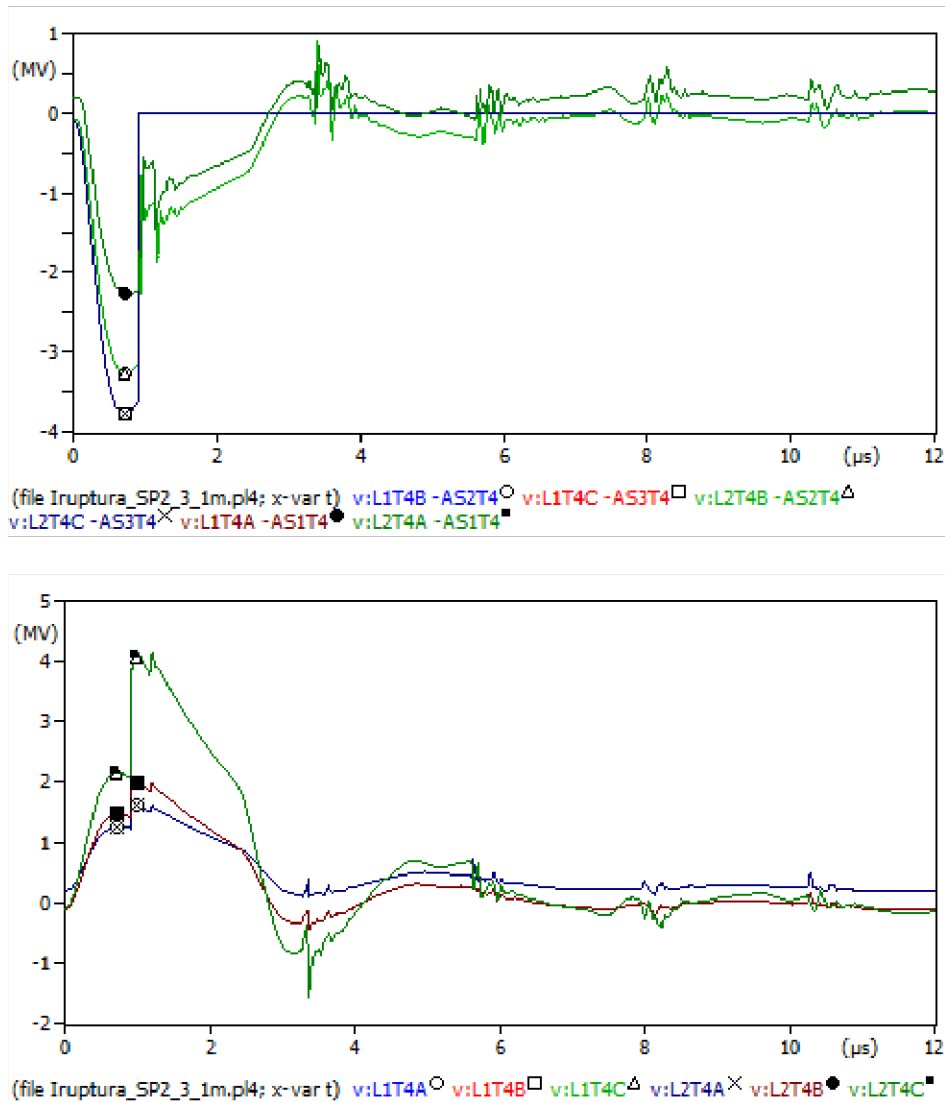


Figura 3.4. Sobrevoltajes en torre 4 por contorneo inverso

En la Tabla 3.1 puede evidenciarse los valores obtenidos de la corriente crítica de Backflashover para cada torre tipo previstas en el diseño. Este valor es el necesario para calcular el BFR en cada caso.

Tabla 3.1. Corrientes críticas de contorneo inverso obtenidas de las simulaciones

Torre Tipo	Corriente crítica de ruptura I_{cf} [kA]
SP2	174
SL2	176
AL2	171
AR2	155

3.2 CORRIENTE CRÍTICA DE APANTALLAMIENTO I_{cf}

Debido a la naturaleza de transporte energético, las señales de sobrevoltaje presentes en las líneas de transmisión provocados por una descarga directa en el conductor de fase, comprometen a todo el circuito conectado eléctricamente. Un ejemplo para este tipo de simulación es el que se utiliza para las torres tipo SP2, en la Figura 3.5 se puede apreciar los sobrevoltajes de línea que se generan al impactar un rayo con una corriente de 8,53 kA pico en la fase C2, la más alta junto a la C1, de la torre 6. El valor pico del sobrevoltaje es de aproximadamente 1700 kV, llegando a alcanzar el CFO de la cadena de aisladores y provocar el contorneo con ese valor de corriente de rayo, evidenciándose con un voltaje de cero al pasar el transitorio para la fase en cuestión.

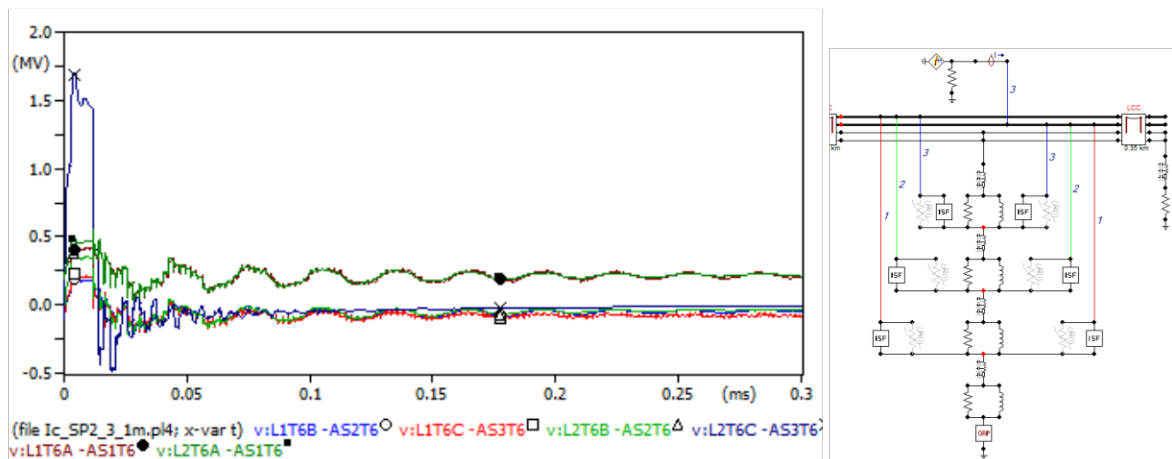


Figura 3.5. Voltaje en líneas por impacto de rayo en fase C2 de la torre 6 estructura SP2

Al realizar la misma simulación, es decir, provocando el impacto en la misma fase C2, este valor de corriente de rayo disminuye a 7.05 kA presentando ligeros efectos por la conexión de la línea ya que, como se muestra en la Figura 3.6 el voltaje de línea en la torre 6 (arriba) es el que define el punto de contorneo al presentar el CFO alcanzado, mientras que, aunque los voltajes de línea en la torre 4 (abajo) demuestran el contorneo con voltaje cero, son menores a los de la torre 6 durante el transitorio, que en la configuración es la más alejada de la fuente de voltaje ideal que provee la energización de la línea.

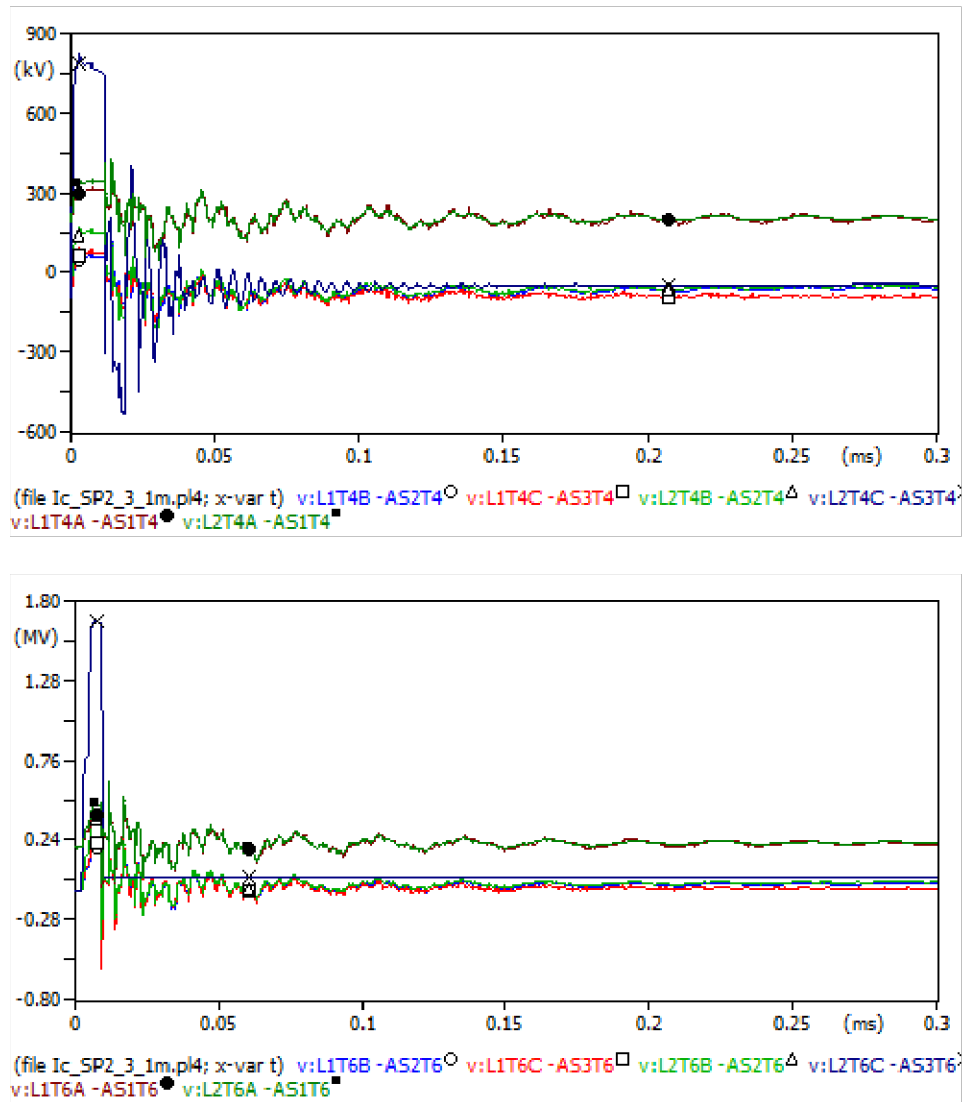


Figura 3.6. Voltaje en líneas por impacto de rayo en fase C2 de la torre 4 estructura SP2

De esta manera se toma a la torre 4 como la torre de referencia en la que impacta la descarga atmosférica, y con la que cambiando el valor de su corriente se presenta los valores de la corriente crítica de apantallamiento con la que se procede a realizar el cálculo del SFFOR. En la Tabla 3.2 se muestran los valores determinados por las simulaciones realizadas para cada torre tipo previstas en el diseño.

Tabla 3.2. Corrientes críticas de apantallamiento obtenidas de las simulaciones

Torre Tipo	Corriente crítica de apantallamiento I_{cf} [kA]		
	Fase C1 y C2	Fase B1 y B2	Fase A1 y A2
SP2	7.05	6.93	5.84
SL2	7.06	6.93	5.86
AL2	7.07	6.99	5.98
AR2	7.01	6.99	6.02

Es preciso mencionar que, debido a la configuración de las fases en las torres de transmisión implementados con una equidistancia para conductor en fase, los valores de corriente para el contorno son iguales para los dos circuitos por fase. Esto se evidencia al utilizar otro tipo de configuración en la simulación, ya que las corrientes de rayo que producen contorno de aislador serían distintas para cada circuito y fase, provocando que las simulaciones no sean solo de 3 por tipo de torre, sino 6. Además, como se mencionó anteriormente, el valor de la corriente I_{cf} será el respectivo a la fase más alta, que en este caso es la C.

3.3 ÍNDICES SFFOR Y BFR

Mediante el uso de las ecuaciones descritas anteriormente, en mayor medida proporcionadas por la normativa IEEE 1243 para la simulación de los parámetros concernientes al apantallamiento para descargas atmosféricas, el uso de las corrientes críticas obtenidas en el software ATP y la rutina en Matlab presente en el Anexo 5, se presentan los índices de fallas en 100 km de línea al año, utilizando el nivel cerámico de la zona, en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Índices de salidas en 100 km de línea al año resultantes

Torre Tipo	SP2	SL2	AL2	AR2
I_{MSF} [kA]	57.0926	37.025	20.6198	15.8826
SFFOR	4.6542	2.0284	0.5336	0.2652
BFR	1.0823	1.0566	1.1409	1.4667
TOTAL	5.7365	3.085	1.6745	1.7319

En este punto, es necesario precisar la referencia proporcionada por la normativa. Para la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), no se han establecido límites de BFR o SFFOR hasta el momento. Por otro lado, la norma IEEE std 1243 establece que, para el SFFOR, el diseñador debe evaluar la configuración de la geometría de torres que más le convenga económicamente, pero tomando como referencia valores de 0.05 salidas en 100 km de línea al año en alimentación de cargas críticas y valores de 0.1 a 0.2 para la práctica general [8]. A su vez, la CIGRE menciona el mismo apartado, pero considerando niveles de GFD menores a 2 descargas por kilómetro cuadrado por año [2]. En el caso del BFR una referencia clara la provee el Electric Power Research Institute (EPRI), el cual evidencia que tal índice varía significativamente dependiendo del voltaje de operación a la que la línea de transmisión opere, considerando valores entre 0.3 y 0.6 para líneas entre los 345 y 500 kV, y un rango de 0.6 a 2 contorneos para líneas entre los 138 a los 230 kV [22].

Tabla 3.4. Ejemplos de desempeño de líneas de transmisión por contorneos debido a descargas atmosféricas por Anderson [1]

Voltaje Nominal [kV]	Desempeño [Contorneos/100 km - año]
11 – 22	20.3
42	21.9
88	11.9
132	5.0
275	1.9
400	0.6
500	0.5
765	0.3

Tomando en cuenta la Tabla 3.4 proporcionada por la CIGRE, las pautas descritas para los índices SFFOR y BFR, y aclarando que el GFD proporcionado por un nivel cerámico de 60 representa un GFD de 6.6796 descargas por kilómetro cuadrado por año, es posible constatar que el nivel de BFR para las cuatro configuraciones de torre se encuentra dentro de los estándares, siendo la longitud de la cadena de aisladores un factor fundamental para la presencia de este índice, y con la cual se puede establecer dicha distancia como adecuada para su implementación. Pero, por otro lado, el SFFOR es excesivamente alto en los dos casos de torres de suspensión. Por esta razón se realiza un último diseño para estos dos casos.

3.4 TORRE SI

Comprendiendo claramente que el índice SFFOR depende casi en su totalidad de la geometría que proporciona apantallamiento por parte de las estructuras de transmisión, se presentan dos casos prácticos para la solución del excesivo índice de salidas para las torres tipo SP2 y SL2. Un cambio aparentemente sencillo se propone, siendo el de incrementar la distancia entre hilos de guarda en ambos casos. La distancia objetivo se plantea de 8 metros, denominada torre SI ya que es la única dimensión que cambiaría entre SP2 y SL2, tomando en consideración un aumento de 3,8 metros para las estructuras y de 1,4 metros respectivamente. Con ello, se proceden a realizar las simulaciones pertinentes y utilizando las herramientas mencionadas anteriormente se obtiene los siguientes resultados para estas nuevas configuraciones en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Nuevos resultados para las torres SI

I_{cf} [Ka]	I_{cb} [Ka]	I_{MSF} [Ka]	SFFOR	BFR	TOTAL
7.07	178	26.389	0.6938	1.0468	1.7406

Tomando en cuenta los valores presentas para los tipos de torre AR2, AL2 y SI, constatamos que el total de salidas provocadas por descargas atmosféricas en el caso mayor le pertenece a la estructura SI y es menor al establecido para el nivel de voltaje de 230 kV, concebido como el de 2 salidas en 100 km de línea al año. Claramente presentando falencias en SFFOR por la geometría de las estructuras, pero abarcando a cabalidad las dimensiones en la cadena de aisladores y demás elementos constructivos como la resistencia a tierra, que no ha necesitado ser menor a los 10 ohmios establecidos.

El aumento de 5,2 metros y 6,6 metros a 8 metros en punta de torre podría significar un reto constructivo y de implementación, este tipo de cambio tiene el objetivo de evidenciar la falencia en el ángulo de apantallamiento proporcionado en SP2 y SL2. Como una alternativa, el cambio en esta geometría considera una reducción alta en los índices de salida para las líneas, pero podría ser inviable si no se considera los ámbitos constructivos. Muchas otras opciones se encuentran en esta tarea, como reducir la distancia entre los conductores de fase y el hilo de guarda, o realizar una combinación aumentando proporcionalmente la distancia horizontal y disminuyendo la vertical solo del hilo de guarda. Cualquier configuración que predomine con un mejor ángulo de apantallamiento deberá ser considerada y estudiada.

3.5 HERRAMIENTAS DE CONTRASTE

3.5.1 Flash 2.0

Existen dos herramientas que permiten el contraste de las simulaciones realizadas en ATP y con las cuales se puede comparar la implementación de la temática en los modelos. La primera de ellas se denominan Flash 2.0 y se trata de programación de Visual Basic en Excel, fue desarrollada por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), en la Figura 3.7 se puede apreciar su funcionamiento y un ejemplo de su uso con la torre tipo SP2.

Title		TVA Tupelo-Oxford		Details to I on File:	
GFD [per sq km]	6,68	English Units Metric Units		Log File:	c:\veeflash\test1\flash1p9.out
Span [m]	350				
Conductors		# Bundled		Shield Wires	
Diameter [mm]	25,31	2		Diameter [mm]	9,52
Sag [m]	10	Spacing [mm]		Sag [m]	10
Index	X [m]	Y [m]	SI [m]	kV	Angle AC/DC?
1	-5,25	23,53	3,1	230	0 ac
2	-5,75	30,28	3,1	230	120 ac
3	-5,25	37,03	3,1	230	240 ac
4	5,25	23,53	3,1	230	0 ac
5	5,75	30,28	3,1	230	120 ac
6	5,25	37,03	3,1	230	240 ac
7					
8					
9					
10					
11					
12					
Tower Model		3 - Cylinder		Do Not Edit	
Height	43,5 [m]	1 - Cone			
-not used-	0 [m]	2 - H Frame			
Diameter	11,5 [m]	3 - Cylinder			
-not used-	0 [m]	4 - Waist			
-not used-	0 [m]				
Version 2.04 - May 2012					
Exposed Conductors		Shielding Angles		Icrit	
Index	Conductor	Shield Wire	Required	Actual	kA
1	6	2	1,47	26,57	9,60
2	5	2	7,40	12,99	10,08
3	3	1	1,47	26,57	9,60
4	2	1	7,40	12,99	10,08
Footing Resistances		Flashover Rates			
Percentage (%) Ohms	100	10	Backflash	0,64	/100 km/yr
			Shielding Failure	2,64	/100 km/yr
			Total	3,28	/100 km/yr
		Critical Currents		kA	
				212,17	
				215,95	
				232,66	
				212,17	
				215,95	
				232,66	

Figura 3.7. Interfaz de la herramienta Flash

En la herramienta se pueden encontrar tanto las corrientes I_{cf} como las corrientes I_{cb} para cada fase de la línea conectada a la torre en cuestión. Como se pueden observar, estos valores difieren en gran medida a los obtenidos por las simulaciones mediante la herramienta ATP, siendo debido a varios factores radicados en el área de la programación. Pero por los cuales se realizó el modelamiento y estudio de los transitorios. En la Tabla 3.6 se puede encontrar un resumen del uso de esta herramienta para las torres tipo utilizadas.

Tabla 3.6. Índices obtenidos de la herramienta Flash 2.0

Torre Tipo	SP2	SL2	AL2	AR2	SPI
SFFOR	2.64	0.76	0.14	0.08	0.1
BFR	0.64	0.61	0.54	0.51	0.59
TOTAL	3.28	1.37	0.68	0.59	0.69

3.5.2 LPTL

Al igual que Flash, LPTL es una herramienta creada a base de programación, pero con la diferencia de utilizar el lenguaje de Matlab. Desarrollado en la Aristotle University of Thessaloniki de Grecia, puede ser utilizada para determinar los índices de salidas para las líneas de transmisión debido a descargas atmosféricas, utilizando la configuración de las torres. En la Figura 3.8 se puede apreciar el funcionamiento y la interfaz que maneja.

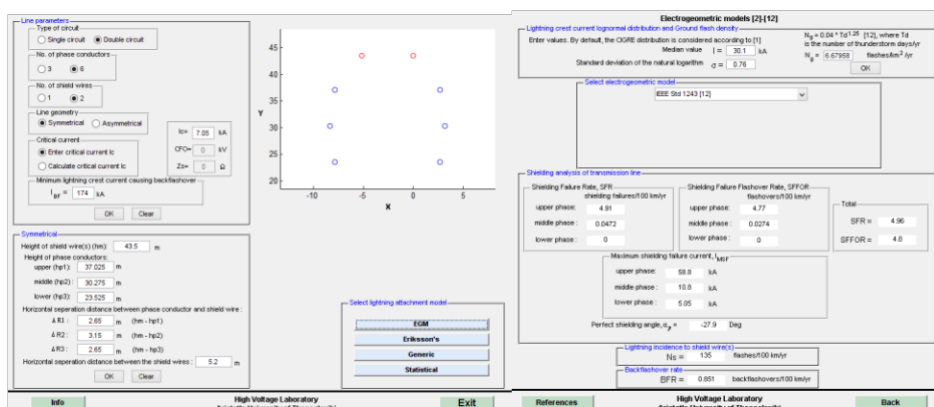


Figura 3.8. Interfaz de la herramienta LPTL

Son dos los factores más importantes que se logra apreciar en la herramienta LPTL, la primera es que tiene dos maneras de realizar su rutina, mediante el ingreso de las corrientes críticas de apantallamiento y contorneo inverso, y la otra mediante el cálculo de la corriente crítica de apantallamiento. La segunda y más importante es que no solo posee el modelo establecido por la norma IEEE std 1243, sino que también posee otros modelos que serán utilizados para armar la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Índices obtenidos de la herramienta LPTL

MODELO		SP2	SL2	AL2	AR2	SI
IEEE std 1243	SFFOR	4.8	2.11	0.512	0.254	0.741
	BFR	0.851	0.815	0.898	1.22	0.783
Wagner & Hileman	SFFOR	2.27	0.996	0.305	0.158	0.347
	BFR	0.51	0.493	0.539	0.739	0.479
Young et al.	SFFOR	0.462	0.0632	0	0	0
	BFR	0.677	0.653	0.705	0.956	0.633
Armstrong & Whitehead	SFFOR	1.26	0.568	0.21	0.131	0.217
	BFR	0.85	0.82	0.895	1.23	0.793
Brown & Whitehead	SFFOR	1.56	0.717	0.275	0.173	0.28
	BFR	0.772	0.745	0.813	1.12	0.721
Whitehead	SFFOR	7.92	0.327	0.0929	0.0445	0.107
	BFR	0.7	0.677	0.733	0.998	0.656
Love	SFFOR	0.769	0.311	0.083	0.0372	0.0984
	BFR	0.696	0.673	0.729	0.993	0.652
Suzuki	SFFOR	3.23	1.9	1.09	0.868	1.01
	BFR	0.442	0.429	0.471	0.645	0.418
Anderson	SFFOR	1.52	0.719	0.272	0.166	0.289
	BFR	0.601	0.582	0.633	0.863	0.564

Llega a ser claro que, dependiendo del modelo, los resultados para este tipo de índices varían, y según se muestra, los modelos pueden representar cambios abismales en el diseño. Cada uno de estos modelos tiene una aplicación específica, como apantallamiento en subestaciones, líneas de baja, media y alta tensión. Por lo tanto, es importante mencionar que el modelo utilizado para el diseño actual, el cual corresponde con el de la norma IEEE std 1243, tiene una ligera diferencia con el de la herramienta LPTL, y es el cálculo de las descargas posibles en 100 km de línea al año, conocido como N_L , el cual es establecido mediante la norma IEC 60071-4, también mencionado en la norma IEEE, pero en esta última plantean también la fórmula del radio de atracción a partir de una integral, es debido a esto que varía de cierta medida el valor del BFR, y no así, el valor del SFFOR [21].

3.6 SIMULACIÓN DE DESCARGADORES

En el caso de la implementación de descargadores se realizaron varios casos de estudio, destacando el presentado en la Figura 3.9, el cual se identifica por simular un impacto directo de la descarga atmosférica de 30 kA al conductor de fase más alto, entre las torres 3 y 4, presentando los mayores voltajes del sistema originados en la torre 6, siendo la más alejada.

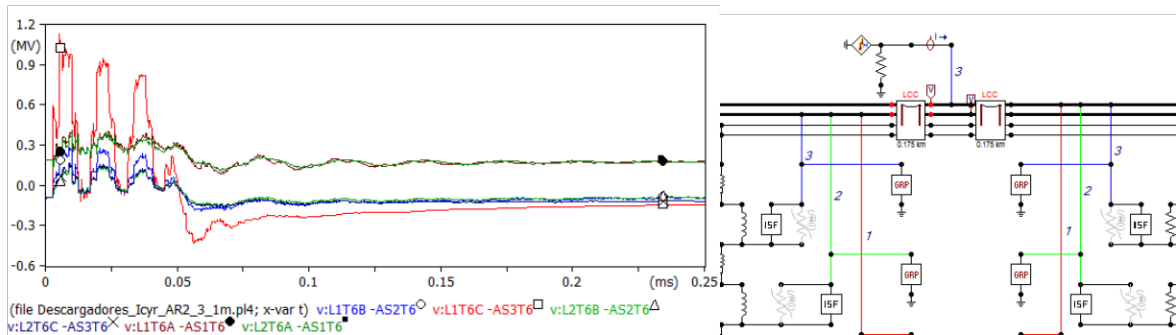


Figura 3.9. Simulación de descarga entre torres con descargadores

Tomando en cuenta que esta simulación se realizó mediante la configuración de torres tipo AR2, la corriente máxima de falla de apantallamiento I_{MSF} calculada y presente en la Tabla 3.3 tiene un valor de 15,8826 kA. Utilizando los pararrayos en la torre donde ocurre el impacto en línea, no ocurre contorneo por falla de apantallamiento debido a que estos descargadores actúan manejando valores de corriente mayores. Desgraciadamente para descargas que se presenten solo a una torre de distancia de los descargadores, se produce el corte de onda viajera a espaldas del pararrayos, pero ocurriendo el contorneo en el lugar del impacto y en los lugares donde puede propagarse la onda. Esto refleja cierta inviabilidad para la aplicación de los pararrayos debido a que lo necesitaría cada torre.

3.7 CONCLUSIONES

- La definición de información investigada ha sido la más adecuada para establecer las bases del diseño de la línea de transmisión aérea doble circuito, San Francisco – Culebra – Shushufindi a 230 kV.
- Con el uso de la normativa vigente y la bibliografía analizada, se realizó la modelación en el software ATP/EMTP de todos los elementos que forman parte del circuito eléctrico en el que se presentan sobrevoltajes provocados por descargas atmosféricas en la línea de transmisión, tomando en cuenta los casos de estudio en los que la corriente de rayo es lo suficientemente pequeña para causar falla de apantallamiento, y en los que se produce el impacto en estructura o guarda provocando la salida energética.
- Empleando información cerámica de las zonas en las que se edificará la línea de transmisión, se estableció la aplicación de los índices de contorneo para falla de apantallamiento SFFOR y contorneo por sobrevoltajes de tipo inverso BFR, que permitieron establecer los lineamientos necesarios para disponer de un valor menor al propuesto de 2 salidas originadas por descargas atmosféricas para líneas con un voltaje de 230 kV.
- Utilizando el método determinístico, se estableció satisfactoriamente la longitud de 3,1 metros para la cadena de aisladores de cada uno de los conductores de fase, confirmado mediante los bajos valores presentados para el BFR en cada una de las torres estudiadas, con cantidades cercanas al 1.1 de salidas en 100 km de línea por año debido a esa interrupción de aislamiento.
- Culminando con la verificación de la geometría para cada tipo de torre de transmisión, se consiguió valores de apantallamiento satisfactorios para las torres AL2 y AR2 mediante el estudio del índice SFFOR, por otro lado, el apantallamiento proporcionado por las torres tipo pasante SP2 y SL2 resultó insatisfactorio, por lo cual se propuso y simuló una torre de transmisión de iguales dimensiones denominada SI, con un aumento en la separación de sus hilos de guarda para así cumplir con los niveles de apantallamiento correspondientes.

3.8 RECOMENDACIONES

- Es necesario mantener actualizaciones y realizar estudios más detallados de los valores cerámicos para todas las áreas en las que se encontrará la línea de transmisión, ya que este es un valor determinante a la hora de establecer los índices de salida presentados por sobrevoltajes de carácter atmosférico. Estos valores deben llevarse con una mayor exactitud, para conseguir una mayor garantía en el momento del diseño para la protección de este tipo de fenómenos.
- La geometría presentada para cubrir el índice de apantallamiento compromete un estudio mecánico a detalle, el cual tome en cuenta las características que puedan favorecer la robustez de las torres de transmisión, pero que podrían representar un impacto económico demasiado alto, afectando a la implementación del proyecto.
- Es imprescindible tomar en cuenta la característica transitoria de los sobrevoltajes que se presentan como una onda viajera en el sistema de transmisión. Al no disparse siempre se mantiene los elementos de seguridad como descargadores en las entradas de la subestación, pero es pertinente meditar su uso en los lugares intermedios de las líneas de transmisión tomando en cuenta el impacto económico que representaría la instalación de estos en cada torre.
- Actualmente en el Ecuador no se maneja una normativa que establezca límites para los índices de contorneo por descargas atmosféricas SFFOR y BFR. Para el diseño de una línea de transmisión es indispensable tener en cuenta los lineamientos dependiendo del nivel de voltaje de operación y del tipo de infraestructura que se pretende proteger, por ello es necesario que se realice la implementación respectiva.

4 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

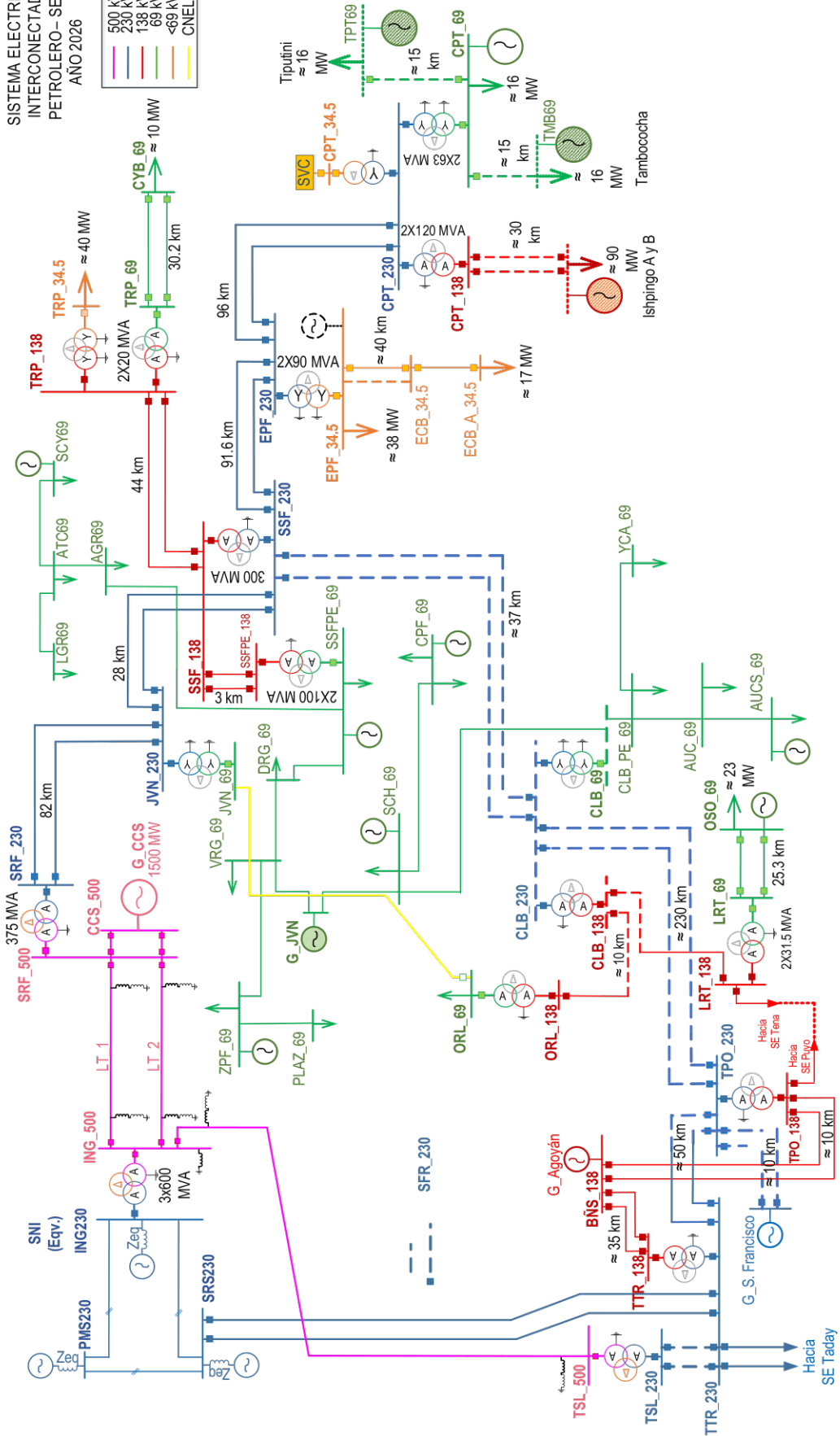
- [1] CIGRE Green Books, Overhead Lines, K. O. Papailiou, Ed., Cham: CIGRE, International Council on Large Electric Systems, 2017.
- [2] J. J. G. y. W. D. Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, Primera ed., M. M. García, Ed., México, D.F.: McGraw-Hill, 2001.
- [3] B. V. M. Arias, Efecto corona en líneas de transmisión de 500 kV, Quito, Pichincha: EPN, 2008.
- [4] C.-B. Rafael, «Determinación de límites de transmisión en sistemas,» *Ingeniería Investigación y Tecnología*, vol. Volumen XV, nº 2, pp. 271-286, 2014.
- [5] P. Kundur, Power System Stability and Control, N. J. B. y. M. G. Lauby, Ed., Surrey, British Columbia: McGraw-Hill, 1994.
- [6] W. & C. Y. & S. K. Chisholm, «Lightning Surge Response Of Transmission Towers.,» *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions*, vol. 12, pp. 3232 - 3242, 1983.
- [7] UNE-EN, Coordinación de aislamiento Parte 1: Definiciones, principios y reglas. IEC 60071-1, 2020.
- [8] IEEE Std 1243-1997, «IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines,» *IEEESTD*, pp. 1-44, 1997.
- [9] UNE-EN, Coordinación de aislamiento Parte 2: Guía de aplicación . IEC 60071-2, 2018.
- [10] IEEE, «Modeling guidelines for fast front transients,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, nº 1, pp. 493-506, 1996.
- [11] G. E. Harper, Estudio de Sobretensiones Transitorias en Sistemas Eléctricos y Coordinación de, Mexico: Editorial Limusa, 1978.
- [12] IEC, IEC TR 60071-4 Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks, BSI, 2004.
- [13] IEEE Power & Energy Society , IEEE Standard for Insulation Coordination - Definitions, Principles, and Rules. Std 1313.1, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1996.
- [14] IEEE Power Engineering Society, IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination. Std 1313.2, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 1999.
- [15] A. R. Hileman, Insulation Coordination for Power Systems, North Carolina: ABB Electric Systems Technology Institute, 1999.

- [16] e. a. Martínez V. Juan, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, Madrid: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA, 2013.
- [17] J. E. Gentle, Random Number Generation and Monte Carlo Methods, New York: Springer, 2003.
- [18] J. A. Martinez, Power System Transients Parameter Determination, New York: Taylor & Francis Group, 2010.
- [19] T. E. T. a. D. E. Z. P. N. Mikropoulos, «Software development for the evaluation of the lightning performance of overhead transmission lines,» *45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010*, pp. 1-6, 2010.
- [20] L. P. F. P. Hans K. Hoidalén, «ATPDraw version 7.3 User's Manual,» 2021.
- [21] P. N. M. a. T. E. T. Z. G. Datsios, «Insulator String Flashover Modeling with the aid of an ATPDraw Object,» *46th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1-5, 2011.
- [22] ARCONEL, « RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL-018/18,» AGENCIA DE REGULACIÓN, Quito, 2018.
- [23] P. Unahalekhaka, «Simplified Modeling of Metal Oxide Surge Arresters,» *Energy Procedia* 56, pp. 92-101, 2014.
- [24] Electric Power Research Institute, EPRI AC Transmission Line Reference Book-200kV and Above, California: EPRI, 2017.

ANEXO I

SISTEMA ELECTRICO INTERCONECTADO PETROLERO - SEIP ANO 2026

—	500 kV
—	230 kV
—	138 kV
—	69 kV
—	<69 kV
—	CNEL



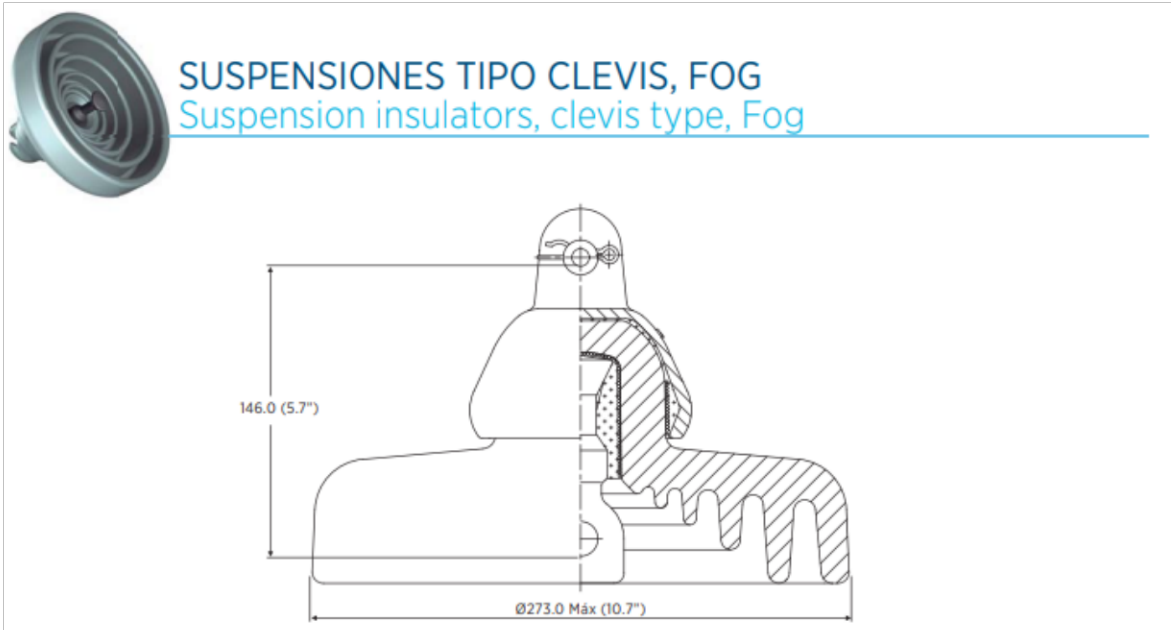
ANEXO II

Niveles de aislamiento normalizados para Gama I.

Voltaje más elevado para el material U_m kV r.m.s	Voltaje soportado normalizado de corta duración a frecuencia industrial kV r.m.s	Voltaje soportado normalizado a los impulsos tipo rayo kV pico
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	250
		325
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

ANEXO III

En las hojas consecutivas se presentan los tipos de torre utilizados, junto con el tipo de aislador, los conductores de fase ACAR 750, el hilo de guarda Acero 3/8 y los descargadores clase 3 tipo PEXLIM Q.



8263

NÚMERO DE CATÁLOGO	8263	CATALOG NUMBER	8263
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm		CRITICAL DISTANCE, mm	
Distancia de arco	229	Dry arcing distance	229
Distancia de fuga	432	Leakage distance	432
VALORES MECÁNICOS		MECHANICAL VALUES	
Resistencia electromecánica, kN	120	Combined M & E strength, kN	120
Resistencia al impacto N.m	10	Mech, impact strength, N.m	10
Prueba de carga de rutina, kN	60	Routine proof test load, kN	60
Prueba de carga sostenida, kN	67	Time load test value, kN	67
Carga máxima de trabajo, kN	60	Maximum, working load, kN	60
VALORES ELÉCTRICOS, kV		ELECTRICAL VALUES, kV	
Flameo de baja frecuencia en seco	80	Low-frequency dry flashover	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	50	Low-frequency wet flashover	50
Flameo crítico al impulso positivo	125	Critical impulse flashover, positive	125
Flameo crítico al impulso negativo	130	Critical impulse flashover, negative	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	110	Low-frequency puncture voltage	110
RADIO INFLUENCIA		RADIO INFLUENCE VOLTAGE DATA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10	Low-frequency test voltage, RMS to ground, kV	10
RIV máximo a 1,000 kHz, µV	50	Maximum RIV at 1,000 KHz, µV	50
DATOS DE EMPAQUE		PACKING DATA	
Peso neto por unidad, kg	6.93	Net weight, Kg	6.93

Nota 1: Dimensiones en mm (pulgadas).

Nota 2: Esmalte café o esmalte gris ANSI 70.

Nota 3: Los aisladores pueden solicitarse con doble capa de galvanizado en campana y perno para zonas contaminadas.

Nota 4: Los aisladores pueden solicitarse con manguito de zinc para zonas contaminadas.

Note 1: Dimensions in mm (in)

Note 2: ANSI 70 gray is standard. Brown or white available by request.

Note 3: Insulators can be requested with extra hot-dip galvanized layer in caps and bolts for contaminated areas.

Note 4: Insulators can be requested with zinc sleeve ball bolt for contaminated areas.

Propiedades físicas del cable de guarda de acero con recubrimiento de Zinc

Diámetro nominal del cable mm (in)	Número de alambres en la trenza	Diámetro nominal del alambre recubierto en la trenza mm ^A (in)	Masa aproximada de la trenza kg/km (lb/1000ft)	Resistencia mínima a la ruptura de la trenza kN (kbf)		
				Alta resistencia (HS)	Extra alta resistencia (EHS)	Resistencia útil
7,94 (5/16)	3	3,68 (0,145)	255 (171)	28,9(6,5)
7,94 (5/16)	7	2,64 (0,104)	305 (205)	35,6(9)	49,8(11,2)	...
9,52 (3/8)	7	3,05 (0,120)	407 (273)	48,0(10,8)	68,4(15,4)	51,2(11,5)
11,11(7/16)	7	3,68 (0,145)	595 (399)	64,5(14,5)	92,5(20,8)	...
12,7 (1/2)	7	4,19 (0,165)	770 (517)	83,6(18,8)	119,6(26,9)	...

^A Es reconocido que la superficie del recubrimiento pesado de zinc, particularmente los producidos por galvanizado en caliente, no son perfectamente lisos y libres de irregularidades. Si las tolerancias mostradas arriba son aplicadas rigidamente a las irregularidades inherentes a la fabricación del producto se pueden producir rechazos injustificados del alambre. Entonces, estas tolerancias son destinadas para ser usadas en calibrar la uniformidad de las secciones del alambre galvanizado.

Conductor ACAR

Calibre (AWG o kcmil)	Sección transversal (mm ²)	Construcción				Diámetro del conductor (mm)	Peso Total Aprox (kg / km)	Carga de Rotura (kgf)	Resistencia a C.C. a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente (A)*
		No. Hilos		Diámetro de los hilos (mm)						
		Aluminio H19	Aluminio 6201 - T81	Aluminio H19	Aluminio 6201 - T81					
4	2115	4	3	1961	1961	5,88	58,19	508	14481	135
2	3362	4	3	2474	2474	7,42	9262	794	0,9099	180
1/0	5349	4	3	3,120	3,120	9,36	147,31	1224	0,5722	241
2/0	6744	4	3	3,500	3,500	10,50	185,38	1501	0,4538	278
3/0	8502	4	3	3,932	3,932	11,80	233,96	1866	0,3601	322
4/0	1072	4	3	4,420	4,420	13,26	295,64	2345	0,2853	373
250	126,68	15	4	2,913	2,913	14,57	348,97	2488	0,2339	420
250	126,68	12	7	2,913	2,913	14,57	348,66	2814	0,2395	417
300	152,01	15	4	3,193	3,193	15,97	419,28	2947	0,1948	470
300	152,01	12	7	3,193	3,193	15,97	419,91	3346	0,1994	467
350	177,35	15	4	3,447	3,447	17,24	488,64	3387	0,1671	520
350	177,35	12	7	3,447	3,447	17,24	488,21	3814	0,1711	515
400	202,68	15	4	3,685	3,685	18,43	558,44	3824	0,1462	565
400	202,68	12	7	3,685	3,685	18,43	557,95	4324	0,1497	560
450	228,02	15	4	3,910	3,910	19,55	628,72	4242	0,1300	606
450	228,02	12	7	3,910	3,910	19,55	628,17	4813	0,1330	603
500	253,35	12	7	4,120	4,120	20,60	697,46	5352	0,1170	644
500	253,35	30	7	2,950	2,950	20,65	697,02	4897	0,1167	651
500	253,35	18	19	2,950	2,950	20,65	695,77	5996	0,1255	638
550	278,69	12	7	4,320	4,320	21,60	766,82	5874	0,1089	686
550	278,69	30	7	3,10	3,10	21,70	769,71	5313	0,1060	691
550	278,69	18	19	3,10	3,10	21,70	768,33	6557	0,1113	678
600	304,02	12	7	4,514	4,514	22,57	837,23	6414	0,0998	718
600	304,02	30	7	3,234	3,234	22,64	837,69	5804	0,0972	730
600	304,02	18	19	3,234	3,234	22,64	836,18	7164	0,1021	714
650	329,36	30	7	3,366	3,366	23,56	907,47	6212	0,0897	769
650	329,36	18	19	3,366	3,366	23,56	902,07	7527	0,0942	753
700	354,69	30	7	3,494	3,494	24,46	977,80	6679	0,0833	802
700	354,69	18	19	3,494	3,494	24,46	976,04	8116	0,0874	786
750	380,03	30	7	3,616	3,616	25,31	1047,28	7073	0,0777	839
750	380,03	18	19	3,616	3,616	25,31	1045,39	8637	0,0815	823

Zinc Oxide Surge Arrester PEXLIM Q

Protection of switchgear, transformers and other equipment in high voltage systems against atmospheric and switching overvoltages.

- in areas with high lightning intensity and high energy requirements.
- where grounding or shielding condi-

tions are poor or incomplete
Superior where low weight, reduced clearances, flexible mounting, non-fragility and additional personnel safety is required.

Major component in PEXLINK™ concept for transmission line protection.



Brief performance data

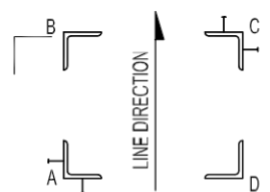
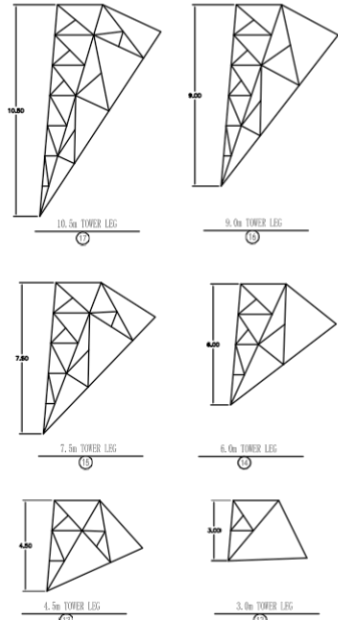
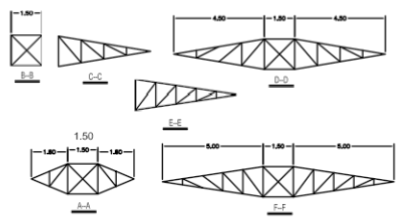
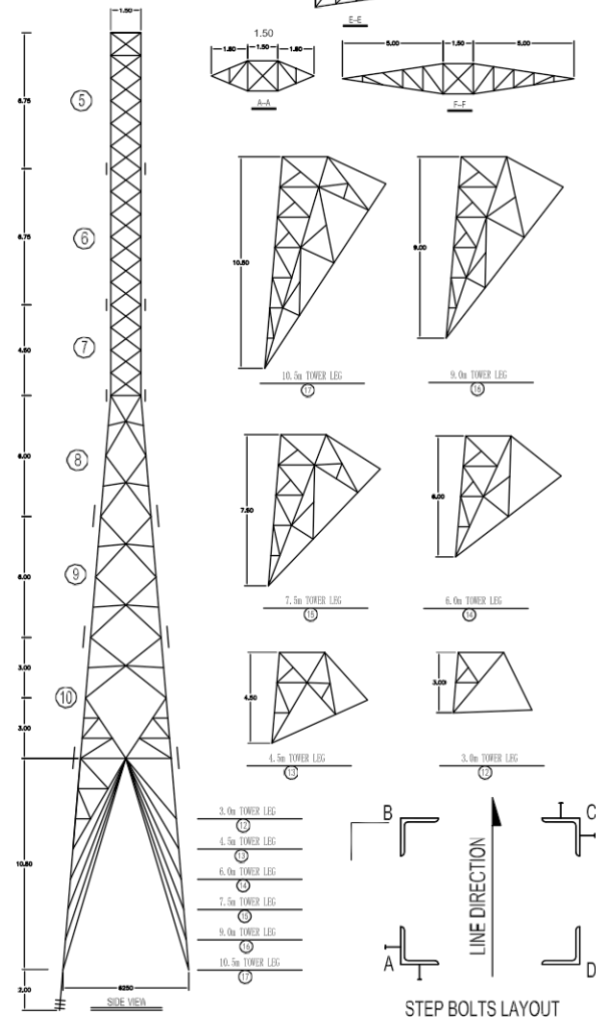
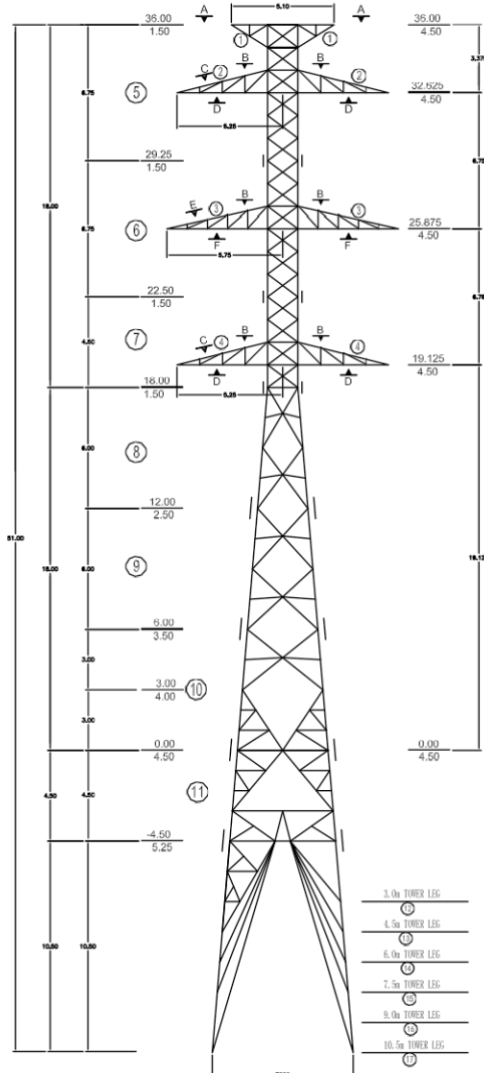
System voltages (U_m)	52 - 420 kV
Rated voltages (U_r)	42 - 360 kV
Nominal discharge current (IEC)	10 kA _{peak}
Classifying current (ANSI/IEEE)	10 kA _{peak}
Discharge current withstand strength:	
High current 4/10 μ s	100 kA _{peak}
Low current 2400 μ s	700 A _{peak}
Low current 2000 μ s	900 A _{peak}
Energy capability:	
Line discharge class (IEC)	Class 3
[2 impulses, (IEC Cl. 7.5.5)]	7.8 kJ/kV (U_r)
Fulfills/exceeds requirements of ANSI transmission-line discharge test for 362 kV systems.	
Short-circuit / Pressure relief capability	50 kA _{sym}
External insulation	Fulfills/exceeds standards
Mechanical strength:	
Declared permissible static service load (DPSSL)	2 500 Nm
Maximum permissible dynamic service load (MPDSL)	4 000 Nm
Service conditions:	
Ambient temperature	-50 °C to +45 °C
Design altitude	max. 1 000 m
(Higher altitudes on request)	
Frequency	15 - 62 Hz

Guaranteed protective data

Max. U_m kV _{rms}	Rated Voltage U_r kV _{rms}	Max. continuous operating voltage 1)		TOV capability 2)		Max. residual voltage with current wave						
		as per IEC U_c kV _{rms}	as per ANSI/IEEE MCOV kV _{rms}	1 s kV _{rms}	10 s kV _{rms}	30/60 μ s			8/20 μ s			
						0.5 kA kV _{peak}	1 kA kV _{peak}	2 kA kV _{peak}	5 kA kV _{peak}	10 kA kV _{peak}	20 kA kV _{peak}	40 kA kV _{peak}
170	132	106	106	151	145	254	262	272	295	311	342	382
	144	108	115	165	158	277	286	297	322	339	373	417
	150	108	121	172	165	288	298	309	335	353	388	434
	162	108	131	186	178	312	321	334	362	381	419	469
	168	108	131	193	184	323	333	346	376	395	435	486
	192	108	152	220	211	369	381	396	429	452	497	555
245	180	144	144	207	198	346	357	371	402	423	466	521
	192	154	154	220	211	369	381	396	429	452	497	555
	198	156	160	227	217	381	393	408	443	466	512	573
	210	156	170	241	231	404	417	433	469	494	543	608
	216	156	175	248	237	415	428	445	483	508	559	625
	219	156	177	251	240	421	434	451	489	515	567	634
	222	156	179	255	244	427	440	458	496	522	574	642
	228	156	180	262	250	438	452	470	510	536	590	660

Technical data for housings

Max. system voltage U_m kV _{rms}	Rated Voltage U_r kV _{rms}	Housing	Cree- page distance mm	External insulation *)				Dimensions					
				1.2/50 μ s dry kV _{peak}	50 Hz wet (60s) kV _{rms}	60 Hz wet (10s) kV _{rms}	250/2500 μ s wet kV _{peak}	Mass kg	A_{max}	B	C	D	Fig.
24	24	XV024	1363	283	126	126	242	16	481	-	-	-	1
36	30-36	XV036	1363	283	126	126	242	16	481	-	-	-	1
52	42-72	XV052	2270	400	187	187	330	24	736	-	-	-	1
72	54-72	XV072	2270	400	187	187	330	24	736	-	-	-	1
	75-84	XV072	3625	578	293	293	462	35	1080	-	-	-	1
100	75-96	XV100	3625	578	293	293	462	35	1080	-	-	-	1
123	90-120	XH123	3625	578	293	293	462	35	1080	-	-	-	1
	90-96	XV123	4540	800	374	374	660	46	1417	400	-	160	4
	108-144	XV123	4540	800	374	374	660	44	1397	-	-	-	3
	150	XV123	4988	861	419	419	704	47	1486	-	-	-	3
145	108-120	XH145	3625	578	293	293	462	37	1100	400	-	160	2
	108-120	XV145	4540	800	374	374	660	46	1417	400	-	160	4
	132-144	XV145	4540	800	374	374	660	44	1397	-	-	-	3
	150	XV145	4988	861	419	419	704	47	1486	-	-	-	3
	162-168	XV145	5895	978	480	480	792	55	1741	-	-	-	3
170	132-144	XH170	4540	800	374	374	660	46	1417	400	-	160	4
	150	XH170	4988	861	419	419	704	49	1506	400	-	160	4
	132	XV170	5895	978	480	480	792	58	1761	600	-	300	4
	144-192	XV170	5895	978	480	480	792	57	1761	400	-	160	4
245	192	XM245	5895	978	480	480	492	60	1761	800	600	400	6
	180-210	XH245	7250	1156	586	586	924	71	2105	800	600	400	6
	216-228	XH245	7250	1156	586	586	924	69	2105	600	-	300	5
	180-196	XV245	8613	1439	712	712	1166	86	2617	900	600	500	8
	210-228	XV245	8613	1439	712	712	1166	83	2617	800	600	400	8



NOTE:
 CONSIDERED A TOTAL WEIGHT OF EACH LEG
 NINGBO ELECTRIC POWER MATERIAL CO. HUYONG, LTD. irrevocably assigns designs and drawings CELEC EP - TRANSELECTRIC, according to the provisions of the Contract between HUYONG NINGBO ELECTRIC POWER CO. LTD. AND INDUSTRIAL INSTRUMENTATION INC and in accordance with Clause 18.1 of the CGC Special Conditions of Contract No.003-2012 INDUSTRIAL INSTRUMENTATION signed and CELEC EP - TRANSELECTRIC INC'

NOTE:
 Structural Steel ASTM A572-50 (*) / GB 1591 2000 (*) Q345B
 Structural Steel ASTM A36 / GB 700 2006 Q235B
 Bolted connection ASTM A394 T0/ GB/T 3098 CLASE 8.8
 Hot Dip Galvanizing ASTM A123; A153 / GB/T 13912 2002
 Equivalent standard apply GB/T
 (structural steel standards of the People's Republic of China)

MATERIAL LIST

GRADE	SIZE	TOWER SECTION																	TOTAL WEIGHT		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17			
STEEL ANGLE	L40X4	53.4	166.8	212.9	168.7	372	26.5	26.5					6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	31.8		
	L40X5	82						28.2	69.8	90.2	241.9	300	20.7	53.7	84.2	107	137.5	181.3	1028.8		
	L50X5							378.0	236.0			112	124.4						1384.3		
	L63X5																		882.4		
	L70X5																				
	L80X6										400.6	228.2							6.3	6.3	16.6
	L75X5																				628.9
	L63X5	83.8	92.4	94.0	27.8		26.5				189.78	87.8		33.2	32.1	66	63.4	97.3	684.06		
	L70X5	99.2	110	99.2	31.1	61.4	29.8					180.9	10.6	53	87.2	81.6	96.4	111.2	1011.8		
	L70X7						166.4													185.4	
L70X8						6.7													6.7		
L80X8						280.4			540.4				185.5						185.3		
PLATE	L30X10	6.8	6.8	6.8	6.8														35.2		
	L30X10																		14		
	L100X10										14.8								307.8		
	L100X10																		145.56		
	L120X10																		242.3		
	L120X10																		183.2		
	SUM	124.2	300.6	424.1	300.7	618.3	735	696.6	1954.0	973.1	1272.82	1285.3	98.9	227.2	290.7	390.7	484.6	565.9	9559.82		
	-2																			0.6	
	-8	18.9	23.6	26.0	23.5	175.8	162.1	138.8				99.76	110	31.8	37.8	42.5	50	57.9	69.3	1089.36	
	-12	16				9.3	17.8	75.8	26.7	46.3	25.1	5.4	5.4	5.4	5.4	18.4	12.5			252.9	
-14						2.2	1.9	9.9											5		
-16												1.1							1.1		
-18																			1.4		
Ø16																			183.2		
SUM	34.9	23.6	26.0	23.0	178.9	187.8	157.3	75.8	26.7	147.16	136.1	64.2	70.4	75.1	82.6	95.4	108	1486.30			
BOLTS	M16X30																				
	M16X45	9.6	20.5	25.0	20.5	71.2	32.4	29.6	9.7	5.5	37.2	51	3.3	7	6.8	12.1	20.9	24.2	389.4		
	M16X60	5				10.5	40.9	23.1	6.1	6.1	10.6	7.6							109.9		
	M16X75							9.1	9.8	3.3									5.1		
	M20X50																				
	M20X60		3.1											5.4	5.4	2.7	2.7	2.7	2.7	36.1	
	M20X85			3.0	3.0															6	
	M20X70																			81.2	
	STEPS	M16X250																			
		M16X250																			
M20X250																					
M16X100																			3.4		
WASHER	M16X64																				
	M16X60																				
	M16X63																		10.9		
SUM	14.6	23.6	28.9	23.5	192.9	109.3	83.1	47.3	41	95.4	89.8	11.3	17.3	21.5	26.6	40.7	46.4	822.2			
BLACK TOTAL WEIGHT(Kg)	173.7	407.6	479.6	487.6	888.1	1011.1	887.2	1177.1	1940.9	1515.38	1513.2	174.4	314.9	396.3	508.9	620.6	740.3	12277.38			
GAL TOTAL WEIGHT(Kg)	180.8	424.1	499.0	426.1	934	1061.5	933.1	1224.2	1982.4	1576.0	1573.0	181.4	327.5	412.2	529.3	645.4	789.8	12780.8			

NOTE:
 CONSIDERED A TOTAL WEIGHT OF EACH LEG

Table 1 Unit: mm

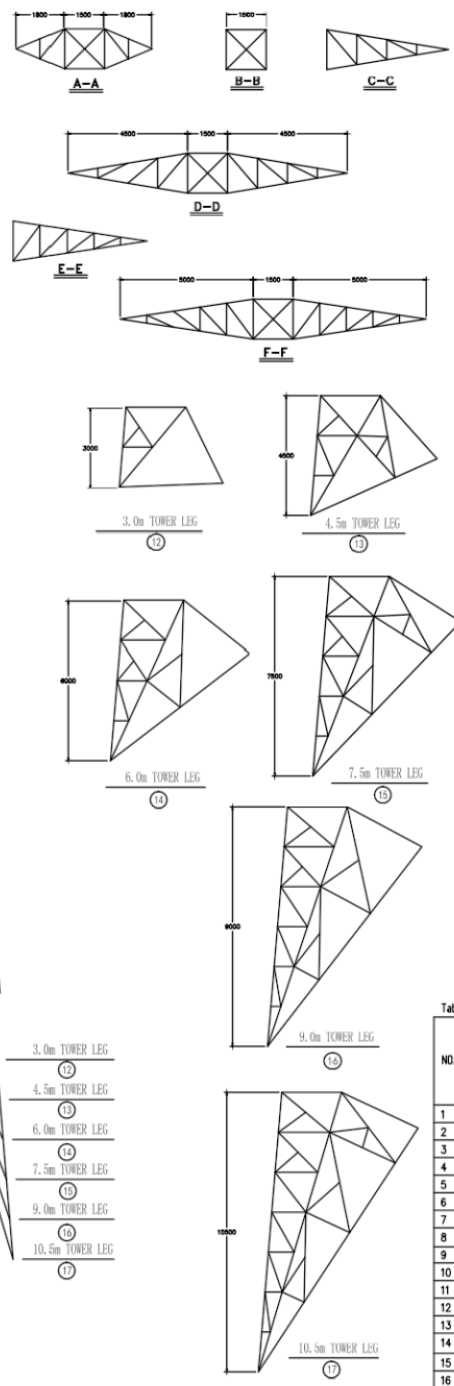
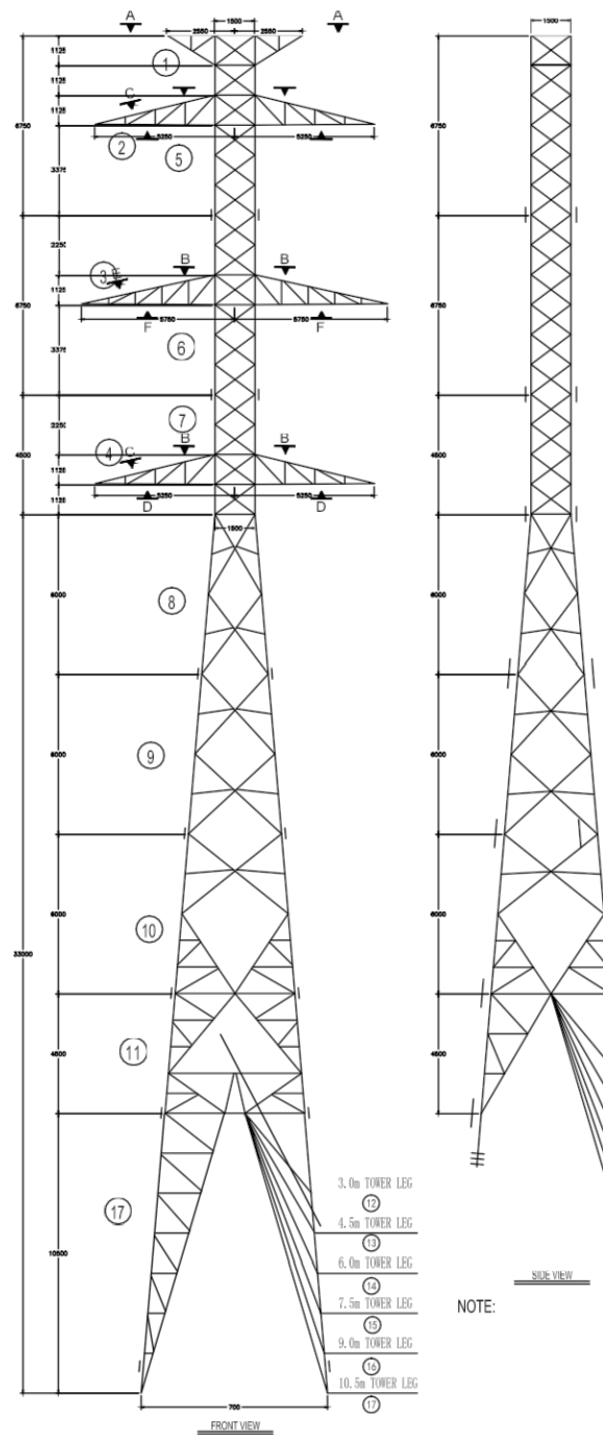
NO.	Width of leg	Space between directrixs		Diameter of holes
		Single side	Double side	
1	40	20		17.5
2	45	23		17.5
3	50	25		17.5
4	56	28		17.5
5	63	32		21.5
6	70	35		21.5
7	75	38		21.5
8	80	40		21.5
9	90	45		21.5
10	100	50		23.5
11	110	55		25.5
12	125	60	45	25.5
13	140	70	50	25.5
14	160	80	60	25.5
15	180	90	60	25.5
16	200	100	70	25.5

Table 2 Unit: mm

Bolt	φ	sd			%			Ld	Lz	La	Torque Rating (N/m)
		sd	sd	sd	%	%	%				
M12	#13.0	40	60	20	17	18	28.5				
M16	#17.5	50	80	25	21	23	71				
M20	#21.5	60	100	30	26	28	137				
M24	#25.5	80	120	40	31	33	235				

CLIENT	CELEC EP - TRANSELECTRIC CORPORACION ELECTRICA DEL ECUADOR		
PROJECT	TRANSMISSION LINE OF SANTA ROSA POMASQUI II A 230 KV		
SUPPLIER	NINGBO HUYONG ELECTRIC POWER MATERIAL CO. LTD.		
SUB ITEM	SP2-(0-7)HEAVY SUSPENSION TOWER		
DRAWING TITLE	OUTLINE & MATERIAL LIST		
JOB NO.	STATUS		
SCALE	1:125	DISCIPLINE	Structure
DATE	DRAWING NO.	1	

Review	Date	Notes	Prepared	Check	Approved
--------	------	-------	----------	-------	----------



NOTE:

NOTE: 70
if there are two line or three line of bolts,
the distance of bolts should be bigger than 2.5d (d is dia of bolts)

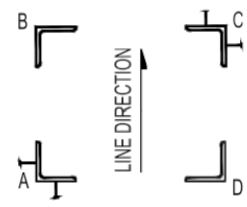
MATERIAL LIST

GRADE	SIZE	TOWER SECTION																	SUBTOTAL
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
STEEL ANGLE	L450											5.02	5.02	5.02	5.02	5.02	5.02	5.02	1081
	L450	108.6										19.0	47.4	80.9	103.9	130.8	164.4	1081	
	L300		184.9	244.3	194.0		206.7	103.3										871.8	
	L300											1121	125.6					207.7	
	L150																	199.1	
	L150																	1056	
PLATE	Q235																	143.9	
	Q345																	10.8	
	L450																	103.9	
	L450																	10.8	
	L450	0.8	0.8	0.8	0.8													47.8	
	L1000																	240.5	
ROUYS	8.8G																	1016.1	
	8.8G																	1016.1	
	8.8G																	1016.1	
	8.8G																	1016.1	
	8.8G																	1016.1	
	8.8G																	1016.1	
STEPS	4.8G																	308.9	
	4.8G																	308.9	
WASHER	Q235																	1.1	
	Q235																	2	
BLACK TOTAL WEIGHT(KG)		198.2	436.7	515.2	438.6	965.2	162.4	818.8	1081.2	1076	1511.9	1631.6	2043	301.7	384.4	402.9	584.4	715.7	12001.2
GAL TOTAL WEIGHT(KG)		162.4	494.2	526.8	494.4	986.1	165.5	831.6	1090.1	1119	1525.9	1681.1	2122	315.8	389.9	512.7	618.2	749.1	12022.1

Table 2

Unit: mm

Bolt	φ	sd	%			Torque Rating (N/m)	
			Ld	Lz	Lo		
M16	φ17.5	50	80	25	21	23	71
M20	φ21.5	60	100	30	26	28	137
M22	φ23.5	70	110	35	31	33	192
M24	φ25.5	80	120	40	31	33	235



CONSIDERED A TOTAL WEIGHT OF EACH LEG

STEP BOLTS LAYOUT

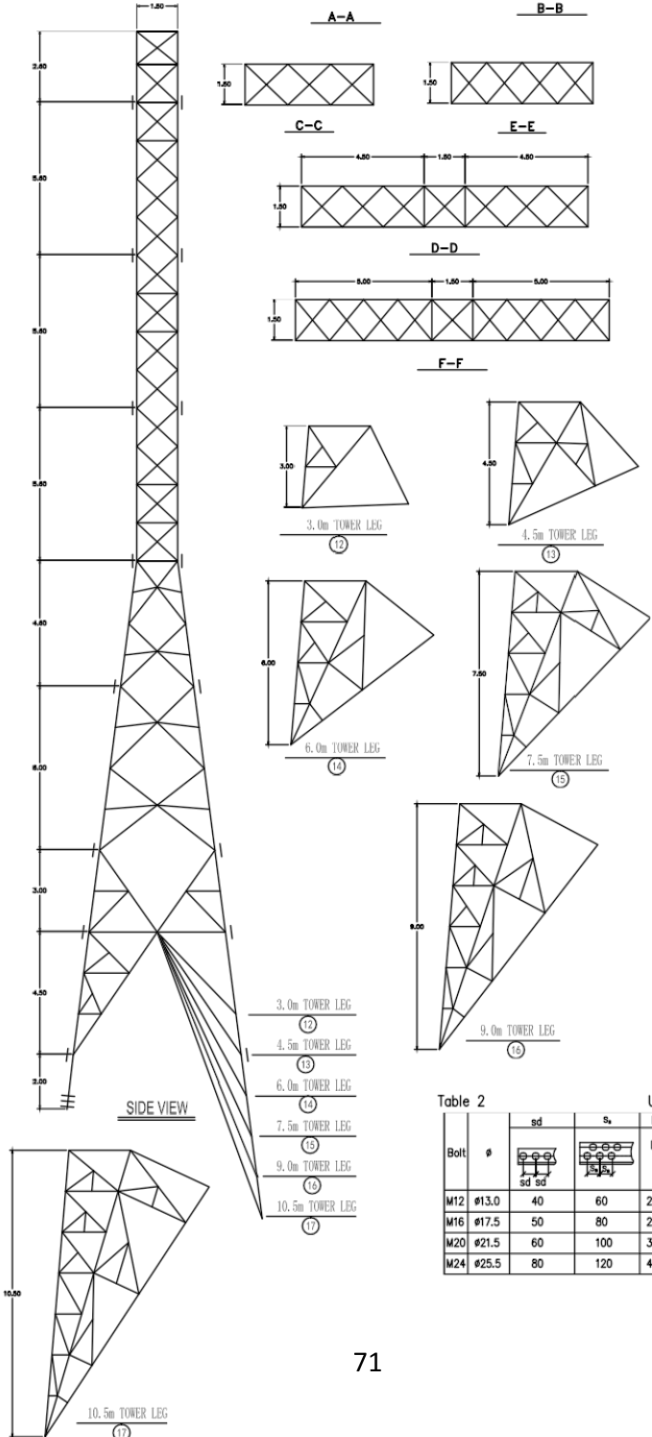
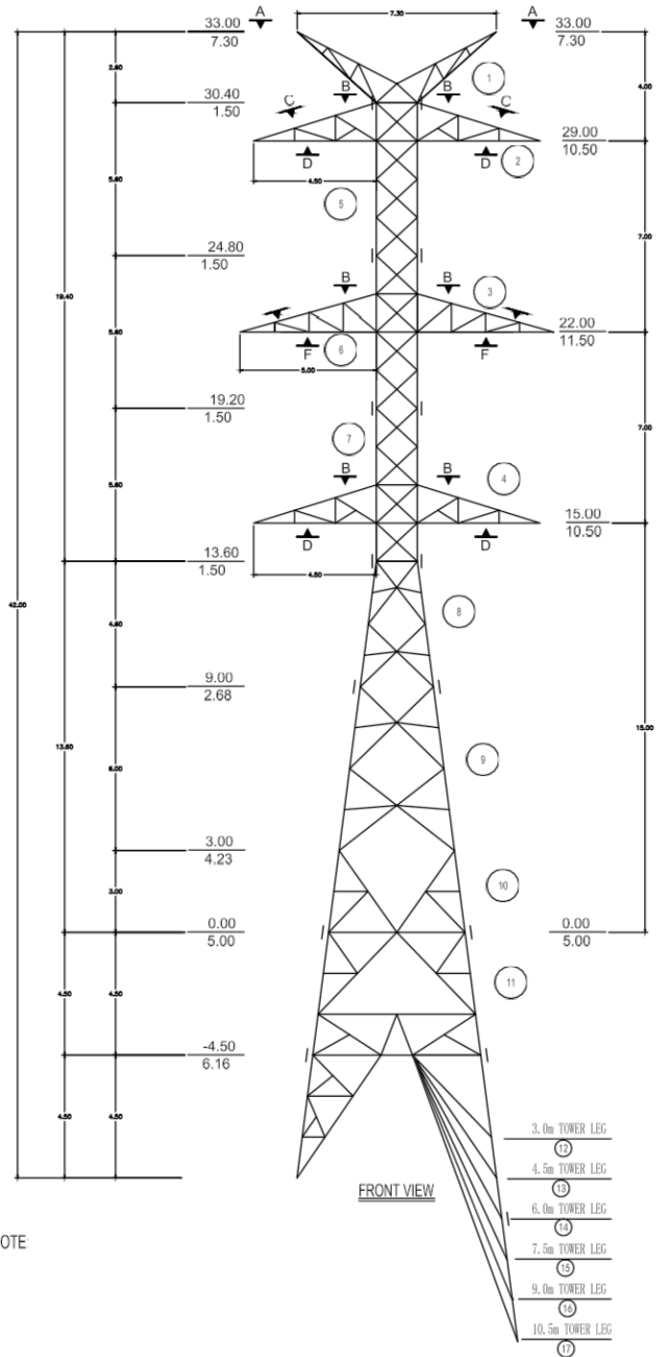
Table 1

Unit: mm

NO.	Width of leg	Space between directrix		Diameter of holes
		Single side	Double side	
1	40	20	17.5	17.5
2	45	23	17.5	17.5
3	50	25	17.5	17.5
4	56	28	17.5	17.5
5	63	32	21.5	21.5
6	70	35	21.5	21.5
7	75	38	21.5	21.5
8	80	40	21.5	21.5
9	90	45	21.5	21.5
10	100	50	23.5	23.5
11	110	55	25.5	25.5
12	125	60	25.5	25.5
13	140	70	25.5	25.5
14	160	80	25.5	25.5
15	180	90	25.5	25.5
16	200	100	25.5	25.5
17	250	125	25.5	25.5

CLIENT	CELEC EP - TRANSELECTRIC CORPORACION ELECTRICA DEL ECUADOR		
PROJECT	TRANSMISSION LINE OF SANTA ROSA POMASQUI II A 230 KV		
SUPPLIER	NINGBO HUAYONG ELECTRIC POWER MATERIAL CO. LTD.		
SUB ITEM	TOWER TYPE LIGHT SUSPENSION TOWER SL2 (0' - 1')		
DRAWING TITLE	OUTLINE & MATERIAL LIST		
JOB NO.	STATUS		
SCALE	1:125	DISCIPLINE	Structure
DATE	02 / OCT / 2012	DRAWING NO.	1

Review	Date	Notes	Prepared	Check	Approved



MATERIAL LIST

NAME	GRADE	SIZE	TOWER SECTION											
STEEL ANGLE														
PLATE														
BOLTS														
STEP														
WASHER														
BLACK TOTAL WEIGHT(Kg)														
GAL TOTAL WEIGHT(Kg)														

NOTE

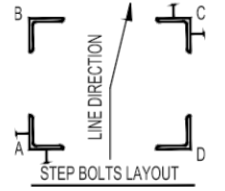
Table 1

NO.	Width of leg	Space between directors		Diameter of holes
		Single side	Double side	
1	40	20		17.5
2	45	23		17.5
3	50	25		17.5
4	56	28		17.5
5	63	32		21.5
6	70	35		21.5
7	75	38		21.5
8	80	40		21.5
9	90	45		21.5
10	100	50		23.5
11	110	55		25.5
12	125	60	45	25.5
13	140	70	55	25.5
14	160	80	60	25.5
15	180	90	60	25.5
16	200	100	70	25.5

Unit: mm

Table 2

Bolt	φ	Unit: mm					
		sd	sa	Ld	Lz	La	Torque Rating (M/Nm)
M12	#13.0	40	60	20	17	18	71
M16	#17.5	50	80	25	21	23	137
M20	#21.5	60	100	30	26	28	192
M24	#25.5	80	120	40	31	33	235



CLIENT	CELEC EP - TRANSELECTRIC CORPORATION ELECTRICA DEL ECUADOR		
PROJECT	TRANSMISSION LINE OF SANTA ROSA POMASQUI II A 230 KV		
SUPPLIER	NINGBO HUYONG ELECTRIC POWER MATERIAL CO. LTD.		
SUB ITEM	TOWER TYPE LIGHT ANCHOR TOWER AL2 (σ - 25')		
DRAWING TITLE	GENERAL PLAN		
JOB NO.	STATUS		
SCALE	1:100	DISCIPLINE	Structure
DATE		DRAWING NO.	1

Review	Date	Notes	Prepared	Check	Approved

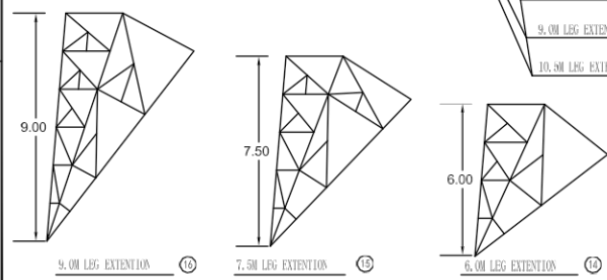
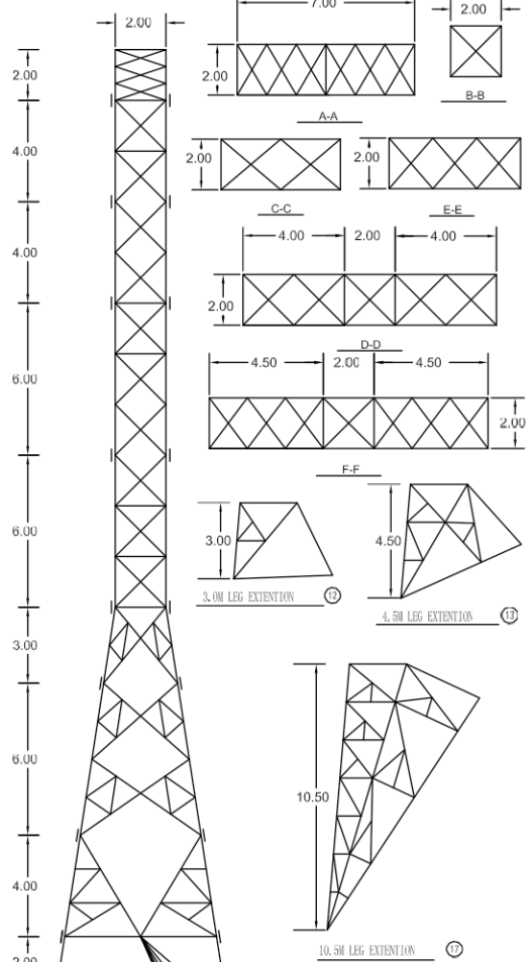
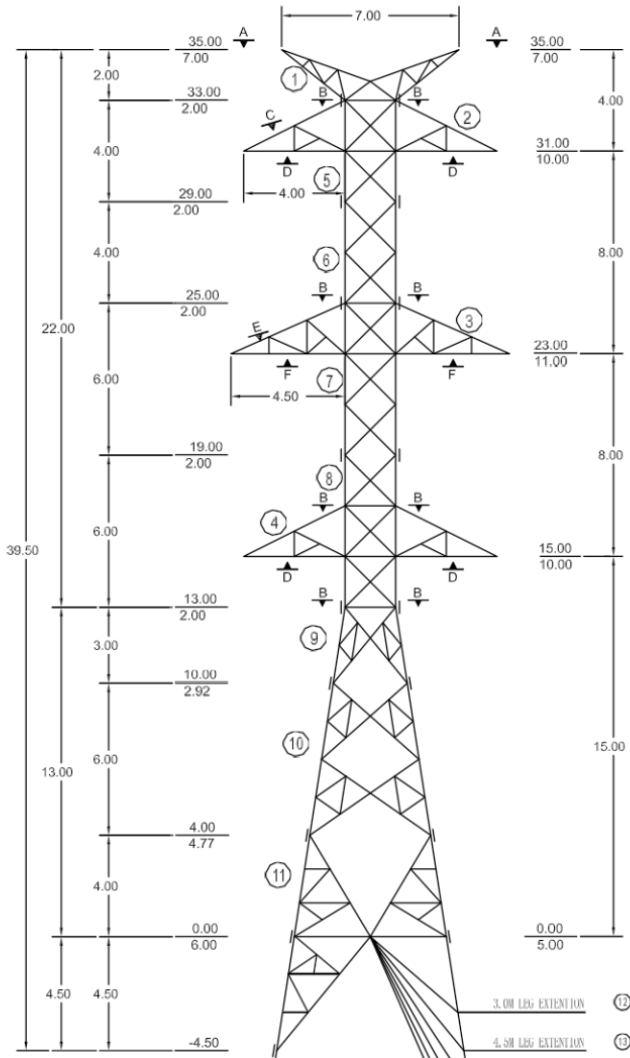


Table 2 Unit: mm

Bolt	Ø	sd		Ld	Lz	La	Torque Rating (M/km)
		sd	sd				
M16	Ø17.5	50	80	25	21	23	71
M20	Ø21.5	60	100	30	26	28	137
M22	Ø23.5	70	110	35	31	33	192
M24	Ø25.5	80	120	40	31	33	235

Table 1 Unit: mm

No.	Width of leg	Single side	Space between directors		Diameter of holes
			Double side	Ø	
1	40	20			17.5
2	45	23			17.5
3	50	25			17.5
4	56	28			17.5
5	63	32			21.5
6	70	35			21.5
7	75	38			21.5
8	80	40			21.5
9	90	45			21.5
10	100	50			23.5
11	110	55			25.5
12	125	60	45	80	25.5
13	140	70	50	90	25.5
14	160	80	60	100	25.5
16	180	90	60	120	26.5
16	200	100	70	130	25.5
17	250	125	95	170	25.5

NOTE: if there are two line or three line of bolts, the distance of bolts should be bigger than 2.5d (d is dia of bolts)

MATERIAL LIST

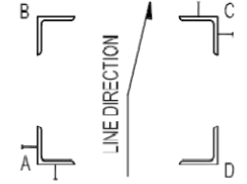
GRADE	SIZE	TOWER SECTION																	SUBTOTAL	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
Q235	L40X4												5.3	5.3	5.4	5.3	5.4		32.1	
	L50X5	381.3		232.2								256.6							869.2	
	L56X5	18.1	190.5		190.7	42.8		44.3	44.1	121.5	277.9		102.2	39.8	72.0	113.1	151.9	199.9	1840.8	
	L63X5	80.9	107.3	144.3	107.1					24.5		57.8	9.9	42.6	44.8	87.0	88.2	131.4	925.9	
	L70X8		108.4	120.1	108.4	321.1	287.5	48.9												992.3
	L80X8			231.2	250.5	231.2	93.1		716.2	272.1	288.7	767.5	590.4	82.3	105.5	130.9	166.8	183.4	4309.9	
	L100X8									518.8										547.9
	L110X10							18.0												18.8
	L125X12					232.0	266.4				116.2									814.5
	L140X14							694.8												694.8
L160X16									66.3	94.4	61.7	163.2	20.4	20.4	20.4	20.4	40.8	40.8	556.5	
L180X18										436.7	1192.4	813.9	129.4	204.1	278.1	353.4	427.5	502.1	5620.0	
SUM		480.3	637.2	747.1	637.4	689.0	572.7	1530.4	2193.2	1071.6	2319.5	1983.2	287.2	448.6	593.3	774.8	957.2	1133.2	17047.8	
-4							1.8	5.3											7.1	
-6		24.4	16.6	16.8	16.6	76.9	113.2	113.1	110.0	24.4	156.0	174.4	3.0	4.6	7.5	12.6	13.9	18.5	901.6	
-10						83.32	32.1	275.7	171.1			63.0	17.0	14.9	14.8	15.3	15.7	16.3	719.3	
-12						174.8		218.8	291.8				34.4	35.8	40.7	40.8	55.5	63.7	867.5	
-14		0.6	0.5	0.5	0.5	0.8	1.6	9.5	1.6										15.7	
-16								1.8											1.8	
-18							2.0		102.0	341.2	123.4	233.6	24.1	24.0	24.0	24.1	53.5	53.5	1005.1	
-20		31.5	54.4	62.4	54.4								2.5						202.6	
-22																			2.5	
-24									2.7										2.7	
-26												5.9							5.9	
Ø16													42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	256.4	
SUM		56.4	71.5	79.8	71.6	335.8	149.0	526.5	681.8	368.1	284.4	471.0	120.9	121.8	120.5	143.3	181.1	164.6	3987.2	
M16X45		18.8	7.8	10.3	7.8	4.8	4.1	1.4	3.4	3.5	13.8	1.8	3.3	4.3	7.1	8.8	10.5		112.7	
M16X55		2.7	5.3	7.8	5.3	17.0		5.7	17.8	4.7	3.0	8.1	2.3	3.4	5.3	6.8	8.0	9.5	115.4	
M16X65		1.9	7.6	7.6	4.8	1.7		1.7	5.0	1.7	3.3								35.3	
M16X75		2.1			3.1														5.1	
M20X50						9.9	14.8	7.5	5.0			9.9	15.0				9.9	9.9	82.0	
M20X60						56.4	39.0	102.1	49.0	215.5	10.7	57.8	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	2.7	352.7	
M20X85																			7.3	
M20X70						1.5	18.9	29.0	50.1		7.3					7.1			141.4	
M20X90																			21.9	
M20X100																			26.7	
M24X70																			35.5	
M24X100																			271.2	
M16X250		8.1				8.1	9.3	13.9	15.1	5.8	16.3	11.6	3.5	8.1	12.8	17.4	22.1	26.7	178.8	
M20X250						1.9	3.7	5.6	5.6			1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	32.0	
WASER	M16X3			0.1	0.1	0.1													0.4	
	M16X4			0.1	0.1	0.1	0.1			0.1		0.1							0.8	
SUM		33.6	20.7	25.8	21.0	101.4	85.8	174.4	180.5	89.7	128.4	214.3	30.4	37.8	45.4	54.3	83.1	90.9	1417.4	
BLACK TOTAL WEIGHT(kg)		670.2	729.5	852.6	729.9	1126.9	307.4	2231.3	3045.5	1529.5	2732.2	2668.5	438.5	609.5	768.3	972.3	1221.5	1419.4	22492.2	
GAL TOTAL WEIGHT(kg)		592.1	758.7	886.7	758.1	1171.2	836.7	2320.9	3197.3	1590.7	2941.5	2775.2	458.0	633.8	799.0	1011.2	1210.3	1476.2	23350.4	

NOTE:

NINGBO ELECTRIC POWER MATERIAL CO. HUIONG. LTD. irrevocably assigns designs and drawings to CELEC EP - TRANSELECTRIC, according to the provisions of the Contract between HUIONG NINGBO ELECTRIC POWER CO. LTD. AND INDUSTRIAL INSTRUMENTATION INC and in accordance with Clause 18.1 of the CGS Special Conditions of Contract No.003-2012 INDUSTRIAL INSTRUMENTATION signed and CELEC EP - TRANSELECTRIC INC'

Structural Steel ASTM A572-50 (F) / GB 1591 2000 (F) Q345B
 Structural Steel ASTM A36 / GB 700 2006 Q235B
 Bolted connection ASTM A394 / GB/T 3098 CLASE 8.8

Hot Dip Galvanizing ASTM A123; A153 / GB/T 13912 2002
 Equivalent standard apply GB/T
 (structural steel standards of the People's Republic of Chi)

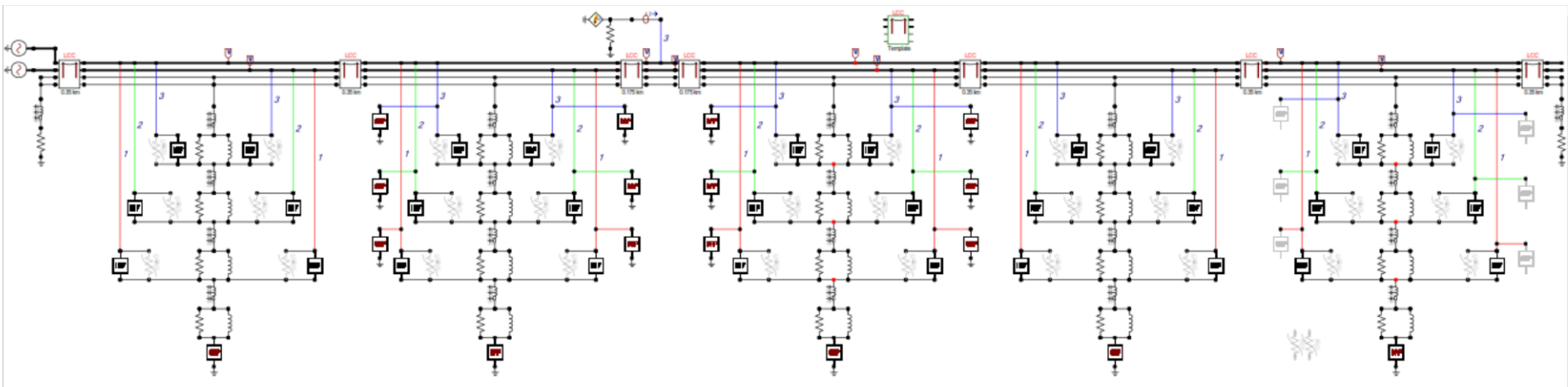
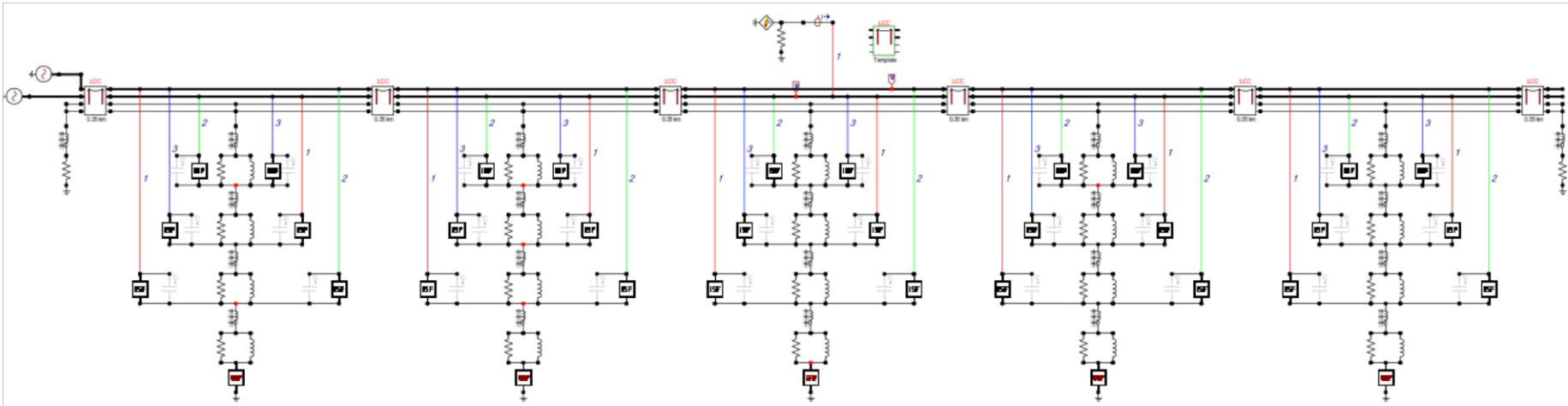


STEP BOLTS LAYOUT

CLIENT	CELEC EP - TRANSELECTRIC CORPORACION ELECTRO DEL ECUADOR
PROJECT	TRANSMISION LINE OF SANTA ROSA POMAQUI II A 220 KV
SUPPLIER	NINGBO HUIONG ELECTRIC POWER MATERIAL CO. LTD.
SUB ITEM	TOWER TYPE:WASER (Ø = 70) AND TOWER (Ø = 107) TOWER HAZ
DRAWING TITLE	GENERAL PLAN
JOB NO.	STATUS
SCALE	1:100
DISCIPLINE	Structure
DATE	DRAWING NO. 1

Review	Date	Notes	Prepared	Check	Approved

ANEXO IV



ANEXO V

```

clc
close all
clear
%Ejemplo de cálculo con torre tipo SI

%% Ingreso de datos
Td=60; %Nivel Cerámico
GFD=0.04*(Td^1.25);
xm=4; %Posición horizontal del hilo de guarda
xp=5.25; %Posición horizontal del conductor de fase más alto
DR=xp-xm;
hm=43.5; %Altura del hilo de guarda en torre
hp=37.025; %Altura del conductor de fase en torre
hprom=40; %Altura promedio para el tramo de 100 km
Nl=0.1*GFD*((28*(hprom^0.6))+(2*xm));
%Número de descargas atmosféricas posibles en 100 km al año
sag=10;
Icf=7.06; %I crítica de apantallamiento de la simulación en ATP
Icb=177; %I crítica de contorneo inverso de la simulación en ATP

%% Constantes segun IEEE std 1243
sigma=0.76; %Desviación estandar del logaritmo natural
I_med=30.1; %Valor medio de la corriente de rayo
yc=hm-(2*sag/3);
A=10;
B=0.65;
if (yc<40)
    beta=0.36+(0.17*log(43-yc));
else
    beta=0.55; %beta es el inverso gamma
end

%% Inicio
%SFFOR
alpha=atand(DR/(hm-hp));
I_msf=((hm+hp)/((beta*2*A)*(1-(sind(alpha)/beta))))^(1/B);
%Corriente máxima de apantallamiento propuesta por norma IEEE std 1243
syms I
f=(1/(sigma*I*sqrt(2*pi)))*exp(-(((log(I)-log(I_med))^2)/(2*(sigma^2))));
tetha=asind(beta-(hp/(A*(I^B))));
B_1=asind(((hm-hp)*sqrt(1+(tand(alpha))^2)))/(2*A*(I^B));
I_frontera=(hp/(beta*A))^(1/B);
W1=A*(I^B)*(cosd(tetha)-cosd(alpha+B_1));
W2=A*(I^B)*(1-cosd(alpha+B_1));

if Icf<=I_frontera
    if I_frontera<I_msf
        SFFOR1=double(int(0.2*GFD*W1*f,I_frontera,I_msf));
        SFFOR2=double(int(0.2*GFD*W2*f,Icf,I_frontera));
    elseif Icf<I_msf
        SFFOR1=0;
        SFFOR2=double(int(0.2*GFD*W2*f,Icf,I_msf));
    else
        SFFOR1=0;
        SFFOR2=0;
    end
end

```

```

else
    if Icf<I_msf
        SFFOR1=double(int(0.2*GFD*W1*f,Icf,I_msf));
        SFFOR2=0;
    else
        SFFOR1=0;
        SFFOR2=0;
    end
end
SFFOR=SFFOR1+SFFOR2; %SFFOR resultante
%BFR
P_i=1/(1+((Icb/I_med)^2.6));
BFR=0.6*Nl*P_i;

%% Total de fallas
TOTAL=SFFOR+BFR;

```