

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD 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 TEMPORARIOS Y DE MANIOBRA Y SU
CORRESPONDIENTE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO
INCLUYENDO SELECCIÓN DEL TIPO DE CONDUCTOR**

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

JULIO ALEXANDER ROMERO PORTILLA

DIRECTOR: ING. HUGO MARCELO VILLACÍS SALAZAR

Quito, marzo 2022

CERTIFICACIONES

Yo, JULIO ALEXANDER ROMERO PORTILLA 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.

JULIO ALEXANDER ROMERO PORTILLA

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por JULIO ALEXANDER ROMERO PORTILLA, bajo mi supervisión.

ING. HUGO MARCELO VILLACÍS SALAZAR

DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmamos que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como el (los) producto(s) resultante(s) del mismo, son públicos y estarán 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.

JULIO ALEXANDER ROMERO PORTILLA

ING. HUGO MARCELO VILLACÍS SALAZAR

DEDICATORIA

En memoria de mis padres Julio Romero Calle y Rosario Portilla Márquez, gracias por todo el amor que me dieron, por creer en mí y enseñarme a ser una persona correcta y de buenos valores, a nunca darme por vencido y sobre todo a seguir adelante ante cualquier adversidad, sus sacrificios me permitieron cumplir esta meta.

Siempre los llevaré en mi corazón.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mi padre Julio por ser el pilar fundamental de mi vida que siempre estuvo para mí con un consejo o una palabra de aliento. A mi madre por brindarme todo su amor, cariño y apoyo en cada paso de mi vida. Gracias totales a ustedes por sembrar en mí las virtudes y fortalezas que me servirán para cumplir mis sueños.

Agradezco mi hermano Sebastian por ser mi apoyo y mi compañía en las largas amanecidas de estudio, por los momentos de felicidad y tristeza que hemos vivido y sobre todo por darme el impulso para seguir adelante.

A toda mi familia, en especial a mis primas Thalia, Cristel, Johana, Camila y Juan y a mis tíos Fernando, Marcia, Klever y Teresa por estar con nosotros en los momentos difíciles y no dejarnos solos.

A mis amigos y compañeros de la facultad, en especial Nicole, Nohelia, Diego, Eugenio, Sebastián, Kevin, Andrés, Carlos, Jonathan y Alex por las risas y los momentos compartidos con cada uno de ustedes.

A mis amigos y compañeros César A., Melissa, Jorge, Cristina, Tatiana, Juan, Saúl, Selena y César M. por ser grandes personas con las cuales forme una amistad incondicional.

A todas las personas que de una u otra manera estuvieron durante el transcurso de mis años de estudio y de la finalización de este trabajo.

Mi más sincero agradecimiento al Ing. Hugo Villacís e Ing. Cruz por toda la confianza y enseñanzas que me brindaron para el desarrollo de este trabajo.

A la Escuela Politécnica Nacional por todos los años de sacrificio que al final me forjaron para ser una excelente persona y un profesional para servir al Ecuador y al mundo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	II
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 OBJETIVOS	3
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	3
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	3
1.2 ALCANCE	3
1.3 MARCO TEÓRICO.....	4
1.3.1 RUTA DE LA LÍNEA	4
1.3.2 TIPOS DE ESTRUCTURAS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	5
1.3.3 GEOMETRÍA DE LA TORRE.....	7
1.3.4 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.....	9
1.3.5 CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	11
1.3.6 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	14
1.3.7 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	17
1.3.8 SOBREVOLTAJES	18
1.3.9 AISLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	22
1.3.10 MÉTODOS DE CONTROL DE SOBREVOLTAJES	26
1.3.11 MÉTODOS DE COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO	27
2. METODOLOGÍA.....	28
2.1 ETAPA 1 – PROGRAMA ATP.....	28
2.1.1 MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	28
2.2 ETAPA 2 – ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES.....	35
2.2.1 SOBREVOLTAJES TEMPORALES	35
2.2.2 SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA	35
2.3 ETAPA 3 – COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO	37
2.3.1 COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES TEMPORALES.....	37

2.3.2	COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO	40
2.3.3	COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO DEL AIRE.....	42
3.	RESULTADOS	43
3.1	ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES	43
3.1.1	SOBREVOLTAJES TEMPORALES	43
3.1.2	SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA	45
3.2	COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO	52
3.2.1	SOBREVOLTAJE TEMPORAL	52
3.2.2	COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO	54
3.2.3	COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO DEL AIRE.....	57
3.3	CÁLCULO DEL NIVEL DE PROTECCIÓN DE LOS AISLADORES	58
3.3.1	SOBREVOLTAJES TEMPORALES	58
3.3.2	SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA	59
3.4	CÁLCULO DE LA LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES	59
3.4.1	SOBREVOLTAJES TEMPORALES	59
3.4.2	SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA	59
3.5	VERIFICACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA TORRE	60
4.	CONCLUSIONES y RECOMENDACIONES	61
4.1	CONCLUSIONES.....	61
4.2	RECOMENDACIONES	62
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63
	ANEXO I.....	66
	ANEXO II.....	70
	ANEXO III.....	71
	ANEXO IV	72
	ANEXO V	73

RESUMEN

A partir del año 2018, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP puso en operación el sistema de transmisión a nivel de 230 kV San Rafael – Jivino – Shushufindi para alimentar la carga eléctrica del sistema petrolero mediante el uso de centrales de generación de energía renovables. Se estima que para el año 2025 el sistema nacional de transmisión podrá entregar alrededor de 300 MW al sistema petrolero especialmente de propiedad de Petroecuador, una vez que se complete la interconexión a nivel de 230 kV.

El acceso a estos sectores es difícil por motivos de que la selva amazónica ecuatoriana es zona protegida que no puede ser alterada con facilidad, por ello, se requiere de una expansión del sistema eléctrico de forma controlada sin que afecte a las especies endémicas ya que se necesita alimentar desde otra parte del sistema eléctrico a las cargas petroleras porque su actual fuente de energía presenta una baja confiabilidad teniendo una red radial en donde si se presenta alguna falla podría sacar a todo el sistema petrolero lo que generaría pérdidas económicas millonarias para el país.

Para ello, se necesita implementar el diseño de una nueva línea de transmisión que interconecte a la subestación Shushufindi con otra parte del sistema nacional interconectado SNI, independiente de la línea San Rafael – Jivino – Shushufindi para que pueda seguir alimentando de manera segura y aumente la confiabilidad de las petroleras siempre y cuando tome en cuenta los factores ambientales, sociales y económicos del sector.

PALABRAS CLAVE: ATP/EMTP, Sobrevoltaje de maniobra, Sobrevoltaje temporal, Coordinación de aislamiento, Línea de transmisión, Confiabilidad, Geometría.

ABSTRACT

Since 2018, the Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP put into operation the 230kV San Rafael – Jivino – Shushufindi transmission system to feed the electrical load of the oil system with renewable energy generation plants. It is estimated that by 2025 the national transmission system will be able to deliver around 300 MW to the oil system, especially owned by Petroecuador once the interconnection at the 230 kV level is completed.

Access to these sectors is difficult for reasons that the Ecuadorian Amazon forest is a protected area that cannot be easily altered, therefore, a controlled expansion of the electrical system is required without affecting endemic species that's why oil loads need to feed from another part of the electrical system because its current energy source has low reliability, having a radial network where, if there is a fault, it could take out the entire oil system, which would generate millionaire economic losses for the country.

For this, it is necessary to implement the design of a new transmission line that interconnects the Shushufindi substation with another part of the national interconnected system SNI, independent of the San Rafael - Jivino - Shushufindi line so that it can continue to feed safely and increase the reliability of the oil companies as long as it takes into account the environmental, social and economic factors of the sector.

KEYWORDS: ATP/EMTP, Switching overvoltage, Temporary overvoltage, Insulation coordination, Transmission line, Reliability, Geometry.

1. INTRODUCCIÓN

El Ecuador es un país exportador del petróleo y sus mayores ingresos económicos depende de su continua e ininterrumpida extracción; por lo cual la red de alimentación eléctrica para los equipos involucrados en los procesos de producción debe ser de alta seguridad y confiabilidad. Actualmente se dispone de un sistema de transmisión a nivel de 230 kV desde la central Coca Codo Sinclair y las líneas de transmisión doble circuito San Rafael – Jivino – Shushufindi. Al momento la carga petrolera localizada en el sector de Auca, propiedad de Petroecuador está tomando alrededor de 50 MW desde el sistema de transmisión del SNT a nivel de 69 kV.

Tomando en consideración que la mayoría de los pozos petroleros que están siendo explotados se encuentran localizados en la región amazónica y considerando que son zonas de muy alta densidad de descargas atmosféricas es importante considerar en los diseños de las líneas de transmisión este particular mediante un estudio que garantice una mejora en la tasa de fallas buscando disminuir la salida de servicio de la línea de transmisión, lo cual permitirá garantizar una mayor confiabilidad a este tipo de cargas.

Considerando que el sistema de transmisión San Rafael – Jivino – Shushufindi está conformado por una línea de transmisión doble circuito a 230 kV es un sistema radial, está muy expuesto a fallas especialmente debido a la presencia de descargas atmosféricas, se requiere mejorar la confiabilidad de esta alimentación al sector petrolero. Como dato referencial se puede mencionar que el 14 de octubre de 2021, debido a la presencia de altas tormentas eléctricas que afectaron a la línea de transmisión y a la subestación San Rafael, se produjo una salida de servicio del sistema de transmisión, dejando fuera de servicio a varios bloques de producción petrolera lo que generó una pérdida de 31.000 barriles de petróleo y varios millones de dólares para el país [1].

Para afrontar este problema, el presente trabajo de titulación propone el diseño de una nueva línea de transmisión que tome la alimentación de la red troncal de 230 kV desde otro punto del SNI interconectando las subestaciones San Francisco, Culebra y Shushufindi para abastecer inicialmente de energía eléctrica a las zonas de explotación petrolera del Auca, Culebra, Cononaco y Armadillo; y a futuro alimentar a otras cargas que forman parte del sistema eléctrico petrolero de las áreas de concesión de Petroecuador y de otros clientes del sector.

La línea de transmisión propuesta tendrá una capacidad de transmisión aproximadamente de 300 MW, 230 kV doble circuito y que servirá para mejorar la confiabilidad de la demanda de los pozos petroleros.

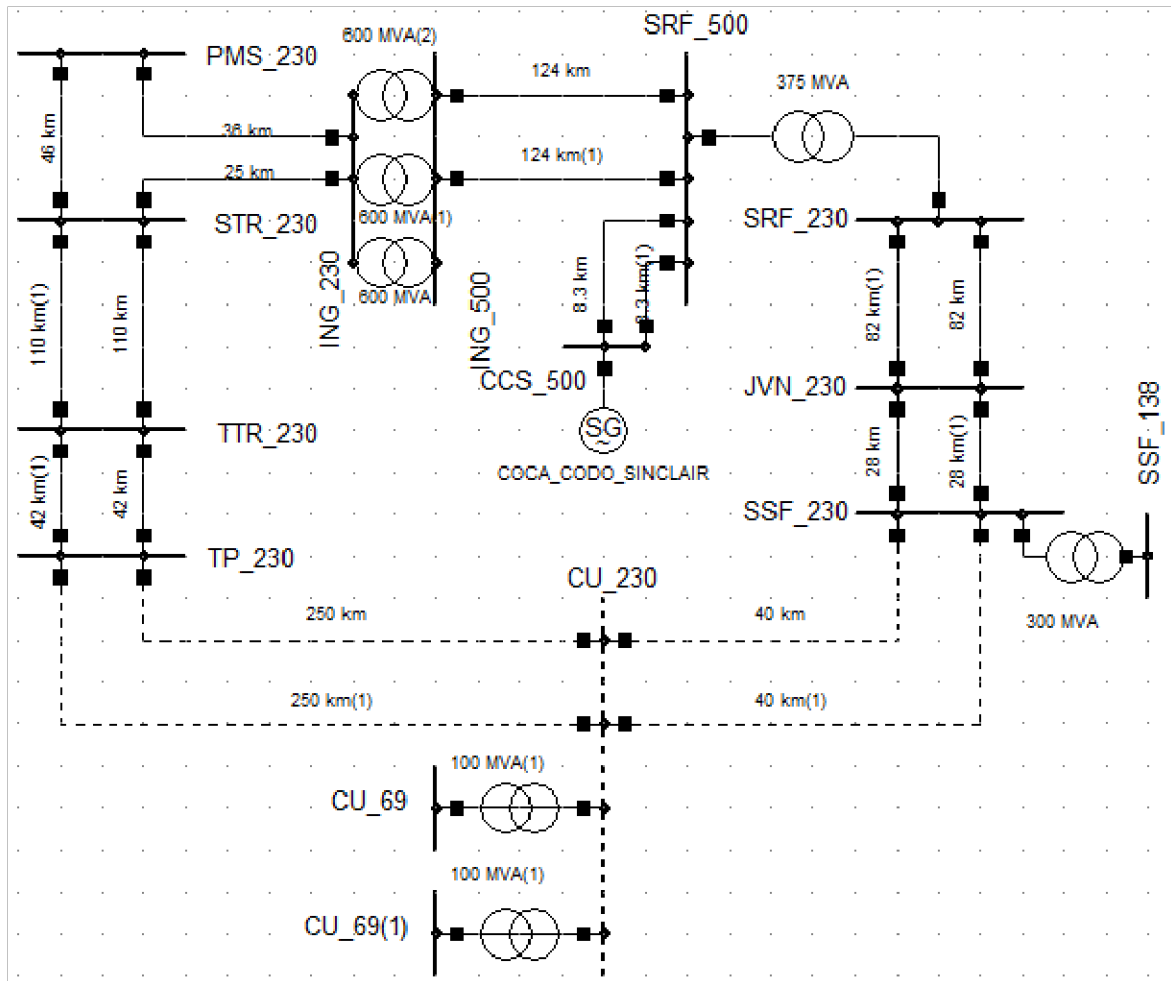


Figura 1.1. Diagrama unifilar de la línea propuesta en el SNI.

El estudio específico que se va a realizar sobre esta nueva línea de transmisión incluye el diseño eléctrico mediante la modelación en la plataforma del software ATP/EMTP analizando diferentes casos del comportamiento bajo la presencia de sobrevoltajes de maniobra y temporales y la determinación de la coordinación de aislamiento mediante la verificación de la geometría de las estructuras.

El trabajo está dividido por capítulos, en donde, el capítulo 1 presenta los principios teóricos requeridos para el diseño de las líneas de transmisión. El modelo de la línea de transmisión, los estudios de sobrevoltajes realizados en el software y la coordinación del aislamiento se encuentran en el capítulo 2. El capítulo 3 presenta los resultados de la coordinación del aislamiento junto con la geometría de la torre.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas durante el desarrollo del presente Trabajo de Integración Curricular.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar la línea de transmisión San Francisco – Culebra - Shushufindi a 230 kV bajo el estudio de los sobrevoltajes de maniobra y temporales a frecuencia industrial.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Revisar material bibliográfico para el diseño de una línea de transmisión.
- Modelar del sistema de estudio en el software ATP.
- Realizar el estudio de sobrevoltajes de maniobra y temporales a frecuencia industrial considerando diferentes casos de estudio.
- Realizar la coordinación del aislamiento tomando como base los estudios de sobrevoltajes de maniobra y temporales a frecuencia industrial incluyendo el análisis de selección del tipo de aislador por niveles de contaminación.
- Analizar el comportamiento de la geometría de la torre tipo seleccionada.

1.2 ALCANCE

Se desea diseñar una línea de transmisión que conecte las subestaciones San Francisco, Culebra (en desarrollo) y Shushufindi, para ello se trazará la posible ruta de la línea empleando la herramienta de Google Earth tomando en cuenta las zonas pobladas y las zonas protegidas. Se determinarán los vértices y número de torres que tendrá el diseño de la línea.

Se realizará una búsqueda bibliográfica del diseño de líneas de transmisión para determinar los parámetros fundamentales necesarios para realizar un estudio de sobrevoltajes de maniobra y sobrevoltajes temporales a frecuencia industrial.

Se empleará el software ATP/EMPT, para ello se hará una revisión de los manuales del programa para modelar correctamente la línea diseñada. Se asumirá un conductor base y una geometría base para empezar a modelar en el software.

Se simularán distintos casos en los que se presenten los sobrevoltajes temporales como fallas monofásicas, rechazo de carga, así como también los sobrevoltajes de maniobra como energización y recierre de líneas.

En base a los resultados obtenidos y en base a la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2, se desarrollará la coordinación del aislamiento para corregir el tipo de conductor que se

seleccionó, se considera también los niveles de contaminación, finalmente se ratificará la geometría de la torre con los resultados obtenidos.

Este estudio es un trabajo teórico, donde los resultados son aproximados y no son finales.

1.3 MARCO TEÓRICO

A continuación, se va a presentar los fundamentos teóricos en las cuales se sustenta el presente trabajo de titulación, como parámetros eléctricos de la línea de transmisión, tipos y causas de sobrevoltajes, la coordinación del aislamiento y los distintos tipos y geometrías de torres.

1.3.1 RUTA DE LA LÍNEA

Es el camino que conectará dos o más subestaciones mediante una línea de transmisión considerando zonas pobladas, zonas protegidas y zonas de alto riesgo geológico. La presencia de una línea puede generar problemas con los pobladores y alterar el desarrollo de las especies endémicas por varios fenómenos electromagnéticos que se puede presentar en una línea de transmisión dependiendo de su nivel de tensión.

Para el diseño de la línea San Francisco – Culebra - Shushufindi a 230 kV doble circuito, se ha considerado una ruta que atraviesa las provincias de Tungurahua, Pastaza, Napo y Orellana. La línea interconectará las subestaciones Topo (ubicada en la provincia de Tungurahua), Culebra (ubicada en la provincia de Napo) y Shushufindi (ubicada en la provincia de Orellana), generando dos tramos de líneas: Línea Topo-Culebra y Culebra-Shushufindi.

Mediante la herramienta de Google Earth, se trazó una ruta aproximada por donde van a estar ubicadas estas dos líneas, con longitudes aproximadas siguientes: Topo-Culebra (250 km aproximadamente) y Culebra-Shushufindi (40 km aproximadamente).

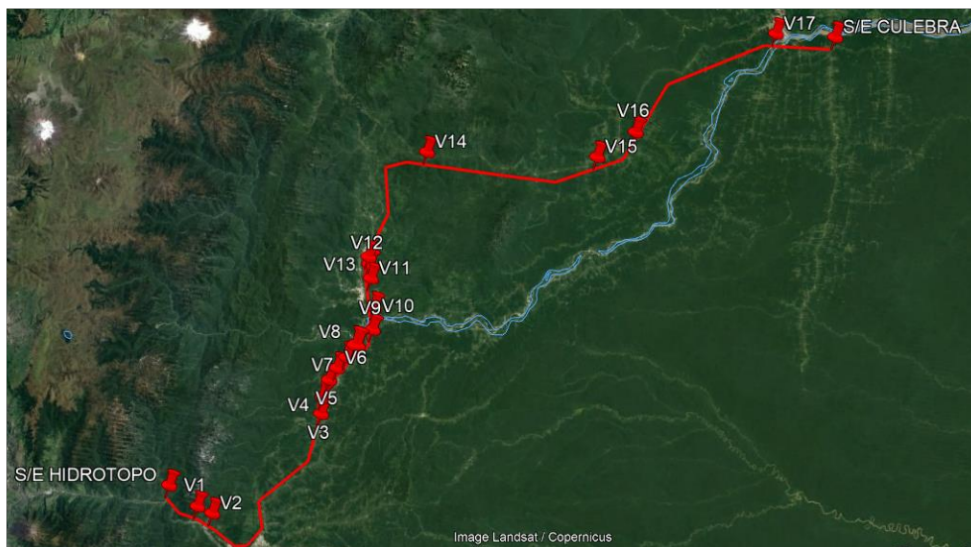


Figura 1.2. Ruta final de la línea de transmisión Topo-Culebra.



Figura 1.3. Ruta final de la línea de transmisión Culebra-Shushufindi.

1.3.2 TIPOS DE ESTRUCTURAS PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las torres de transmisión son estructuras construidas principalmente para soportar los pesos de los conductores y los cables de guarda. Las torres de transmisión se clasifican dependiendo de su ubicación y se denominan:

- Torre de Suspensión.
- Torre de Retención.
- Torre Terminal

1.3.2.1. Torre de suspensión

Este tipo de torres se utilizan principalmente para soportar el peso de los conductores de fase, los cables de guarda, los aisladores y los herrajes, incluyendo las fuerzas generadas por los vientos. Las torres de suspensión son usadas en los tramos rectos de la línea y son las más livianas [2].



Figura 1.4. Torre de suspensión de doble circuito.

1.3.2.2. Torre de retención

Estas torres, al igual que las de suspensión, soportan las mismas cargas y además pueden soportar las cargas que son producidas por los ángulos de los conductores cuando llegan y cuando salen de la torre. Son principalmente usados en tramos de la línea que se requiera cambios de dirección para evitar zonas en donde la torre no pueda ubicarse. Las torres de retención son más robustas que las mencionadas anteriormente y sus patas tienen una mayor abertura para soportar las fuerzas originadas por los cables [2].



Figura 1.5. Torre de retención de doble circuito.

1.3.2.3. Torre terminal

Se las ubica al inicio y final de la línea (antes de los pórticos de las subestaciones) y deben soportar una mayor fuerza longitudinal, por ello, son las torres más robustas de toda línea y se debe tener especial cuidado en sus cimentaciones que deben ser robustas [2].



Figura 1.6. Torre terminal de doble circuito.

1.3.3 GEOMETRÍA DE LA TORRE

La geometría de la torre se establece las distancias entre los conductores, la distancia del conductor más próximo a tierra y la distancia entre los conductores y el cuerpo de la torre. También, la geometría se ve alterada por el número de circuitos para los que se necesita diseñar.

La geometría seleccionada para este trabajo es muy típica en los diseños de líneas de transmisión a 230 kV en el Ecuador, se modelarán las líneas para el estudio de sobrevoltajes temporales y de sobrevoltajes de maniobra. En la Figura 1.7, se tiene distintas geometrías para torres de transmisión, la que se empleará en este trabajo será la geometría de: Configuración Vertical, que generalmente se emplean en líneas de 230 kV doble circuito.

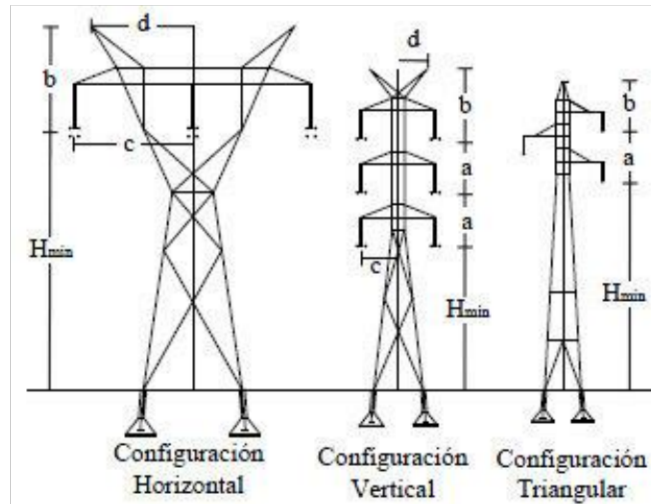


Figura 1.7. Geometrías de torres de transmisión.

En la configuración vertical propuesta se tiene que considerar la longitud de la cadena de aisladores para el largo de las crucetas y la distancia mínima a tierra, por ello, en base a [13] se tienen las relaciones de dichas distancias que se debe de cumplir ya que si no están dentro del rango se podría causar una disrupción entre conductor y la estructura metálica de la torre.

Tabla 1.1. Factores de disrupción de fase – tierra [13].

Configuración	Parámetros	Rangos	Valor de Referencia
	K	1.36 – 1.58	1.45
	$D2 / D1$	1 – 2	1.5
	$Ht / D1$	3.34 – 10	6
	$S / D1$	0.167 – 0.2	0.2

Donde: D1: Longitud de la cadena de aisladores.
D2: Distancia de seguridad entre la torre y el conductor.
Ht: Altura mínima entre el conductor de la fase más baja y tierra.

1.3.4 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Los conductores son medios utilizados para transportar energía eléctrica, están formados por materiales que permiten la circulación de corriente eléctrica cuando están sometidos a una diferencia de potencial en sus extremos. Los conductores están fabricados de metales, tales como: cobre y aleaciones de cobre, aluminio y aleaciones de aluminio, hierro y acero, siendo los materiales con mayor conductividad. Para la selección del conductor es determinante el factor económico, así como las propiedades eléctricas, propiedades mecánicas, maleabilidad, mantenimiento, resistencia a la corrosión, entre otros [3].

El aluminio es muy empleado en líneas de transmisión y distribución e incluso para subestaciones por sus propiedades de alta resistencia a la corrosión, su peso es ligero en comparación con el del cobre, reduce el efecto corona. El aluminio en estado puro posee la máxima conductividad, pero carece de una buena carga mecánica de ruptura para líneas de transmisión aéreas, por ello se emplean derivados o aleaciones de aluminio para suplir esta característica [4]. Actualmente, se emplean combinaciones de conductores de aluminio con otros elementos para mejorar sus características mecánicas y son:

1.3.4.1. Conductor de Aluminio (ACC)

Los conductores están fabricados con un 99.7% de pureza que asegura resistencia y protección de la corrosión. Los conductores ACC se clasifican según [3] en:

- Clase AA: Generalmente usados en líneas de transmisión aéreas.
- Clase A: Conductores desnudos de alta maleabilidad que necesitan estar cubierto por materiales con alta resistencia a los cambios de clima.
- Clase B: Conductores de mayor flexibilidad, se encuentran aislados con diversos materiales.
- Clase C: Conductores de alta flexibilidad.

1.3.4.2. Conductor de Aluminio con Aleación (AAAC)

Este tipo de conductores están compuestos por cantidades mínimas de silicio y magnesio (entre 0.5% - 0.6%) y mediante técnicas térmicas y mecánicas se incrementa la carga de ruptura del aluminio y se reduce el 15% en conductividad [4].



Figura 1.8. Sección transversal de conductores homogéneos de aluminio [24].

1.3.4.3. Conductor de Aluminio con Alma de Acero (ACSR)

Estos conductores tienen un alma de acero galvanizado rodeado por capas de cables de aluminio puro. El aporte del alma de acero incrementa la resistencia mecánica del conductor y no entra en consideración en los cálculos eléctricos del conductor [4].



Figura 1.9. Sección transversal de conductores de aluminio con alma de acero [25].

1.3.4.4. Conductor de Aluminio con Alma de Aleación (ACAR)

El conductor ACAR está formado por un núcleo de aluminio de alta resistencia recubierto de conductores de aluminio lo que le proporciona una rigidez superficial mayor permitiendo reducir los daños en el momento del tendido del conductor, bajas pérdidas por efecto corona y menos perturbaciones radioeléctricas [4].



Figura 1.10. Sección transversal de conductores de aluminio con alma de acero [26]

El conductor elegido es el ACAR por sus características y ventajas que se tiene en líneas aéreas de alto voltaje. Los calibres ACAR más empleados en el Ecuador son los enlistados en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2. Conductores empleados en el S.N.I. [27]

ACAR [MCM]
1200
750
300

De estos, los más recurrentes para líneas de alta tensión son el ACAR 750 y 1200. Dependiendo de las necesidades de diseño y económicas, se seleccionará uno de los dos. Para la selección del cable de guarda se emplea es acero 3/8.

1.3.5 CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión dependen de su voltaje, la potencia a transmitir y de la longitud de su conductor. Dependiendo de su longitud su comportamiento y su modelo eléctrico es de diferente, por ello se clasifican en los siguientes tipos:

1.3.5.1. Línea Corta

Una línea de transmisión se denomina corta si su longitud no supera los 80km. En este tipo de líneas, el efecto de la capacitancia es desprecia. Para el rendimiento de la línea de transmisión, se calcula solamente la parte resistiva e inductancia de la línea [5].

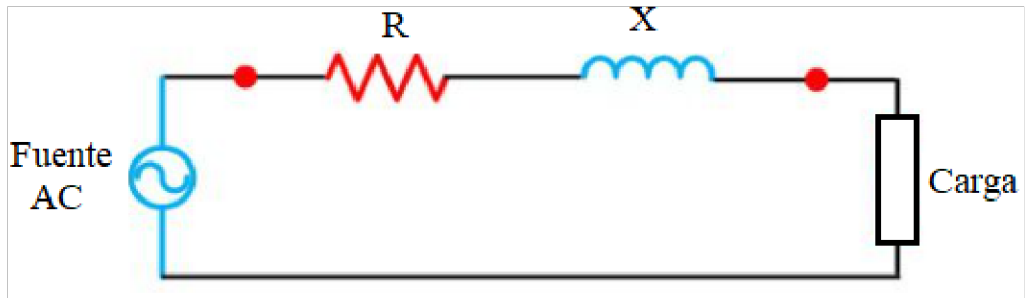


Figura 1.11. Modelo eléctrico de línea de transmisión corta [5].

Las ecuaciones que resuelven el circuito son:

$$I_S = I_R \quad (1.1)$$

$$V_S = V_R + I_R Z \quad (1.2)$$

$$Z = R + jX \quad (1.3)$$

Donde: V_S : Voltaje de salida [V]
 V_R : Voltaje del receptor [V]
 I_S : Corriente de salida [A]
 I_R : Corriente del receptor [A]
 R : Resistencia de la línea [Ω]
 X : Reactancia de la línea [Ω]

1.3.5.2. Línea Mediana

Las líneas de transmisión entran en la categoría de medianas cuando su longitud oscila entre los 80km y 240km. En este tipo de líneas, se la puede representar los parámetros de resistencia e inductancia y la mitad del valor de la capacitancia concentrada en cada extremo de la línea, a este modelo eléctrico se lo conoce como modelo Pi [6].

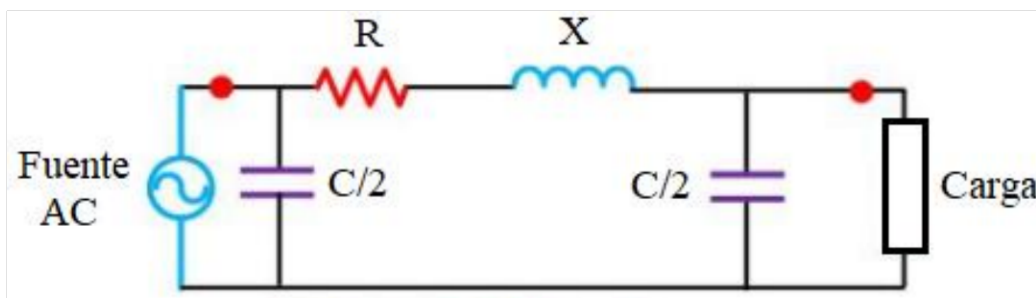


Figura 1.12. Modelo eléctrico de línea de transmisión mediana [5].

Las ecuaciones que resuelven el circuito son:

$$Y = \frac{1}{X_C} \quad (1.4)$$

$$V_S = \left(V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) Z + V_R \quad (1.5)$$

$$I_S = V_R Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left(1 + \frac{ZY}{2} \right) I_R \quad (1.6)$$

Donde: V_S : Voltaje de salida [V]
 V_R : Voltaje del receptor [V]
 I_S : Corriente de salida [A]
 I_R : Corriente del receptor [A]
 Z : Impedancia de la línea [Ω]
 Y : Admitancia de la línea [Ω^{-1}]

1.3.5.3. Línea Larga

A una línea de transmisión se la considera larga cuando su longitud es superior a 240km. En este tipo de líneas se tienen los parámetros distribuidos uniformemente a lo largo de la línea y no concentrados como en los anteriores casos [6].

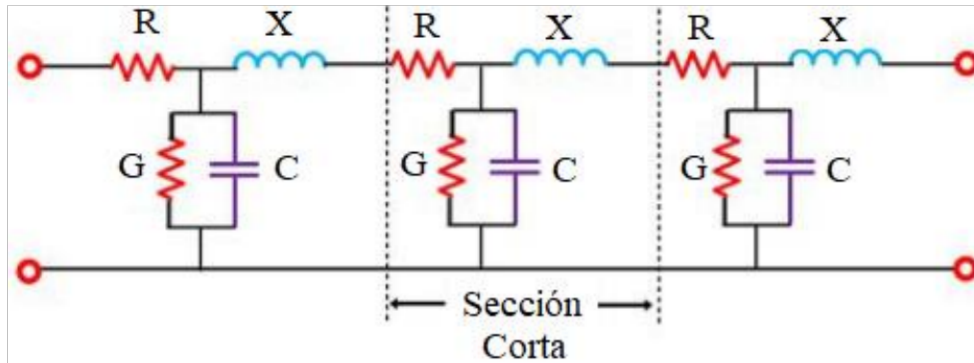


Figura 1.13. Modelo eléctrico de línea de transmisión larga [5].

Para resolver el sistema, se considera un elemento diferencial de longitud en la línea, para ello, se toma en cuenta que el voltaje, la corriente, la impedancia serie y admitancia paralelo dependen de la longitud de la línea.

Al resolver el sistema, se tiene:

$$V = \left(\frac{V_R + I_R Z_C}{2} \right) \varepsilon^{\gamma x} + \left(\frac{V_R - I_R Z_C}{2} \right) \varepsilon^{-\gamma x} \quad (1.7)$$

$$I = \left(\frac{V_R / Z_C + I_R}{2} \right) \varepsilon^{\gamma x} + \left(\frac{V_R / Z_C - I_R}{2} \right) \varepsilon^{-\gamma x} \quad (1.8)$$

$$Z_c = \sqrt{z/y} \quad (1.9)$$

$$\gamma = \sqrt{zy} \quad (1.10)$$

Donde: V: Voltaje en cualquier punto de la línea [V]
 I: Corriente en cualquier punto de la línea [A]
 Zc: Impedancia característica [Ω]
 z: Impedancia en cualquier punto de la línea [Ω]
 y: Admitancia en cualquier punto de la línea [Ω^{-1}]
 γ : Constante de propagación
 x: Distancia desde el extremo receptor de la línea [m]

1.3.6 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En una línea de transmisión se tienen parámetros eléctricos que influyen directamente en el diseño de la línea, como la resistencia, la capacitancia y la inductancia que están presentes por las características del conductor.

1.3.6.1. Resistencia

La resistencia de un conductor de las líneas de transmisión es la causante de las pérdidas de potencia en las mismas [6]. El término resistencia hace referencia a la resistencia efectiva del conductor, cuya expresión viene dada por:

$$R = \frac{P_{loss}}{|I|^2} [\Omega] \quad (1.11)$$

Donde: P_{loss} : Pérdida de potencia en el conductor [W]
 I: Corriente en el conductor [A]

Si se tiene una distribución uniforme de corriente en el conductor, la resistencia efectiva es la resistencia DC. La resistencia DC viene dada como se indica en [6].

$$R_{DC} = \frac{\rho l}{A} [\Omega] \quad (1.12)$$

Donde: ρ : resistividad del conductor [Ωm]
 l: longitud del conductor [m]
 A: área transversal del conductor [m^2]

En conductores trenzados, la resistencia DC en conductores trenzados es mayor al valor de calculado por la ecuación (1.12), para ello se considera un factor de incremento del

1% al 2% para conductores de tres hilos y conductores concéntricamente trenzados respectivamente [6].

La dependencia del valor de la resistencia con respecto a la temperatura es lineal, para ello se corrige el valor como se indica en [6]

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T+t_2}{T+t_1} [\Omega] \quad (1.13)$$

Donde: R1: resistividad del conductor a temperatura 1 [Ω]

R2: resistividad del conductor a temperatura 2 [Ω]

t1: temperatura 1 [$^{\circ}\text{C}$]

t2: temperatura 2 [$^{\circ}\text{C}$]

T: constante de temperatura [$^{\circ}\text{C}$]

Los valores de T son los siguientes:

$$T = \begin{cases} 234.5 & \text{para cobre recocido con 100\% de conductividad} \\ 241 & \text{para cobre estirado en frío con 97.3\% de conductividad} \\ 228 & \text{para aluminio estirado en frío con 61\% de conductividad} \end{cases}$$

Sin embargo, al transportar la energía mediante corriente alterna no se tiene una uniformidad de densidad de corriente por el aumento de la frecuencia lo que causa el fenómeno conocido como efecto piel que incrementa el valor de la resistencia de la línea [6].

1.3.6.2. Inductancia

La inductancia de una línea de transmisión se la denomina como los enlaces de flujo por ampere. Si se tiene que la permeabilidad μ constante, la corriente produce flujos que cambian en fase con la corriente [6]. En líneas de transmisión medianas y largas, la inductancia es más importante que la resistencia. Existen dos flujos, interno y externo, el valor total de la inductancia se determina por ambos flujos [7].

En líneas largas, los conductores de línea trifásica no se encuentran separados de forma equilátera dando un desbalance de inductancias en cada fase. Para reestablecer el balance se intercambia posiciones de los conductores en cada tercio de la línea, a este intercambio se lo conoce como transposición. La transposición permite a cada conductor tener el mismo valor de inductancia promedio en todo lo largo de la línea [6].

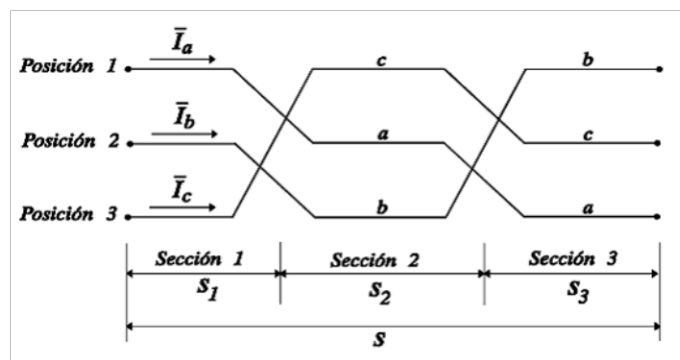


Figura 1.14. Transposición de una línea de transmisión [28].

La inductancia promedio por fase de líneas trifásicas está dada por la expresión:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{D_{eq}}{D_s} \right) \left[\frac{H}{m} \right] \quad (1.14)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}} \quad [m] \quad (1.15)$$

Donde: Deq: Distancia media geométrica de las tres distancias entre fases de la línea asimétrica

Ds: Radio medio geométrico del conductor [m]

1.3.6.3. Capacitancia

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores. La capacitancia es muy importante controlar ya que afecta a la caída de voltaje, la eficiencia, el factor de potencia y la estabilidad del sistema [6].

Al igual que la inductancia, la capacitancia es diferente en cada fase y para ello se requiere de transponer la línea para eliminar la asimetría y tener un sistema balanceado en donde la capacitancia promedio al neutro de cualquier fase para toda la transposición es igual a la capacitancia promedio al neutro de cualquier otra fase. Esto sucede porque los conductores mantienen las mismas distancias durante todo el trayecto de la línea durante la transposición [6].

La capacitancia por fase para líneas trifásicas está dada por:

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln \left(\frac{D_{eq}}{r} \right)} \left[\frac{F}{m} \right] \quad (1.16)$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}} \quad [m] \quad (1.17)$$

Donde: Deq: Distancia media geométrica de las tres distancias entre fases de la línea asimétrica

r: Radio propio del conductor [m]

Para líneas de transmisión doble circuito, se utiliza la distancia media geométrica DMG para calcular las reactancias inductiva y capacitiva de su circuito equivalente. En la Figura 1.15 se presenta la configuración típica de una línea trifásica doble circuito. Para calcular el Deq, el método DMG necesita las distancias de los paralelos [6].

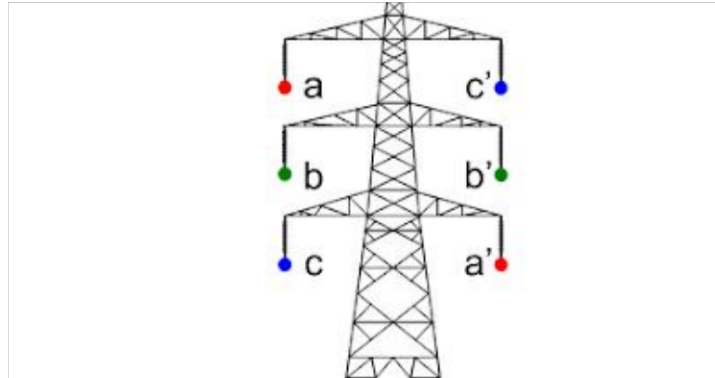


Figura 1.15. Línea doble circuito

1.3.7 PÉRDIDAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Al igual que cualquier otro elemento del sistema eléctrico de potencia, las líneas de transmisión presentan pérdidas de potencia por distintos factores, los mismos que a continuación se indican.

1.3.7.1. Pérdidas por el conductor

También conocidas por pérdidas por el efecto joule, son las pérdidas que dependen por la corriente que fluye a través de las líneas de transmisión y al tener una resistencia finita se produce un calentamiento en los conductores produciendo pérdidas de potencia por calentamiento [8].

$$P_{loss} = I^2 R [W] \quad (1.18)$$

Donde: I: Corriente que fluye por el conductor [A]

R: Resistencia del conductor [Ω]

Estas pérdidas son las causantes de que no llegue toda la potencia despechada por los generadores a los centros de carga y se produzcan caídas de voltaje.

1.3.7.2. Pérdidas por efecto corona

Las pérdidas de potencia por corona son causadas por el movimiento de iones positivos y negativos en el campo eléctrico presentes en líneas de transmisión de alto voltaje. Esta circulación de iones produce las descargas de corona en las regiones sometidas con

mayor circulación produciendo un halo de color rojizo, púrpura o azulado que consume una gran cantidad de energía. Esta energía es alimentada por la fuente de alto voltaje conectada a la línea de transmisión, lo cual genera un enorme campo electromagnético cerca de los conductores que sustenta las descargas de corona, por ello este efecto es más crítico en líneas de mayor nivel de voltaje [9].

La mayor parte de esta energía se transforma en calor que afecta al aire circundante del conductor. La energía restante se convierte en radiación electromagnética incluida la emisión de luz, energía acústica (ruido) y energía electroquímica que produce ozono y óxido nitroso [9].

1.3.8 SOBREVOLTAJES

Los sobrevoltajes se definen como un incremento de voltaje sobre el valor nominal en un período corto de tiempo en el sistema de potencia. Estos surgen dependiendo si son de carácter interno (sobrevoltajes de maniobra y frecuencia industrial) causados por cambios en la operación del SEP o de carácter externo (sobrevoltajes por descarga atmosférica) [10].

Para el estudio óptimo de una L/T es necesario analizar todos los fenómenos de los sobrevoltajes para determinar de mejor manera los resultados de la coordinación del aislamiento y geometría de la torre.

1.3.8.1. Clasificación de los Sobrevoltajes

En este trabajo se estudiará solamente los sobrevoltajes temporales y de maniobra. Los sobrevoltajes por descarga atmosférica no se entrarán en detalles.

1.3.8.1.1 Sobrevoltajes de Maniobra

Los sobrevoltajes de maniobra se originan por la realización de maniobras en el sistema eléctrico de potencia o por la presencia de una falla. Este tipo de sobrevoltajes se caracteriza por tener frentes y colas de onda del orden de 10 a 1000 microsegundos, son de alto amortiguamiento y de corta duración. Las causas más frecuentes de la aparición de los sobrevoltajes de maniobra se deben a la energización y re-energización de la línea, fallas y despeje de fallas, rechazo de carga, conmutación de corrientes capacitivas e inductivas, efectos de descargas atmosféricas distantes a la línea, desconexión de transformadores de alta tensión en vacío, entre otros [13].

Estas alteraciones del voltaje son representadas por una forma de onda de voltaje y por una amplitud que puede ser tanto el valor máximo del sobrevoltaje o una distribución de

probabilidad de las amplitudes de los sobrevoltajes. Esta distribución de probabilidad puede ser representada por el sobrevoltaje de 2% de probabilidad de ser excedido. La distribución puede ser Gaussiana o un equivalente de la distribución de Weibull modificada ya que presenta ciertas ventajas al momento de evaluarlas [13].

La función de distribución de probabilidad acumulada modificada de Weibull para sobrevoltajes está definida a continuación:

$$F(U) = 1 - 0.5 \left(1 - \frac{U - U_{e50}}{3Se} \right)^3 \quad (1.19)$$

Donde: U_{e50} : Valor promedio de la distribución de los sobrevoltajes.

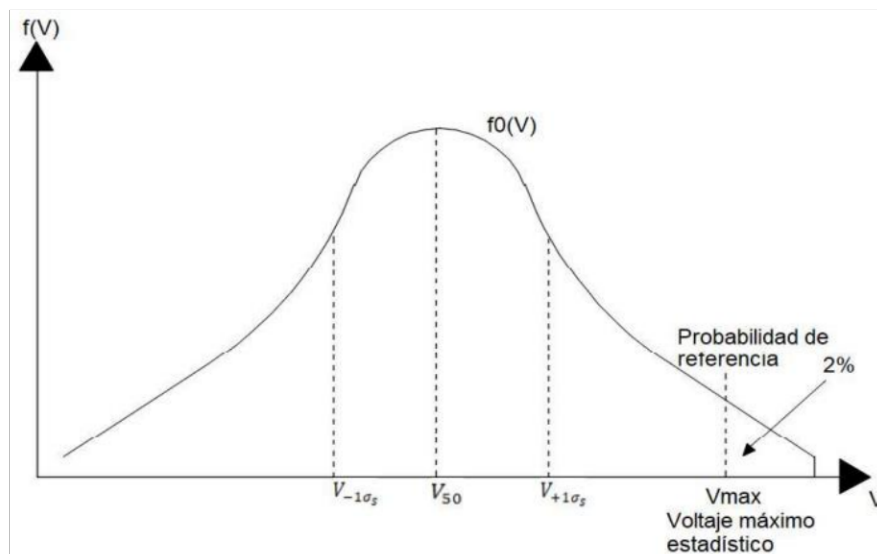


Figura 1.16. Distribución de probabilidad acumulada del sobrevoltaje de maniobra [20].

La forma de onda representativa en sobrevoltajes de maniobra está definida por el tiempo de frente de $250\mu s$ y el tiempo de cola de $2500\mu s$. La amplitud representativa es la amplitud del sobrevoltaje, siendo independiente de su valor pico real. Sin embargo, en algunos sistemas de rango II, pueden aparecer sobrevoltajes con frentes de onda muy largos, donde su amplitud representativa debe de tener en cuenta la influencia de la duración del frente de onda sobre la rigidez dieléctrica del aislamiento [13].

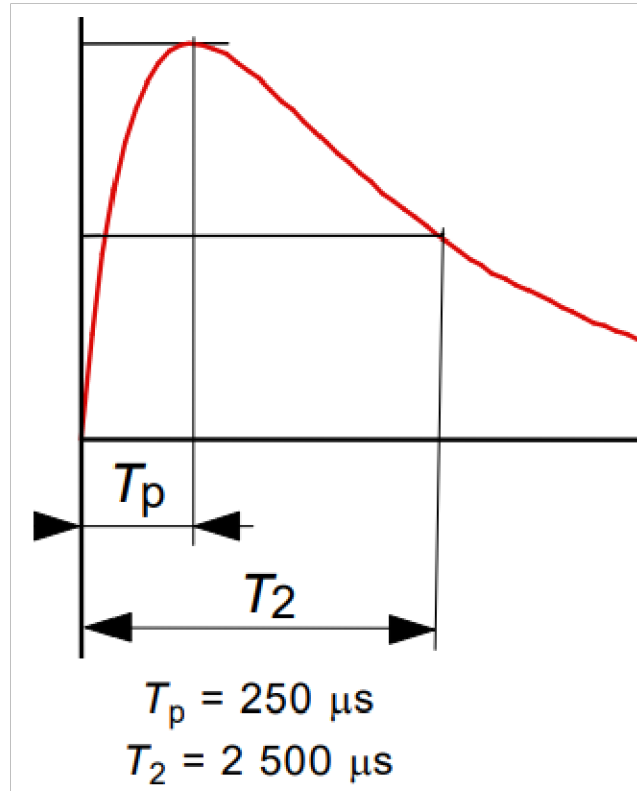


Figura 1.17. Onda normalizada para sobrevoltajes de maniobra [12].

Sobrevoltajes de maniobra por energización y re-energización de una línea

La energización y re-energización de una línea produce sobrevoltajes de maniobra en todas sus fases, donde, cada sobrevoltaje de maniobra produce tres sobrevoltajes fase-tierra y tres sobrevoltajes fase-fase.

Las amplitudes de sobrevoltaje por energización de una línea dependen de varios factores como el tipo de circuito de corte, la fuerza y naturaleza del cortocircuito de la barra de donde este energizada, la naturaleza de las compensaciones utilizadas, longitud de la línea, etc.

La re-energización trifásica puede generar grandes frentes valores de sobrevoltajes por las cargas atrapadas durante la re-energización. En cambio, la energización monofásica no genera sobrevoltajes tan grandes como al momento de energizar, pero, en líneas donde se tenga resonancia o efecto ferranti puede alcanzar incluso sobrevoltajes superiores a los sobrevoltajes trifásicos de energización [9].

Para el estudio de estas maniobras es necesario emplea dos métodos:

- Método fase – pico

De cada maniobra realizada se toma el valor pico más alto de la sobretensión presentada en cada fase o entre fases contribuyendo con tres distribuciones de probabilidad de sobretensión.

- Método caso – pico

De cada maniobra se toma el valor pico más alto de todas las sobretensiones presentadas en cada fase o el mayor valor de entre fases contribuyendo con una única distribución de probabilidad representando todas las fases.

Sobrevoltajes de maniobra por fallas y despejes de fallas

Las fallas producen transitorios que resultan en el incremento en la corriente y un decrecimiento del voltaje. En una línea aérea, las falla que ocurre con más frecuencia es la de fase – tierra, pero también pueden ocurrir otro tipo de fallas. Cuando un disyuntor opera para desenergizar la línea y despejar la falla, se pueden presentar considerables oscilaciones de voltaje, especialmente en las fases no falladas [13].

Sobrevoltajes de maniobra por rechazo de carga

Los sobrevoltajes producidos por rechazo de carga solamente son relevantes en sistemas de rango II en cuyos sobrevoltajes de energización y re-energización son controlados con valores menores a 2 p.u [14].

Sobrevoltajes de maniobra por conmutación de corrientes inductivas.

Generalmente, un SEP está formado por inductancias y capacitancias para mantener la estabilidad del sistema. Al momento de operar estos elementos, ya sea cierre o apertura, pueden producir sobrevoltajes debido a reencendidos del arco eléctrico en las terminales del interruptor [14].

Se pueden tener corrientes de carácter inductivo cuando se trabaja con transformadores y reactores, este tipo de corrientes causan transitorios muy fuertes cuando se realizan maniobras de desconexión [13].

1.3.8.1.2 Sobrevoltajes Temporales

Estos tipos de sobrevoltajes están caracterizados por su valor de amplitud, su forma de onda y la duración del fenómeno. Estos parámetros dependen del origen del sobrevoltaje

y tanto la amplitud como su forma de onda puede variar durante su tiempo de duración. Los sobrevoltajes temporales pueden ser fenómenos no amortiguados o incluso poco amortiguados y de larga duración, tomando varios segundos hasta minutos. También se pueden clasificar de acuerdo con su frecuencia de oscilación, siendo mayor, igual o menor a la frecuencia de operación [15].

Sobrevoltajes temporales por rechazo de carga

Los sobrevoltajes temporales pueden aparecer cuando se produce un rechazo de carga. Este tipo de sobretensiones dependen de la carga desconectada, de las fuentes de generación y de la topología de la red. En sistemas con líneas cortas y altas potencias de cortocircuitos en las estaciones terminales tendrán bajos niveles de sobrevoltajes, lo contrario en sistemas con líneas largas y bajas potencias de cortocircuitos en las zonas de generación presentan altos niveles de sobrevoltajes [13].

Sobrevoltajes temporales por fallas a tierra

Las fallas a tierra son producidas por sobrevoltajes de fase a tierra y afectan a las dos fases restantes. La amplitud del sobrevoltaje depende de si el sistema tiene neutro sólidamente puesto a tierra y de la localización de la falla. La duración del sobrevoltaje depende de la duración de la falla, hasta que sea despejada [13].

1.3.8.1.3 Sobrevoltajes por Descarga Atmosférica

Este sobrevoltaje es causado por golpes directos de rayos a los conductores de fase, también pueden ser inducidos por golpes de rayos a tierra cercanos a la línea o por descarga inversa de torre a línea. La descarga de rayos afecta más a las líneas por debajo de los 400kV. Las descargas inversas son menos probables en sistemas de rango II que en sistemas de rango I debido por su alta resistencia en el aislamiento.

Las formas de ondas representativas para sobrevoltajes por descarga atmosférica es el impulso estándar tipo rayo caracterizados por su tiempo de frente de $1.2\mu\text{s}$ y el tiempo de cola de $50\mu\text{s}$. La amplitud representativa es dada por un valor máximo asumido o por los valores picos de una distribución de probabilidad [13].

1.3.9 AISLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En sistemas de potencia, la protección de las líneas de transmisión es de suma importancia para mantener la estabilidad del SEP. El aislamiento es la separación de los campos eléctricos y magnéticos de dos circuitos y actúan como barrera contra peligrosos altos voltajes en eventos de fallas eléctricas [16].

Todos los materiales pueden convertirse en conductores por el movimiento de partículas cargadas. Los conductores poseen gran cantidad de electrones libres que resultan en un campo eléctrico aplicado, en cambio un medio aislante posee muy pocos de estos. A medida que el estrés eléctrico va aumentando en el medio aislante, su rigidez dieléctrica cambiará hasta ser comparable a un conductor, produciéndose la disrupción [6].

Un sin número de factores afectan a la rigidez dieléctrica del aislamiento como indica [13].

- La magnitud, forma de onda, duración y polaridad del voltaje aplicado.
- La distribución del campo eléctrico en el aislamiento.
- El tipo de aislamiento utilizado y su homogeneidad.
- El estado físico del aislamiento.
- La deformación del aislamiento bajo agentes externos.

En campo, el aislamiento se comporta de manera distinta ya que está bajo los efectos de la humedad, la densidad de aire, lluvia y contaminación ambiental presente que afecta en directamente a su rigidez eléctrica.

1.3.9.1. Aisladores

Los aisladores son usados como elementos de equipo de apoyo que separan a los conductores eléctricos de las torres sin que circule corriente por los mismos. Los aisladores no solamente cumplen la función de aislar el camino a tierra entre los conductores y las torres de transmisión, sino también de sostener el peso de estos [17].



Figura 1.18. Cadena de aisladores.

1.3.9.2. Disrupción del aislamiento

La naturaleza del comportamiento de un aislador es de carácter probabilístico ya que puede la probabilidad de disrupción cambiar de 0% a 100% dependiendo de la onda y del valor pico del voltaje que es aplicado. La probabilidad de disrupción P está en función de cualquier posible valor que tome U , dando como resultado $P=P(U)$ [13].

Generalmente la función P es función de distribución de probabilidad acumulada pudiendo ser representada por una distribución Gaussiana pero puede aproximarse a una distribución de probabilidad acumulada modificada de Weibull ya que presenta más facilidades al momento de trabajar con los sobrevoltajes de maniobra debió a su naturaleza [13].

La distribución modificada de Weibull para describir el comportamiento del aislamiento es la siguiente:

$$P(U) = 1 - 0.5 \left(1 + \frac{U - U_{50}}{4} \right)^5 \quad (1.20)$$

Donde: U_{50} : Voltaje en el cual el aislamiento tiene el 50% de probabilidad de fallar.

Generalmente la curva de la función $P(U)$ puede ser definida por tres factores U_{50} que también es conocido como CFO (Critical Flashover), Z la desviación estándar que representa la dispersión de los voltajes de descarga y U_{spec} el máximo voltaje que por debajo no se produce disrupción [13].

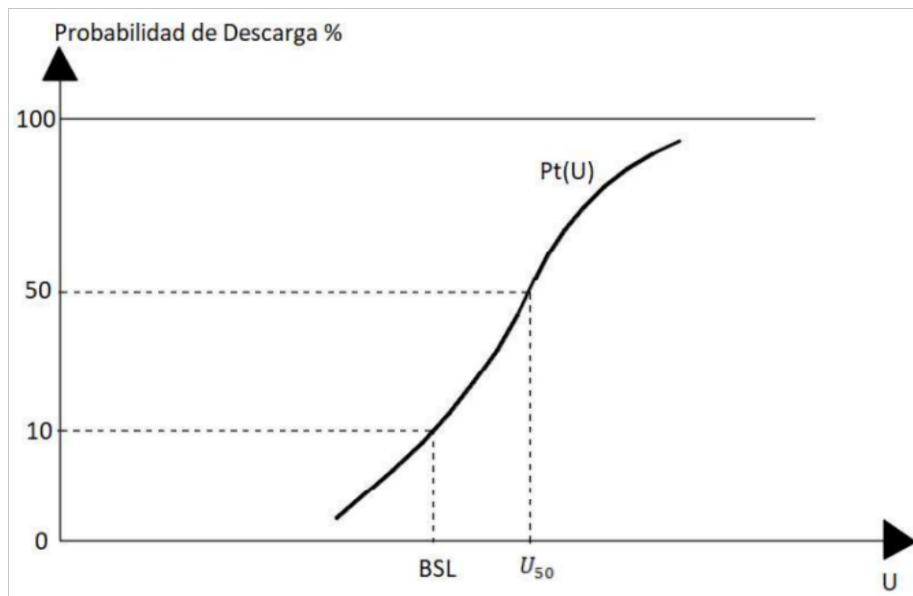


Figura 1.19. Distribución de probabilidad acumulada del aislamiento [20].

1.3.9.3. Tasa de fallo

La tasa de fallo es la probabilidad de que el aislamiento falle y se produzca una disrupción cuando está sometido a sobrevoltajes. La tasa de fallo depende de la distribución del sobrevoltaje y la probabilidad de disrupción del aislamiento como se ve en la Figura 1.20.

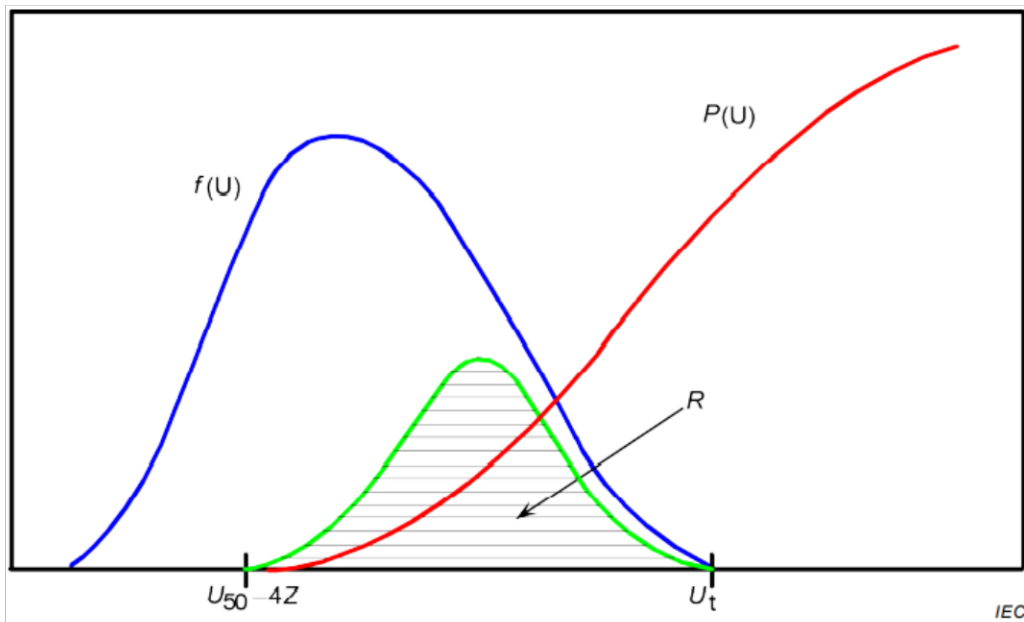


Figura 1.20. Evaluación de la tasa de fallo [13].

El cálculo de la tasa de fallo R es el área sombreada bajo la curva intersección de las funciones de distribución acumulada del sobrevoltaje y la probabilidad de disrupción del aislamiento, representada en la ecuación (1.21).

$$R = \int_0^{\infty} f(U) \times P(U) dU \quad (1.21)$$

Donde: $f(U)$: Distribución de probabilidad del sobrevoltaje trucada.

$P(U)$: Probabilidad de disrupción del aislamiento modificada.

Una aproximación para el cálculo de R es:

$$R = \Phi \left[\frac{Ue_{50} - U_{50}}{\sqrt{\sigma_e^2 + Z^2}} \right] \quad (1.22)$$

Donde: Ue_{50} : Valor medio de la distribución del sobrevoltaje, en kV.

U_{50} : 50% probabilidad de disrupción del aislamiento, en kV.

σ_e : Desviación convencional de la distribución del sobrevoltaje, en kV.

Z : Desviación convencional de la probabilidad de disrupción, en kV.

Φ : Función gaussiana.

Para el cálculo de la tasa de falla para N torres es:

$$R = NR \quad (1.23)$$

Para un buen diseño de la línea, [13] indica que la tasa de fallo por sobrevoltajes de origen atmosférico se encuentra en el rango de 0.1/100km/año y 20/100km/año y para sobrevoltajes de maniobra la tasa de fallo aceptable está en el rango de 0.01 a 0.001 fallas por operación que es una falla por cada cien o mil maniobras realizadas.

1.3.10 MÉTODOS DE CONTROL DE SOBREVOLTAJES

1.3.10.1. Descargadores de sobretensión

Los descargadores de sobretensión son equipos que se instalan tanto en transformadores como en líneas de transmisión para protegerlos de sobrevoltajes. El descargador se encuentra conectado directamente a tierra, permitiendo un camino de baja impedancia para los posibles fenómenos de sobrevoltajes. En condiciones normales de operación, el descargador debe actuar como un aislador perfecto entre el conductor y tierra. Esta característica es posible con la ayuda de un varistor que permite tener distintos valores de resistencia dependiendo de su nivel de voltaje [18].



Figura 1.21. Descargador de sobretensión [18].

1.3.10.2. Resistencias de preinserción

Las resistencias de preinserción son utilizadas para mitigar el impacto de los sobrevoltajes al momento de realizar una maniobra, ya sea de conexión o desconexión. Estas van en conjunto con interruptores secundarios que se conectan en paralelo al interruptor principal permitiendo que los voltajes al momento de maniobrar sean bajos [21].

Generalmente su valor óptimo oscila entre 300 Ω – 500 Ω para líneas de transmisión [22].

1.3.11 MÉTODOS DE COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

La determinación de la coordinación del aislamiento consiste en determinar los valores más críticos de voltaje de ruptura sobre el aislador cuando se encuentran sometidos a los distintos sobrevoltajes en condiciones de servicio [13].

Existen dos métodos para la coordinación del aislamiento, el método determinístico y método estadístico.

1.3.11.1. Método determinístico

Este método se utiliza cuando no se tiene información estadística de las pruebas de las posibles tasas de falla que puedan tener los equipos durante servicio.

Con el este método se asume que el aislamiento tiene una probabilidad de cero de fallar, por ello, el valor soportado es igual al voltaje soportado de coordinación que se obtiene del producto del sobrevoltaje máximo representativo por un factor de coordinación K_c .

Este método es empleado para la coordinación del aislamiento interno contra sobrevoltajes de frente lento y sobrevoltajes de frente rápido y se tenga experiencia de los equipos durante servicio [13].

1.3.11.2. Método estadístico

Este método está basado frecuencia de ocurrencia de los distintos sobrevoltajes, de la distribución de probabilidad de dicho sobrevoltaje y la probabilidad de interrupción del aislamiento. Por otro lado, se puede determinar la tasa de fallo combinando la probabilidad de interrupción del aislamiento y la distribución de probabilidad del sobrevoltaje [13].

2. METODOLOGÍA

El desarrollo del presente trabajo de integración curricular se lo trabaja en distintas etapas para un mejor proceso en el diseño de la línea de transmisión. En la etapa 1 se describe los parámetros y los elementos a usar para la modelación de las líneas Topo – Culebra y Culebra – Shushufindi. Durante la etapa 2 se describe los parámetros del estudio de los sobrevoltajes temporales y de maniobra para distintos casos. Finalmente, en la etapa 3 se desarrolla la coordinación de aislamiento para bajas tasas de fallo.

2.1 ETAPA 1 – PROGRAMA ATP

El software ATP-EMTP es un programa que permite simular fenómenos electromagnéticos para distintos sistemas eléctricos de potencia. Está diseñado para analizar los distintos elementos que están presentes en los sistemas eléctricos y la fácil modificación de sus características de ser necesario.

2.1.1 MODELAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

2.1.1.1. Fuentes Equivalentes

Las fuentes equivalentes (equivalentes de Thévenin) representan y compactan a toda la red de un sistema en fuentes trifásicas balanceadas con una impedancia de secuencia que se conectan al sistema de estudio. Estos equivalentes se los calcula mediante cortocircuitos en las barras donde se quiera minimizar. La utilización de estos equivalentes es para reducir el tiempo en simulación y no agotar recursos computacionales.

En la Figura 2.1, se encuentra los elementos utilizados para representar los equivalentes en las S/E Topo, Culebra y Shushufindi y en la Tabla 2.1 se encuentran los valores de las impedancias calculadas para cada subestación.

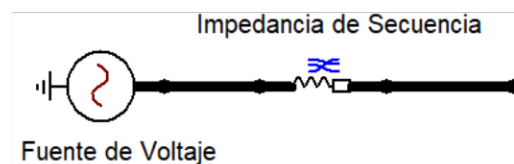


Figura 2.1. Fuente equivalente compuesta por una fuente sinusoidal y una impedancia de secuencias del software ATP.

Tabla 2.1. Valores de impedancias calculadas para los equivalentes de Thévenin

SUBESTACIONES	PARÁMETROS		
	VOLTAJE [kV]	IMPEDANCIA SEC. POSITIVA [Ω]	IMPEDANCIA DE SEC. CERO [Ω]
TOPO	230	1.5534 + j16.1456	1.4716 + j16.1849
CULEBRA	69	3.2325 + j12.5301	2.6667 + j10.2561
SHUSHUFINI	230	2.2469 + j26.2633	1.3585 + j15.5723

2.1.1.2. Línea de Transmisión

Para modelar una línea de transmisión en ATP se utiliza el modelo LCC, referente a líneas y cables, el cual permite llenar distintos datos para aproximar al modelo de la línea. Existen cuatro campos a saber tipo de sistema, datos estándar, modelos y geometría de la torre.

En el tipo de sistema se selecciona el tipo de línea, número de conductores (incluye cables de guarda y conductores de fase), también especifica si la línea considera transposición, efecto piel, haz de conductores, etc. En la Figura 2.2 se indican las opciones seleccionadas para el presente estudio.

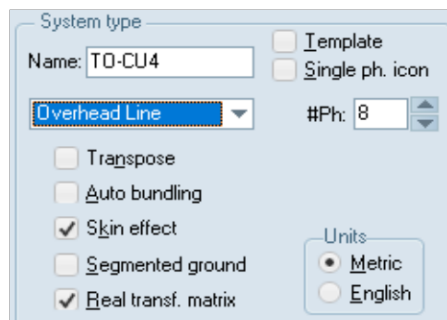


Figura 2.2. Características para tipo de sistema.

En datos estándar se encuentran parámetros como el valor de la resistividad del suelo, la frecuencia inicial y la longitud de la línea. En este estudio se opta por segmentar la L/T Topo – Culebra en cuatro partes para poder visualizar los fenómenos de una mejor manera y la para L/T Culebra – Shushufindi no se necesita segmentarla. En la Figura 2.3 se indican los valores ingresados para el presente estudio.

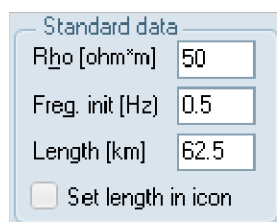


Figura 2.3. Valores utilizados para datos estándar.

Para la parte de modelos, el software ATP posee distintos modelos de líneas y su utilización depende del estudio que se quiera realizar. El modelo Pi considera que los parámetros eléctricos están concentrados y constantes que es utilizado para estudios de estado estacionario. El modelo Bergeron considera únicamente los parámetros de inductancia y capacitancia de la línea constantes y distribuidos en toda la línea. El modelo Noda emplea componentes de fase, pero es su respuesta en el dominio del tiempo es inestable. El modelo Semlyen es dependiente de la frecuencia, pero actualmente se encuentra en desuso ya que no es exacto del todo. Finalmente, el modelo JMarti considera que los parámetros son dependientes de la frecuencia y es especialmente efectivo para el estudio de transitorios [14]. En la figura 2.4 se presenta los valores seleccionados para el modelo JMarti.

The image shows a software dialog box titled 'Model'. It is divided into two main sections: 'Type' and 'Data'. In the 'Type' section, there are five radio button options: 'Bergeron', 'PI', 'JMarti' (which is selected), 'Noda', and 'Semlyen'. In the 'Data' section, there are four input fields: 'Decades' with the value '8', 'Points/Dec' with the value '10', 'Freq. matrix [Hz]' with the value '5000', and 'Freq. SS [Hz]' with the value '60'. At the bottom of the 'Data' section, there is a checked checkbox labeled 'Use default fitting'.

Figura 2.4. Valores utilizados el modelo JMarti.

Los valores de frecuencia por elegir dependen del estudio de sobrevoltaje que se va a realizar ya que los parámetros eléctricos de la línea pueden variar por los distintos rangos de frecuencia que pueden tener los sobrevoltajes.

En la geometría de la torre principalmente se ingresan los datos referentes a la posición de los conductores de fase y cables de guarda, las características de los conductores como radio interno y externo y sus valores de resistencia, entre otros. En la Tabla 2.2 se encuentran los parámetros eléctricos de los conductores a utilizar. En la Figura 2.5 se presenta la geometría de la torre propuesta y en la Figura 2.6 se visualiza los datos referentes a la geometría de la torre y las características eléctricas de los conductores ingresadas en el ATP.

Tabla 2.2. Parámetros eléctricos de los conductores utilizados [29]

	DIÁMETRO [mm]	RESISTENCIA DC [Ω/km]
ACAR 750	25.31	0.0815
ACERO 3/8	19	2.6688

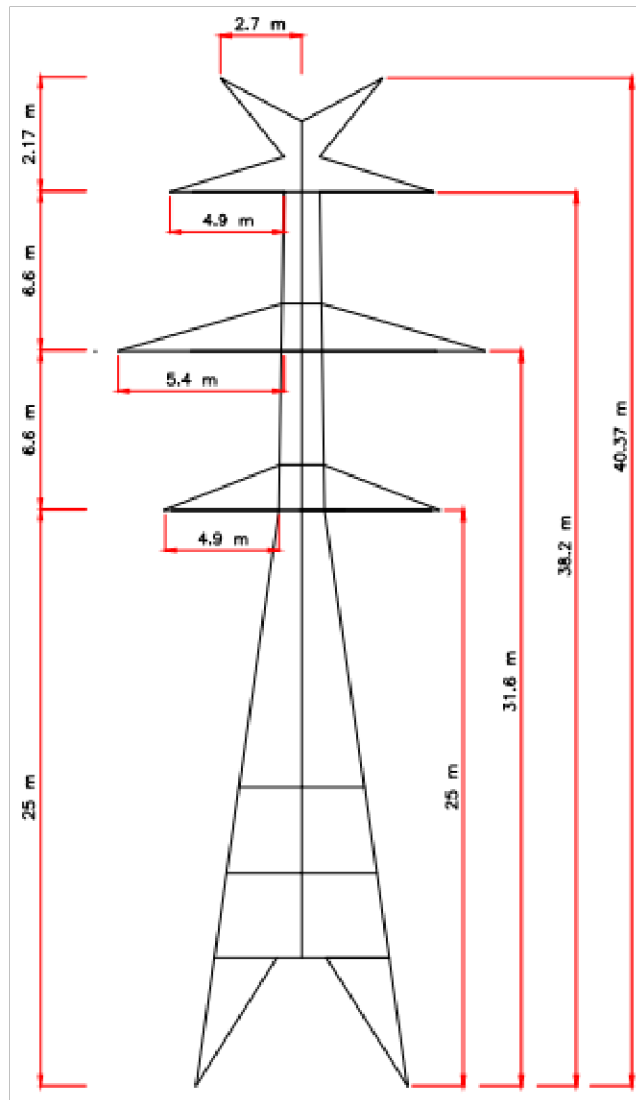


Figura 2.5. Geometría de la torre propuesta.

#	Ph.no.	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]
1	1	0	1.2655	0.0815	-4.9	38.2	32.2
2	2	0	1.2655	0.0815	-5.4	31.6	25.6
3	3	0	1.2655	0.0815	-4.9	25	19
4	4	0	1.2655	0.0815	4.9	38.2	32.2
5	5	0	1.2655	0.0815	5.4	31.6	25.6
6	6	0	1.2655	0.0815	4.9	25	19
7	7	0	0.95	2.6688	-2.7	40.37	35.37
8	8	0	0.95	2.6688	2.7	40.37	35.37

Figura 2.6. Datos de geometría de la torre y características eléctricas de los conductores.

Estos datos y características son empleadas tanto en las líneas Topo – Culebra y Culebra – Shushufindi.

2.1.1.3. Interruptores

En el software ATP existen distintos tipos de interruptores que dependiendo de su estudio se pueden utilizar el más adecuado. En los interruptores se puede encontrar los interruptores controlados por tiempo, interruptores controlados por voltaje, interruptores de medición, interruptores sistemáticos, interruptores estadísticos, etc.

En este estudio se utilizan interruptores controlados por tiempo e interruptores estadísticos. El interruptor controlado por tiempo depende de la maniobra que se quiera realizar y el tiempo en el que opera es determinado por el usuario. En cambio, el interruptor estadístico trabaja con tiempos distribuidos de forma estadística como la normal, gaussiana y lineal. Los interruptores estadísticos pueden ser maestro o esclavo, donde, el maestro es independiente al momento de operar y los esclavos depende del tiempo de actuación del maestro. Estos interruptores tienen una desviación estándar que representa la discrepancia entre polos que tienen los interruptores en la realidad.

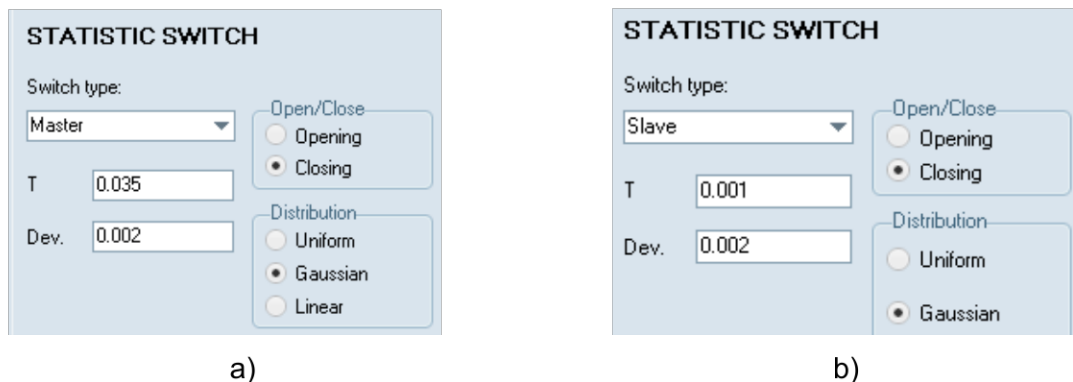


Figura 2.7. Configuraciones de interruptores estadísticos a) maestro y b) esclavo.

2.1.1.4. Resistencias de preinserción

Como se menciona en 1.3.10.2, los valores típicos de las resistencias de preinserción están entre 300 – 500 Ω , en este estudio se trabaja con un valor de 400 Ω . Hay una resistencia por cada fase y se encuentra conectada en serie con un interruptor trifásico que se energiza primero amortiguar los picos de sobrevoltaje para posteriormente conectarse el interruptor principal. En la Figura 2.8 se encuentran los valores de tiempo utilizados para las maniobras.

DATA	UNIT	VALUE
T-cl_1	s	0.015
T-op_1	s	0.05
T-cl_2	s	0.018
T-op_2	s	0.05
T-cl_3	s	0.021
T-op_3	s	0.05
Imar	Ámps	0

Figura 2.8. Configuración de los tiempos del interruptor trifásico

2.1.1.5. Descargadores

El cálculo para dimensionar el descargador se encuentra en Anexos I. En la Figura 2.9 se encuentra la curva corriente-voltaje del descargador.

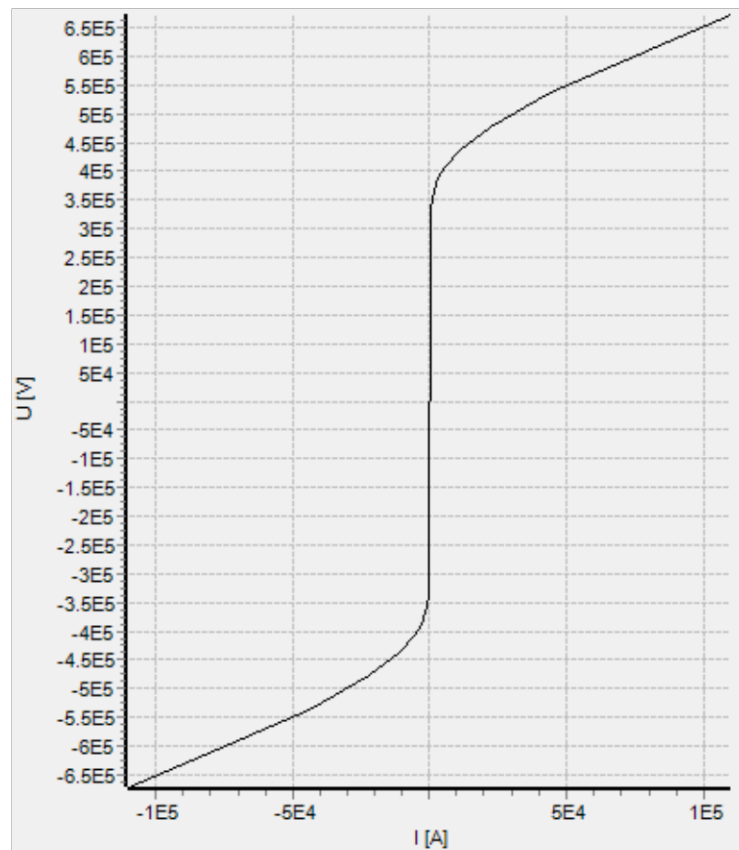
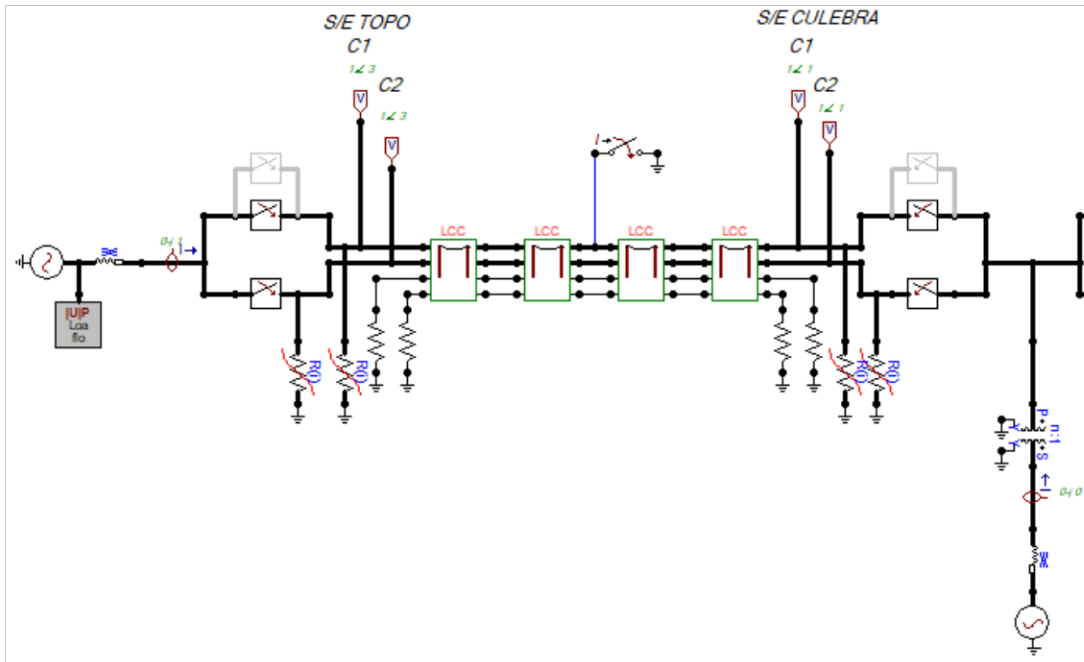
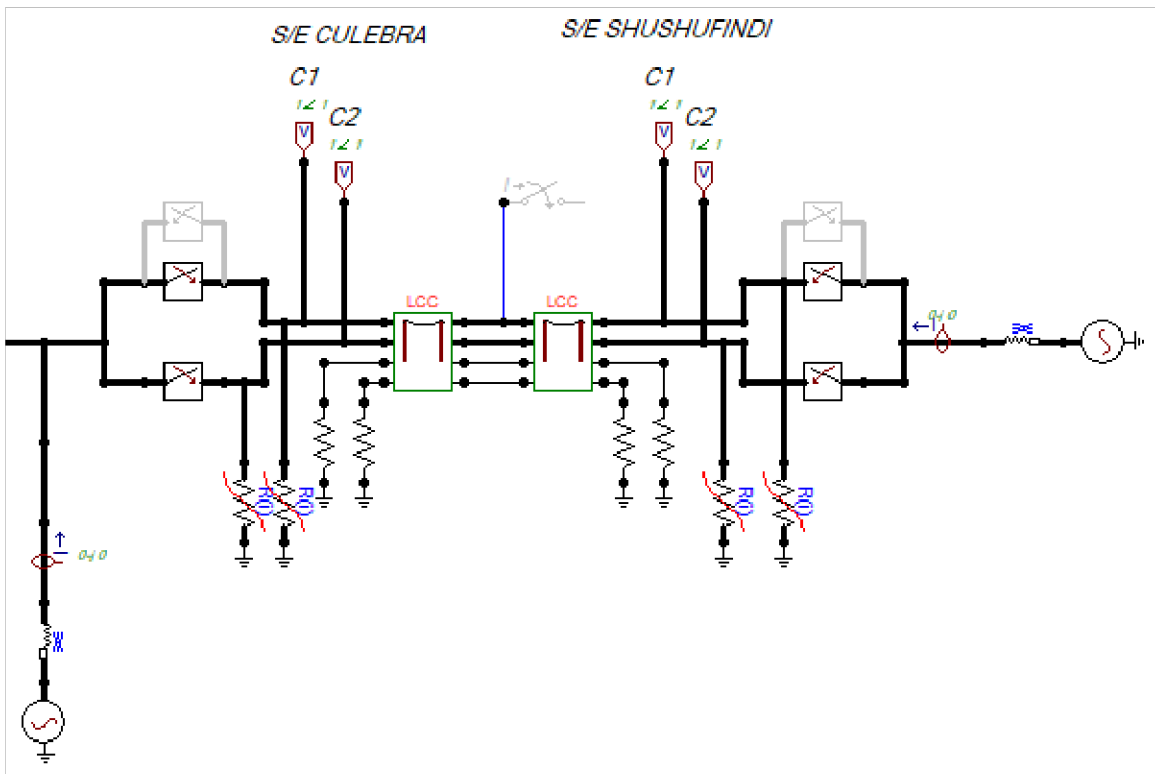


Figura 2.9. Curva I vs U del descargador.

En la Figura 2.10 se tiene el modelo de línea las líneas propuestas modeladas en el software ATP.



a)



b)

Figura 2.10. Modelo propuesto para: a) L/T Topo – Culebra y b) L/T Culebra – Shushufindi.

2.2 ETAPA 2 – ESTUDIO DE SOBREVOLTAJES

2.2.1 SOBREVOLTAJES TEMPORALES

Para el estudio de sobrevoltajes temporales se realizan simulaciones en el software ATP utilizando el modelo de la Figura 2.10 para determinar los valores más alto que pueden presentarse en el sistema. Para ello se estudian dos casos: falla a tierra y rechazo de carga, fenómenos que producen sobrevoltajes temporales.

Se considera un voltaje base del sistema de $230000 * \sqrt{2}/\sqrt{3}$ kV. Todos los valores que se presentan en los siguientes cuadros son los máximos obtenidos dentro de las simulaciones, pudiendo ser positivos o negativos.

2.2.1.1. Fallas a Tierra

Para fallas a tierra se simula la falla en la fase C, que es la fase más próxima al plano de tierra y en donde se podrían presentar más seguido este tipo de fenómenos. También se considera que la falla ocurre al 50% de longitud total de cada una de las líneas y está presente en un solo circuito de la línea ya que la probabilidad de que ocurra en ambos circuitos en el mismo instante y en la misma fase es muy baja.

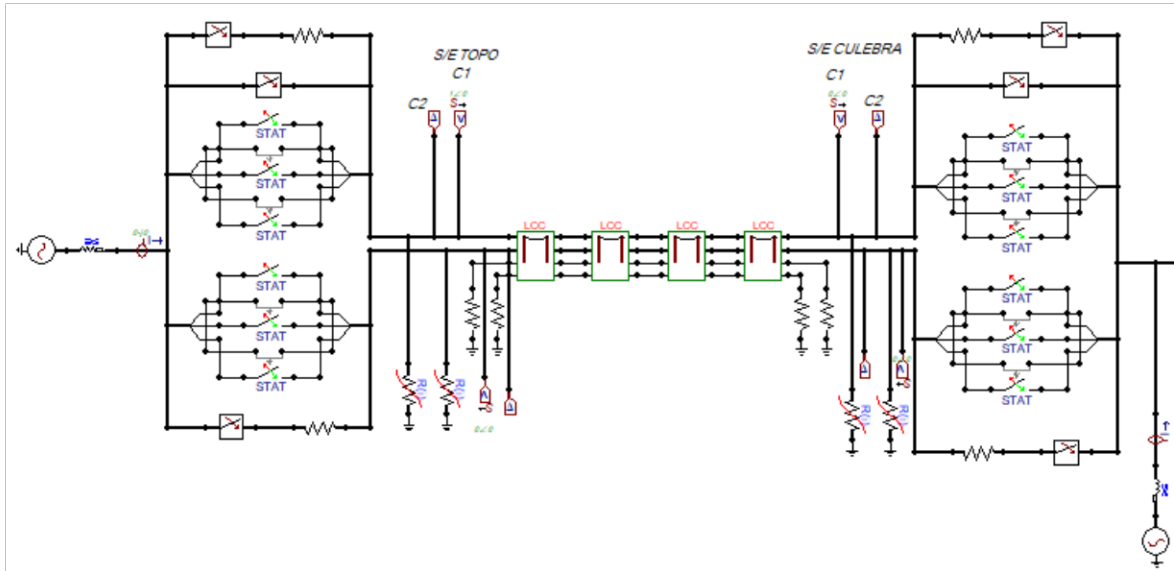
El tiempo de simulación se inicia en el tiempo cero. La falla se produce a los 35ms aproximadamente, tiempo que en el cual se produce su máximo valor negativo. Las protecciones de la línea actúan a los 100ms después de ocurrir la falla, tiempo suficiente para visualizar con claridad el fenómeno.

2.2.1.2. Rechazo de Carga

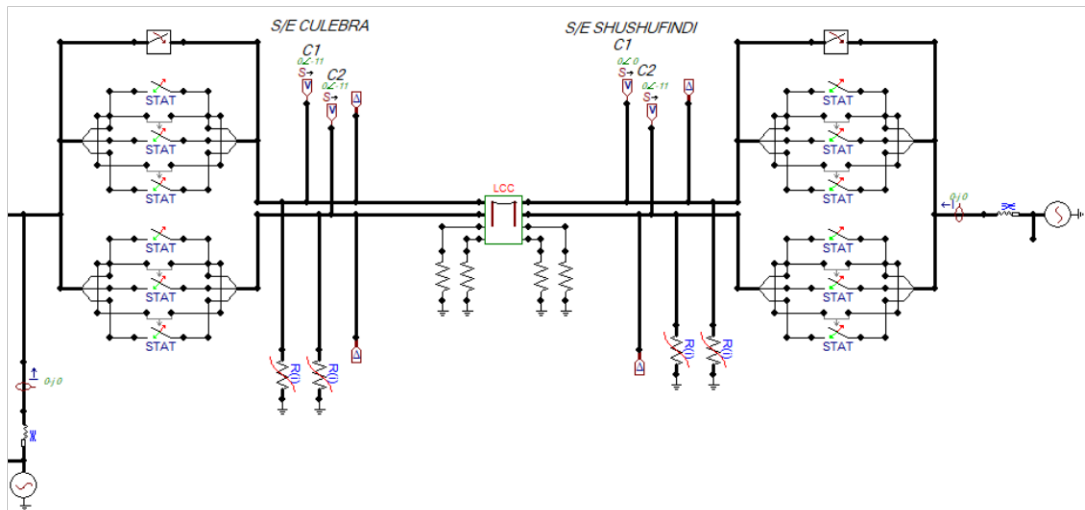
Para rechazo de carga se simula el caso en el que cada línea son desconectadas completamente por actuación de las protecciones. El tiempo de simulación se inicia en el tiempo cero y la desconexión de todas las fases se realiza a los 35ms.

2.2.2 SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA

Para este estudio se considera los casos de energización en vacío, energización con voltaje inducido y re-energización monofásica de la línea. Se emplea el modelo de la Figura 2.11 donde se utiliza interruptores estadísticos para acercarse al tiempo de operación real de los interruptores y la discordancia entre los polos. Se realizan 200 maniobras en ambos casos.



a)



b)

Figura 2.11. Modelo utilizado para estudios de sobrevoltajes de maniobra para: a) L/T Topo – Culebra y b) L/T Culebra – Shushufindi.

2.2.2.1. Energización en vacío

Para energización en vacío no existe un tiempo determinado en el que se debe energice la línea, por ello se ha opta en energizar a los 35ms con el interruptor maestro. Igualmente, como en las sobretensiones temporales.

2.2.2.2. Energización con voltaje inducido

Para energización con voltaje inducido se tiene un circuito energizado de la línea y se necesita energizar el segundo, por ello, al igual que en el caso anterior se ha opta por energizar a los 35ms con el interruptor maestro.

2.2.2.3. Re-energización Monofásica

Para la re-energización monofásica se simula la parte final del análisis de falla a tierra despejando la falla para continuar a re-energizarla. El tiempo de despeje es 10ms y el tiempo de re-energización es 500ms después de haberse producido la falla.

2.3 ETAPA 3 – COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

La coordinación de aislamiento para este estudio se la hace en base a [13]. El nivel de voltaje de todo el sistema es 230 kV y de acuerdo con [12] corresponde al rango I. Esta metodología se la aplica a las dos líneas.

En base a lo expuesto Anexo II, el voltaje de 245 kV es el voltaje inmediato superior al voltaje nominal del sistema de estudio que se lo considerará como el voltaje máximo presente en el sistema como lo determina [12].

2.3.1 COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES TEMPORALES

2.3.1.1. Determinación del sobrevoltaje representativo (U_{rp})

Como se menciona en 1.3.8.1.2 las fallas a tierra y rechazo de carga son las principales fuentes de los sobrevoltajes temporales. En fallas a tierra se tiene un factor k conocido como factor de falla a tierra es para fase – tierra y en rechazo de carga el factor k es para fase – tierra y fase – fase. Para fase – tierra se selecciona el mayor de ambos casos.[46] Dando como resultado las siguientes ecuaciones:

$$\text{Fase – Tierra:} \quad U_{rp} = kU_s \quad (2.1)$$

$$\text{Fase – Fase:} \quad U_{rp} = kU_s \quad (2.2)$$

Donde: U_{rp}: Sobrevoltaje representativo para fase – tierra y fase – fase.
U_s: Voltaje máximo del sistema.

2.3.1.2. Determinación de los voltajes soportados de coordinación (U_{cw})

En los sobrevoltajes temporales el voltaje soportado de coordinación es:

$$\text{Fase – Tierra: } U_{cw} = kcU_{rp} \quad (2.3)$$

$$\text{Fase – Fase: } U_{cw} = kcU_{rp} \quad (2.4)$$

Donde: U_{rp}: Sobrevoltaje representativo para fase – tierra y fase – fase.
K_c: Factor de coordinación. (Generalmente es igual a 1 para TOV)

2.3.1.3. Determinación de los voltajes soportados requeridos (U_{rw})

El voltaje U_{rw} se lo determina aplicando dos factores de corrección, el factor K_a que depende de la altitud y el factor K_s que es de seguridad.

Factor K_s

Es el factor de seguridad que compensan la calidad de la instalación, la calidad de los equipos, el tiempo de vida del aislamiento, entre otros.

Aislamiento interno: $K_S = 1.15$

Aislamiento externo: $K_S = 1.05$

Factor K_a

Es el factor de corrección atmosférica, se lo aplica al aislamiento externo y está determinado por la siguiente ecuación:

$$K_a = e^{m * \frac{H}{8150}} \quad (2.5)$$

Donde: H: altitud sobre el nivel del mar.

m: depende del tipo de sobrevoltaje y de la contaminación del aislador, para este estudio se lo considera de 0.5 que indica una contaminación baja.

Considerando que la altura máxima de toda la línea es 1000 m sobre el nivel del mar, se tiene un valor de $K_a = 1.06$

$$\text{Aislamiento interno: } U_{rw} = K_S K_a U_{CW} \quad (2.6)$$

$$\text{Aislamiento externo: } U_{rw} = K_S K_a U_{CW} \quad (2.7)$$

2.3.1.4. Selección del aislamiento

La selección del aislamiento es determinar el tipo de aislador y la cadena de aisladores que tendrán las líneas para que no se produzcan sobrevoltajes inversos.

Para ello se calcula la distancia de fuga requerida para este estudio. La distancia de fuga viene dada por:

$$L_f = V_{max} L_{fe} \frac{1}{\delta} \quad (2.8)$$

Donde: V_{max} : Voltaje máximo fase – tierra del sistema.

L_{fe} : Distancia de fuga específica.

δ : Densidad del aire.

Para la densidad del aire es 0.8868 para una altura 1000 m y temperatura de 25°C. (el cálculo de la densidad del aire se encuentra adjunto en Anexos III).

La distancia de fuga específica depende del área de contaminación en donde va a ser instalado el aislador. De acuerdo con [23], los niveles de contaminación están divididos en cinco zonas las cuales son:

- Muy ligero (a): Se los considera a las líneas que están alejadas a más de 50 km de desiertos, terrenos seco y mar y a 10 km de la contaminación producida por el hombre.
- Ligero (b): Si las líneas están entre 10 - 50 km de desiertos, terrenos seco y mar y a 5 - 10 km de la contaminación producida por el hombre.
- Medio (c): Si las líneas están entre 3 - 10 km de desiertos, terrenos seco y mar y a 1 - 5 km de la contaminación producida por el hombre.
- Fuerte (d): Si se encuentran un poco más alejadas que las de medio, pero con grandes cantidades de niebla.
- Muy Fuerte (e): Si las líneas están a menos de 3 km de desiertos, terrenos seco y mar y a menos de 1 km de la contaminación producida por el hombre.

Tabla 2.3. Distancia de fuga para distintos niveles de contaminación según IEC 60815

NIVEL DE CONTAMINACION	DISTANCIA DE FUGA
MUY LIGERO	22.0
LIGERO	27.8
MEDIO	34.7
FUERTE	43.3
MUY FUERTE	53.7

La ecuación para el cálculo del número de aisladores esta dado por:

$$N_a = \frac{L_f}{L_a} \quad (2.9)$$

Donde: La: Distancia de fuga del aislador.
L_f: Distancia de fuga calculada.

2.3.2 COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO

Para la coordinación del aislamiento para sobrevoltajes de maniobra es necesario calcular la tasa de fallo ya que se trabaja con el método estadístico.

2.3.2.1. Cálculo de los parámetros de la función de distribución acumulada del sobrevoltaje de maniobra

Cuando se energiza o re-energiza la línea, el extremo abierto (extremo remoto) en comparación con el extremo cerrado (extremo local) estará sometido a un voltaje diferente. En [13] el voltaje en el extremo remoto es igual al voltaje con el 2% de probabilidad de ser excedido denominado U_{e2} y en el extremo local es su valor medio.

Como se trabaja con la metodología caso – pico es necesario hallar su respectiva desviación y valor medio para fase – tierra de cada línea.

Sus respectivas ecuaciones son:

$$\sigma_e = 0.17(U_{e2} - 1) \quad (2.10)$$

$$U_{e50} = U_{e2} - 2\sigma_e \quad (2.11)$$

Donde: σ_e : Desviación estándar asociada a U_{e2}.
U_{e50}: Valor promedio de la distribución de los sobrevoltajes.

2.3.2.2. Cálculo del voltaje del 50% de probabilidad de disrupción del aislamiento

El valor de U_{50} se calcula a partir del valor máximo de sobrevoltaje de maniobra U_{e2} esto se debe a que el aislamiento debe soportar el sobrevoltaje más crítico que se tiene en el sistema.

$$U_{50} = \frac{U_{e2}}{(1-3Z)} \quad (2.12)$$

Donde: U_{50} : Voltaje en el cual el aislamiento tiene el 50% de probabilidad de fallar.
 Z : Desviación estándar de la disrupción del aislamiento.

La desviación estándar de la disrupción del aislamiento Z para cálculos estadísticos se lo aproxima a 0.03 para impulsos de descarga atmosférica y 0.06 para impulsos de maniobra.

$$Z = 0.06U_{50} \quad [\text{kV}]$$
$$Z = 0.06 \quad [\text{p.u.}]$$

2.3.2.3. Cálculo del voltaje de disrupción estandarizado

Es necesario al valor U_{50} establecido en 2.3.2.2 por (2.12) se le debe de corregir por el nivel del mar en donde se encuentran ubicadas las líneas.

$$U_{50} = \frac{U_{50}}{\delta} \quad (2.13)$$

Donde: δ : Densidad del aire a 1000m sobre el nivel del mar.

En [13] se tiene que el U_{50} estandarizado se encuentra expresado de la siguiente forma:

$$U_{50} = \frac{U_{50}}{(1-1.3Z)} \quad (2.14)$$

2.3.2.4. Selección del aislador

Al igual que los sobrevoltajes temporales es necesario seleccionar el aislador con el que se va a trabajar y calcular el número de aisladores requeridos para evitar su disrupción.

2.3.2.5. Comportamiento del voltaje de disrupción con N_a número de aisladores

En una cadena de N_a aisladores se tiene que corregir tanto los valores de U_{50} y Z ya que por lo general es menor al U_{50} calculado ya que sus valores no se suman como se esperaría.

$$Z_{Na} = \frac{Z}{\sqrt[5]{Na}} \quad (2.15)$$

$$U50_{Na} = U_{50} - 4Z \left(1 - \frac{1}{\sqrt[5]{Na}}\right) \quad (2.16)$$

2.3.2.6. Cálculo de la tasa de fallo

Para una determinar la verdadera tasa de fallo de la línea es necesario juntar las tasas de fallo del extremo remoto y del extremo local. Para ello se sigue la siguiente ecuación.

$$R_T = 1 - (1 - R_{local})^{Na_{local}}(1 - R_{remoto})^{Na_{remoto}} \quad (2.17)$$

Donde: Na_{local} : Número de aisladores en el extremo local.

Na_{remoto} : Número de aisladores en el extremo remoto.

2.3.3 COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO DEL AIRE

2.3.3.1. Cálculo del voltaje del 50% de probabilidad de disrupción del aislamiento

El valor de U50 depende de las distancias entre el conductor y cualquier punto con el que pueda producirse una disrupción del aislamiento del aire. Para calcular el U50.

$$U_{50} = 500 d^{0.6} [\text{kV}] \quad (2.18)$$

Donde: d : Distancia entre el conductor y algún punto de la torre.

Igualmente es necesario corregir U50 por la altura ya que su valor es calculado para el nivel del mar. El valor de U50 depende del factor de la configuración del aislamiento k .

$$U_{50} = kU_{50} [\text{kV}] \quad (2.19)$$

2.3.3.2. Cálculo de la tasa de fallo

Se procede de igual manera que en 2.3.2.6

3. RESULTADOS

En el capítulo tres se presenta los resultados del estudio de sobrevoltajes temporales y de maniobra de los distintos casos, se presenta la coordinación del aislamiento bajo una tasa de fallo de las L/T Topo – Culebra y Culebra – Shushufindi, el cálculo de las cadenas de aisladores y la verificación de la geometría.

3.1 ESTUDIOS DE SOBREVOLTAJES

3.1.1 SOBREVOLTAJES TEMPORALES

3.1.1.1. Fallas a tierra

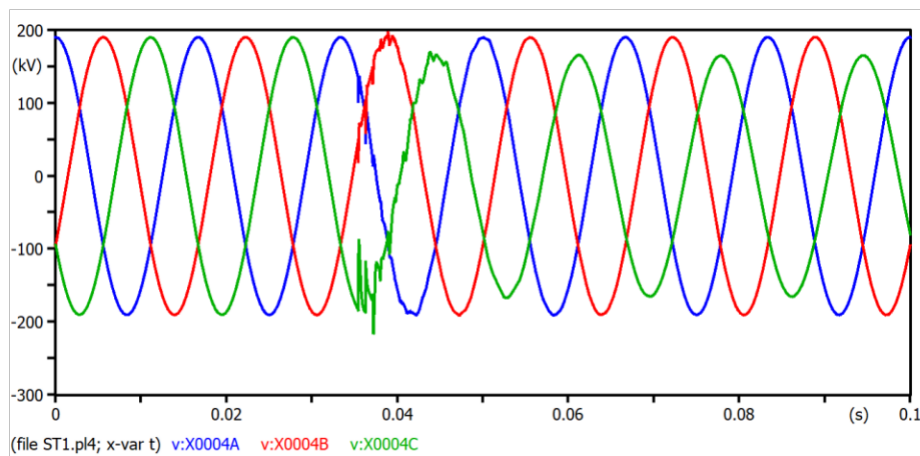


Figura 3.1. Sobrevoltaje de falla a tierra al 50% de la L/T Topo – Culebra.

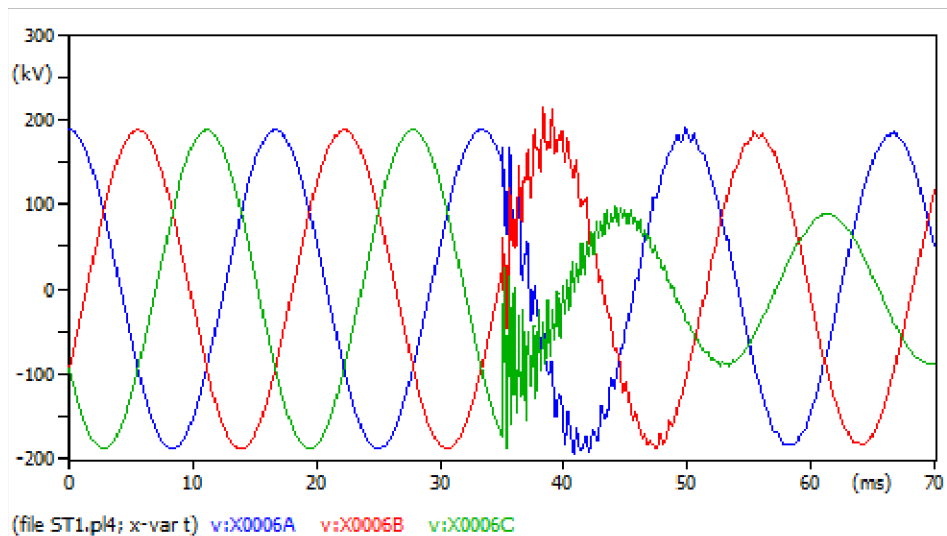


Figura 3.2. Sobrevoltaje de falla a tierra al 50% de la L/T Culebra – Topo.

En la Figura 3.1 se puede apreciar cómo se produce un sobrevoltaje en la L/T Topo – Culebra a los 35ms en la fase C y en las fases A y B restantes unas variaciones que posteriormente se estabilizan, pero con una ligera caída de voltaje en la fase C. En

cambio, en la Figura 3.2 se puede apreciar cómo se produce un sobrevoltaje más pronunciado en la L/T Culebra - Shushufindi a los 35ms en la fase C y en las fases A y B restantes unas variaciones que posteriormente se estabilizan, pero con una ligera caída de voltaje en la fase C. En la Tabla 3.1 se presentan los resultados de la simulación del estudio de sobrevoltajes temporales por fallas a tierra. Todos los resultados están en p.u.

Tabla 3.1. Voltajes representativos cuando ocurre una falla al 50% de las líneas.

S/E	FALLA EN LA L/T TOPO - CULEBRA	FALLA EN LA L/T CULEBRA - SHUSHUFINDI
	MÁXIMO VOLTAJE FASE - TIERRA [p.u.]	MÁXIMO VOLTAJE FASE - TIERRA [p.u.]
TOPO	1.11	1.08
CULEBRA	1.17	1.14
SHUSHUFINDI	1.04	1.05

3.1.1.2. Rechazo de carga

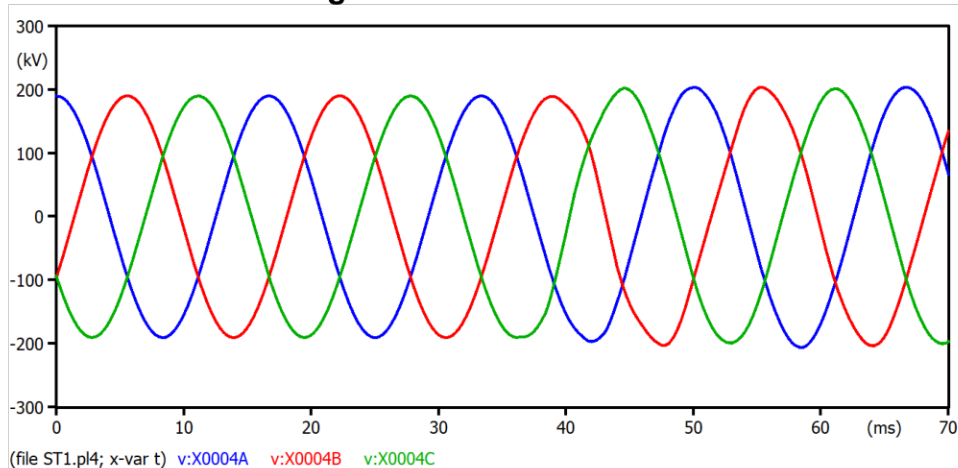


Figura 3.3. Sobrevoltaje en L/T Topo – Culebra por rechazo de carga en la S/E Culebra

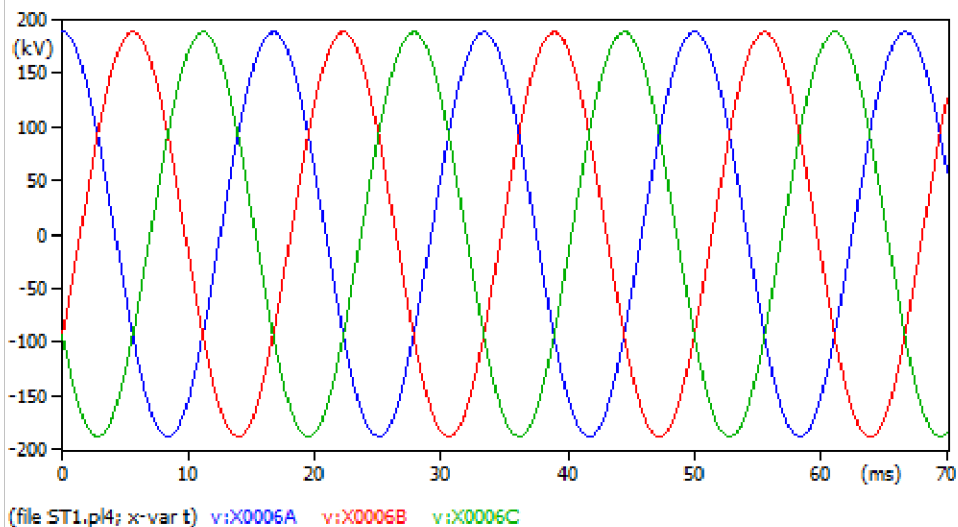


Figura 3.4. Sobrevoltaje en L/T Culebra – Shushufindi por rechazo de carga en la S/E Culebra

En la Figura 3.3 se puede apreciar cómo se produce un sobrevoltaje en la L/T Topo – Culebra a los 35ms incrementando el voltaje en los terminales de la línea. En cambio, en la Figura 3.4 el incremento de voltaje en L/T Culebra - Shushufindi a los 35ms es menor. En la Tabla 3.2 se presentan los resultados de la simulación del estudio de sobrevoltajes temporales por rechazo de carga. Todos los resultados están en p.u.

Tabla 3.2. Voltajes representativos cuando ocurre rechazo de carga

S/E	DESCONEXIÓN DE DOS CIRCUITOS	
	MÁXIMO VOLTAJE FASE - TIERRA [p.u.]	MÁXIMO VOLTAJE FASE - FASE [p.u.]
TOPO	1.15	1.41
CULEBRA	1.12	1.34
SHUSHUFINDI	1.11	1.30

3.1.2 SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA

Se presentan los resultados de la simulación del estudio de sobrevoltajes de maniobra por energización en vacío, energización con voltaje inducido y re-energización monofásica. Todos los resultados están en p.u.

3.1.2.1. Energización en vacío

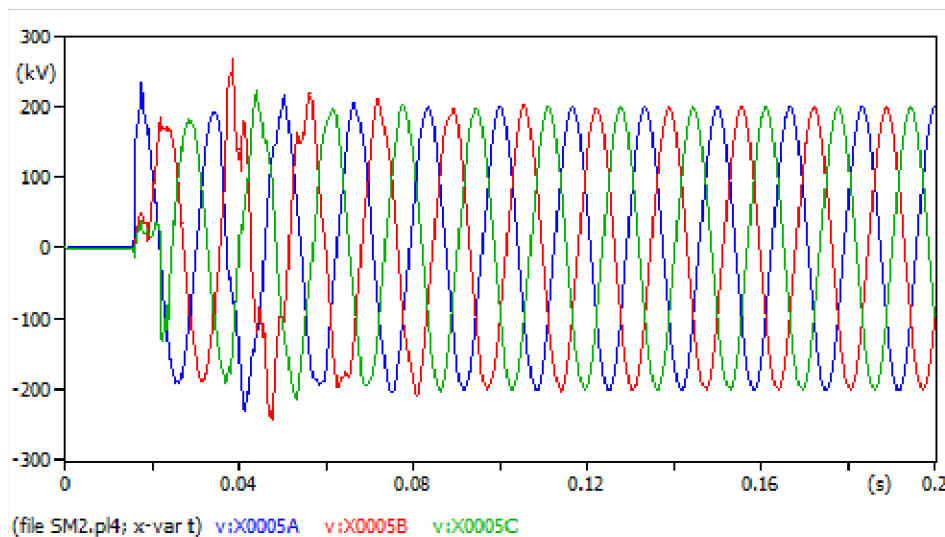


Figura 3.5. Sobrevoltaje en L/T Topo – Culebra por energización de un circuito.

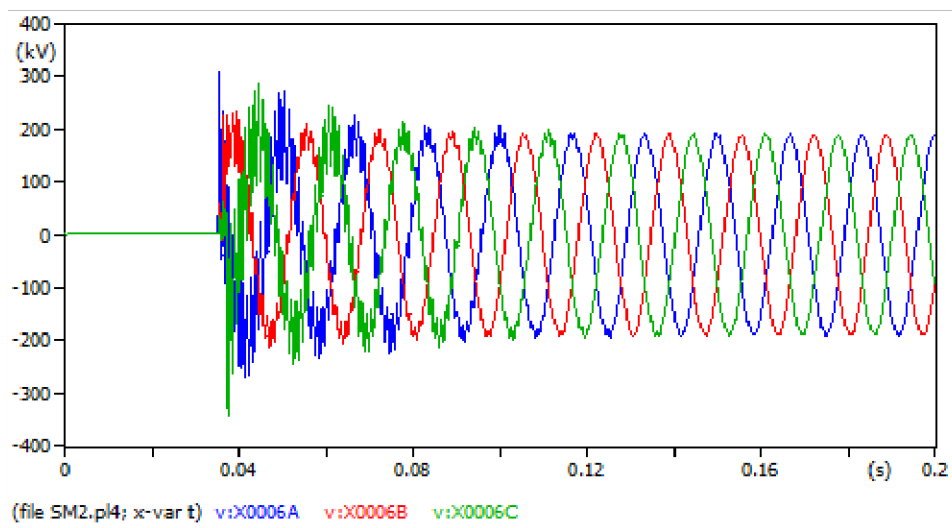


Figura 3.6. Sobrevoltaje en L/T Culebra – Shushufindi por energización de un circuito.

En la Figura 3.5 se puede apreciar cómo se produce un leve sobrevoltaje en la L/T Topo – Culebra al momento de energizar la línea ya que tiene resistencias de preinserción. En cambio, en la Figura 3.6 el incremento de voltaje en L/T Culebra - Shushufindi es más brusco. En las tablas que se presentan a continuación se encuentran los resultados de la simulación del estudio de sobrevoltajes de maniobra por energización de un circuito. Todos los resultados están en p.u.

Tabla 3.3. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Topo – Culebra un circuito desde la S/E Topo

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 1	1.06	0.04	1.14	1.06	0.05	1.16	1.05	0.04	1.13	1.34	0.07	1.47
CULEBRA CIRCUITO 1	1.29	0.05	1.39	1.27	0.10	1.48	1.24	0.09	1.43			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 1	1.88	0.06	2.00	1.84	0.07	1.98	1.81	0.05	1.92	2.23	0.14	2.51
CULEBRA CIRCUITO 1	2.14	0.11	2.36	2.15	0.17	2.50	2.10	0.15	2.42			

Tabla 3.4. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Topo – Culebra un circuito desde la S/E Culebra

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 1	1.25	0.06	1.37	1.26	0.09	1.45	1.22	0.09	1.41	1.31	0.07	1.46
CULEBRA CIRCUITO 1	1.05	0.03	1.12	1.05	0.04	1.13	1.05	0.03	1.12			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 1	2.10	0.09	2.29	2.09	0.16	2.41	2.05	0.15	2.36	2.18	0.13	2.44
CULEBRA CIRCUITO 1	1.87	0.06	1.98	1.82	0.06	1.94	1.80	0.04	1.89			

Tabla 3.5. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Culebra – Shushufindi un circuito desde la S/E Culebra

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 1	1.52	0.14	1.81	1.48	0.19	1.86	1.51	0.15	1.81	1.67	0.11	1.90
SHUSHUFINDI CIRCUITO 1	1.58	0.14	1.88	1.54	0.20	1.95	1.58	0.15	1.89			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 1	2.35	0.27	2.90	2.34	0.23	2.82	2.23	0.26	2.77	2.57	0.28	3.15
SHUSHUFINDI CIRCUITO 1	2.41	0.30	3.02	2.40	0.25	2.91	2.29	0.29	2.89			

Tabla 3.6. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Culebra – Shushufindi un circuito desde la S/E Shushufindi

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 1	1.61	0.09	1.78	0.72	0.06	1.90	1.53	0.17	1.89	1.64	0.08	1.81
SHUSHUFINDI CIRCUITO 1	1.57	0.09	1.76	0.69	0.06	1.86	1.50	0.17	1.85			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 1	1.75	0.05	2.85	1.53	0.41	2.38	2.32	0.22	2.76	2.41	0.22	2.87
SHUSHUFINDI CIRCUITO 1	1.73	0.05	2.83	1.51	0.41	2.35	2.28	0.21	2.71			

3.1.2.2. Energización con voltaje inducido

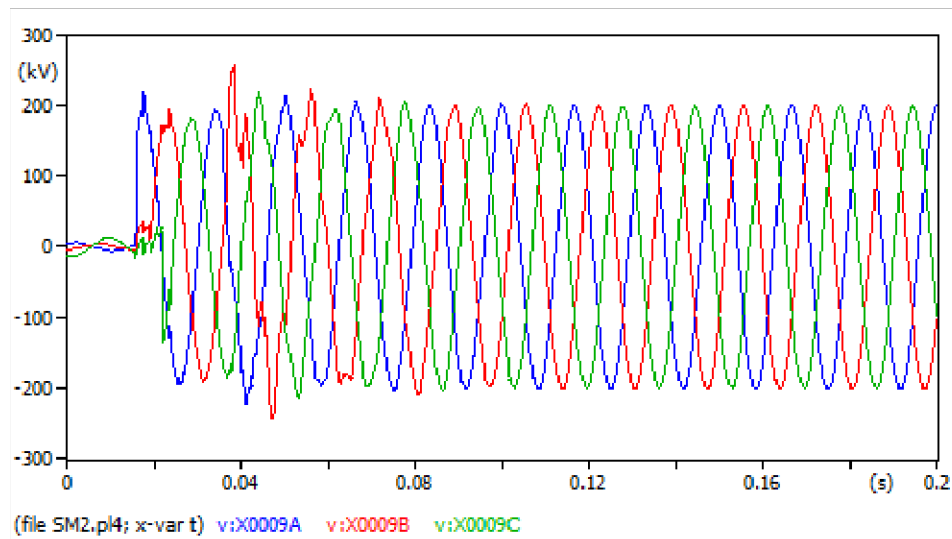


Figura 3.7. Sobrevoltaje en L/T Topo – Culebra por energización del doble circuito.

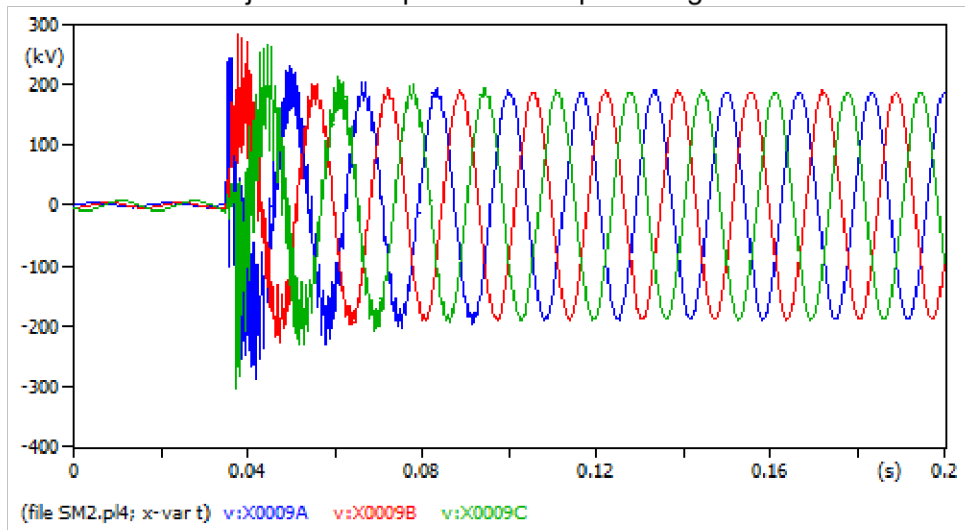


Figura 3.8. Sobrevoltaje en L/T Culebra – Shushufindi por energización del doble circuito.

En la Figura 3.7 se puede apreciar cómo se produce un mayor sobrevoltaje en la L/T Topo – Culebra en comparación al de la Figura 3.5 al momento de energizar por completo la línea. En cambio, en la Figura 3.8 se produce un menor sobrevoltaje en L/T Culebra - Shushufindi en comparación con la Figura 3.6 al momento de energizar por completo la línea. En las tablas que se presentan a continuación se encuentran los resultados de la simulación del estudio de sobrevoltajes de maniobra por energización del doble circuito. Todos los resultados están en p.u.

Tabla 3.7. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Topo – Culebra doble circuito desde la S/E Topo

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 2	1.04	0.02	1.09	1.06	0.04	1.14	1.05	0.03	1.12	1.28	0.05	1.38
CULEBRA CIRCUITO 2	1.23	0.02	1.26	1.25	0.07	1.39	1.21	0.07	1.36			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 2	1.86	0.04	1.94	1.83	0.06	1.95	1.80	0.04	1.89	2.16	0.10	2.35
CULEBRA CIRCUITO 2	2.10	0.07	2.23	2.10	0.13	2.37	2.02	0.10	2.23			

Tabla 3.8. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Topo – Culebra doble circuito desde la S/E Culebra

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 2	1.22	0.05	1.33	1.26	0.08	1.43	1.23	0.07	1.39	1.30	0.06	1.42
CULEBRA CIRCUITO 2	1.04	0.03	1.10	1.05	0.04	1.13	1.04	0.03	1.11			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
TOPO CIRCUITO 2	2.11	0.09	2.29	2.09	0.14	2.38	2.05	0.13	2.31	2.17	0.11	2.40
CULEBRA CIRCUITO 2	1.86	0.05	1.97	1.82	0.06	1.95	1.80	0.04	1.88			

Tabla 3.9. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Culebra – Shushufindi doble circuito desde la S/E Culebra

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.34	0.08	1.51	1.33	0.11	1.55	1.31	0.08	1.49	1.67	0.07	1.81
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.62	0.09	1.81	1.58	0.15	1.88	1.58	0.13				
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	2.16	0.16	2.49	2.14	0.14	2.43	2.09	0.15	2.39	2.64	0.19	3.04
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	2.50	0.23	2.97	2.50	0.20	2.92	2.43	0.24				

Tabla 3.10. Voltajes obtenidos durante la energización de la L/T Culebra – Shushufindi
doble circuito desde la S/E Shushufindi

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.60	0.10	1.81	1.60	0.11	1.83	1.61	0.11	1.84	1.68	0.06	1.81
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.36	0.09	1.54	1.35	0.10	1.56	1.36	0.09	1.54			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	2.54	0.23	3.00	2.58	0.25	3.09	2.47	0.24	2.96	2.72	0.20	3.13
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	2.20	0.16	2.54	2.22	0.16	2.56	2.13	0.17	2.49			

3.1.2.3. Re-energización monofásica

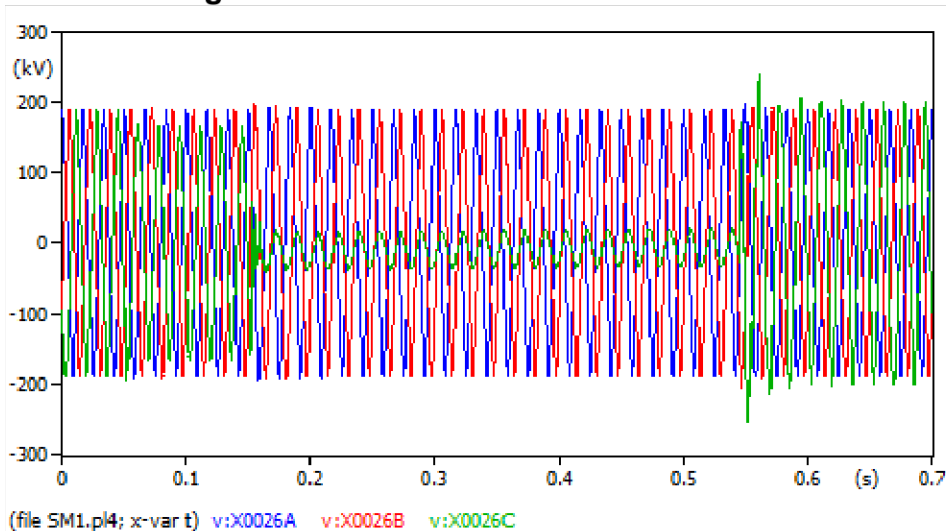


Figura 3.9. Sobrevoltaje en L/T Topo – Culebra por re-energización monofásica.

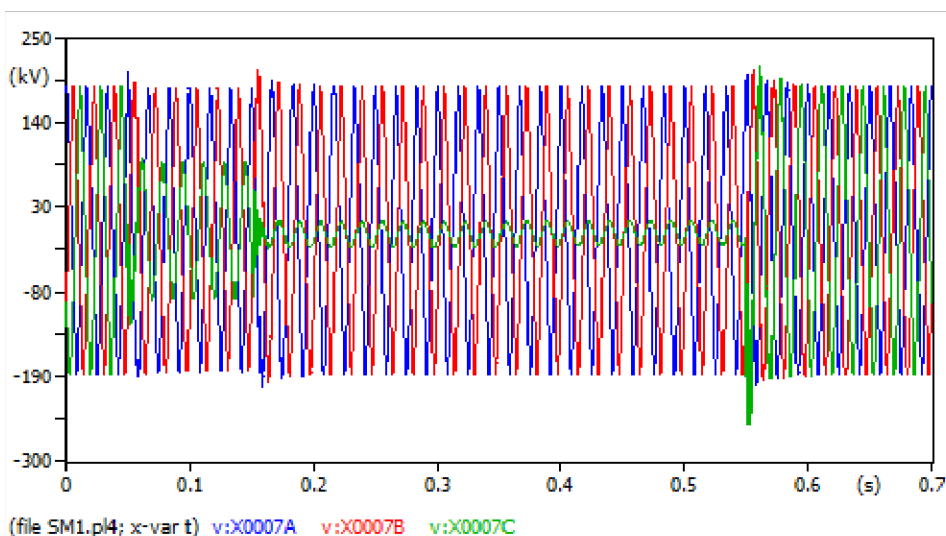


Figura 3.10. Sobrevoltaje en L/T Culebra – Shushufindi por re-energización monofásica.

En la Figura 3.9 se puede apreciar cómo se produce el sobrevoltaje más grande de todos los estudios en la L/T Topo – Culebra. En cambio, en la Figura 3.10 se producen los sobrevoltajes más bajos en L/T Culebra – Shushufindi. En las tablas que se presentan a continuación se encuentran los resultados de la simulación del estudio de sobrevoltajes de maniobra por re-energización monofásica. Todos los resultados están en p.u.

Tabla 3.11. Voltajes obtenidos durante la re-energización monofásica de la fase C en la L/T Topo – Culebra doble circuito desde la S/E Topo

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.03	0.02	1.07	0.00	0.00	0.00	1.07	0.05	1.16	1.33	0.09	1.52
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	0.00	0.00	0.00	1.12	0.00	1.13	1.33	0.09	1.52			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	0.00	0.00	0.00	1.84	0.04	1.92	1.82	0.05	1.92	2.09	0.11	2.32
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	0.00	0.00	0.00	2.04	0.11	2.27	2.03	0.11	2.26			

Tabla 3.12. Voltajes obtenidos durante la re-energización monofásica de la fase C en la L/T Topo – Culebra doble circuito desde la S/E Culebra

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.03	0.02	1.06	0.00	0.00	0.00	1.33	0.10	1.53	1.33	0.10	1.53
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.03	0.01	1.05	1.08	0.01	1.09	1.05	0.04	1.14			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.77	0.00	1.77	2.04	0.13	2.30	2.03	0.12	2.28	2.09	0.13	2.35
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.77	0.00	1.77	1.84	0.05	1.94	1.81	0.05	1.91			

Tabla 3.13. Voltajes obtenidos durante la re-energización monofásica de la fase C de la L/T Culebra – Shushufindi doble circuito desde la S/E Culebra

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.15	0.04	1.22	1.23	0.02	1.27	1.16	0.10	1.38	1.43	0.17	1.78
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.16	0.06	1.29	1.20	0.05	1.29	1.41	0.21	1.83			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.92	0.09	2.11	1.97	0.13	2.23	1.91	0.08	2.07	2.18	0.25	2.69
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.96	0.12	2.21	2.14	0.25	2.66	2.09	0.18	2.46			

Tabla 3.14. Voltajes obtenidos durante la re-energización monofásica de la fase C de la L/T Culebra – Shushufindi doble circuito desde la S/E Shushufindi

	FASE A			FASE B			FASE C			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	0.00	0.00	0.00	1.23	0.02	1.27	1.39	0.21	1.83	1.42	0.17	1.77
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.13	0.02	1.17	1.20	0.05	1.31	1.24	0.15	1.55			
	FASE A-B			FASE B-C			FASE C-A			RESUMEN ESTADISTICO		
S/E	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%	Vmed	Vdes	V2%
CULEBRA CIRCUITO 2	1.85	0.08	2.01	2.14	0.23	2.60	2.13	0.24	2.63	2.15	0.24	2.65
SHUSHUFINDI CIRCUITO 2	1.86	0.10	2.06	2.06	0.21	2.49	1.98	0.14	2.27			

3.2 COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO

3.2.1 SOBREVOLTAJE TEMPORAL

3.2.1.1. Cálculo de U_{rp}

Como se indica en 2.3.1.1 se necesitan los factores k y estos se los determina mediante las simulaciones realizadas seleccionando los valores mayores para los dos casos en ambas líneas.

$$\text{Fase – Tierra:} \quad k_{TP-CU} = 1.17 \quad k_{CU-SH} = 1.14$$

$$\text{Fase – Fase:} \quad k_{TP-CU} = 1.41 \quad k_{CU-SH} = 1.34$$

Reemplazando en (2.1) y (2.2)

Fase – Tierra:	$U_{rp_{TP-CU}} = 199 \text{ kV}$	$U_{rp_{CU-SH}} = 190 \text{ kV}$
Fase – Fase:	$U_{rp_{TP-CU}} = 345.45 \text{ Kv}$	$U_{rp_{CU-SH}} = 328.3 \text{ kV}$

3.2.1.2. Cálculo de Ucw

Reemplazando en (2.3) y (2.4)

Fase – Tierra:	$U_{cw_{TP-CU}} = 199 \text{ kV}$	$U_{cw_{CU-SH}} = 190 \text{ kV}$
Fase – Fase:	$U_{cw_{TP-CU}} = 345 \text{ Kv}$	$U_{cw_{CU-SH}} = 328 \text{ kV}$

3.2.1.3. Cálculo de Urw

Reemplazando en (2.5) y (2.6)

Aislamiento interno:

Fase – Tierra:	$U_{rw_{TP-CU}} = 243 \text{ kV}$	$U_{rw_{CU-SH}} = 232 \text{ kV}$
Fase – Fase:	$U_{rw_{TP-CU}} = 422 \text{ Kv}$	$U_{rw_{CU-SH}} = 401 \text{ kV}$

Aislamiento externo:

Fase – Tierra:	$U_{rw_{TP-CU}} = 222 \text{ kV}$	$U_{rw_{CU-SH}} = 212 \text{ kV}$
Fase – Fase:	$U_{rw_{TP-CU}} = 386 \text{ Kv}$	$U_{rw_{CU-SH}} = 366 \text{ kV}$

3.2.1.4. Selección del aislamiento

Para el este estudio se considera un nivel de contaminación ligera ya que se encuentra en zonas boscosas y relativamente lejos de las ciudades. Por lo tanto, Lfe es de 27.8.

Reemplazando en (2.8), se tiene:

$$L_f = 141.45 * \frac{27.8}{0.8868} = 4435 \text{ mm.}$$

Para calcular el número requerido de aisladores en la cadena se selecciona un aislador provisto por los fabricantes que cumpla para este estudio. Se selecciona el aislador tipo fog E-70PP-146 de la marca La Granja con distancia de fuga de 445 mm [33] (las características del aislador se encuentran adjuntas como Anexo IV).

Reemplazando en (2.9)

$$N_a = 10 \text{ aisladores}$$

Se calcula la longitud de la cadena de aisladores D1 en base a las características del aislador elegido (Anexo IV).

$$D1_{TP-CU} = 1.46[\text{m}]$$

3.2.2 COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO

3.2.2.1. Cálculo de los parámetros de la función de distribución acumulada del sobrevoltaje de maniobra

Como se indica en 2.3.2.1 trabaja con la metodología caso – pico es necesario hallar su respectiva desviación y valor medio para fase – tierra de cada línea.

Para extremo remoto:

$$Ue2_{TP-CU} = 1.53 \qquad Ue2_{CU-SH} = 1.90$$

Para extremo local:

$$Ue2_{TP-CU} = 1.45 \qquad Ue2_{CU-SH} = 1.84$$

Para su desviación y valor medio para fase – tierra se reemplazan $Ue2$ de cada línea en (2.10) y (2.11)

Para extremo remoto:

$$\begin{aligned} \sigma e_{TP-CU} &= 0.09 & Ue50_{TP-CU} &= 1.35 \\ \sigma e_{CU-SH} &= 0.15 & Ue50_{CU-SH} &= 1.59 \end{aligned}$$

Para extremo local:

$$\begin{aligned} \sigma e_{TP-CU} &= 0.08 & Ue50_{TP-CU} &= 1.30 \\ \sigma e_{CU-SH} &= 0.14 & Ue50_{CU-SH} &= 1.55 \end{aligned}$$

3.2.2.2. Cálculo del voltaje del 50% de probabilidad de disrupción del aislamiento

Con los resultados se reemplazan en (2.12) para cada línea

Para extremo remoto:

$$U50_{TP-CU} = 1.87 \qquad U50_{CU-SH} = 2.41$$

Para extremo local:

$$U50_{TP-CU} = 1.77 \qquad U50_{CU-SH} = 2.33$$

3.2.2.3. Cálculo del voltaje de disrupción estandarizado

Como se indica en 2.3.2.3 se necesita corregir por (2.13)

Para extremo remoto:

$$U50_{TP-CU} = 2.10 \qquad U50_{CU-SH} = 2.61$$

Para extremo local:

$$U50_{TP-CU} = 2.00 \qquad U50_{CU-SH} = 2.53$$

A los resultados se les aplica en (2.14)

Para extremo remoto:

$$U50_{TP-CU} = 2.28 \qquad U50_{CU-SH} = 2.84$$

Para extremo local:

$$U50_{TP-CU} = 2.17 \qquad U50_{CU-SH} = 2.74$$

3.2.2.4. Selección del aislador

En base a la ecuación (2.8) y (2.9) se calcula el número de aisladores en función de Ue_2 .

Para extremo remoto:

$$Na_{TP-CU} = 15 \qquad Na_{CU-SH} = 18$$

Para extremo local:

$$Na_{TP-CU} = 14 \qquad Na_{CU-SH} = 18$$

Para ser más conservativo y garantizar una completa protección, se selecciona el Na mayor de los extremos remoto y local.

$$Na_{TP-CU} = 15 \qquad Na_{CU-SH} = 18$$

Se calcula la longitud de la cadena de aisladores $D1$ en base a las características del aislador elegido (Anexo IV).

$$D1_{TP-CU} = 2.2[m] \qquad D1_{CU-SH} = 2.6[m]$$

3.2.2.5. Comportamiento del voltaje de disrupción con Na número de aisladores

En base a 3.2.2.4 se reemplaza en (2.15) y (2.16)

Para extremo remoto:

$$ZNa_{TP-CU} = 0.02$$

$$U50Na_{TP-CU} = 2.18$$

$$ZNa_{CU-SH} = 0.02$$

$$U50Na_{CU-SH} = 2.69$$

Para extremo local:

$$ZNa_{TP-CU} = 0.02$$

$$U50Na_{TP-CU} = 2.07$$

$$ZNa_{CU-SH} = 0.02$$

$$U50Na_{CU-SH} = 2.59$$

3.2.2.6. Cálculo de la tasa de fallo

Utilizando los valores encontrados en 3.2.2.1 y 3.2.2.5 se cambia los valores a kV.

Para extremo remoto:

$$ZNa_{TP-CU} = 14.96[\text{kV}]$$

$$U50Na_{TP-CU} = 385.52[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{TP-CU} = 16.92[\text{kV}]$$

$$Ue50_{TP-CU} = 253.47[\text{kV}]$$

$$ZNa_{CU-SH} = 12.37[\text{kV}]$$

$$U50Na_{CU-SH} = 454.17[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{CU-SH} = 28.77[\text{kV}]$$

$$Ue50_{CU-SH} = 299.48[\text{kV}]$$

Para extremo local:

$$ZNa_{TP-CU} = 14.42[\text{kV}]$$

$$U50Na_{TP-CU} = 367.23[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{TP-CU} = 14.50[\text{kV}]$$

$$Ue50_{TP-CU} = 244.09[\text{kV}]$$

$$ZNa_{CU-SH} = 11.95[\text{kV}]$$

$$U50Na_{CU-SH} = 438.91[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{CU-SH} = 26.73[\text{kV}]$$

$$Ue50_{CU-SH} = 291.56[\text{kV}]$$

Con los valores calculados se reemplaza en (1.22) para cada caso de línea.

Para extremo remoto:

$$R_{TP-CU} = 2.8E - 7$$

$$R_{CU-SH} = 2.8E - 7$$

Para extremo local:

$$R_{TP-CU} = 9.8E - 10$$

$$R_{CU-SH} = 2.8E - 7$$

Reemplazando en (2.17)

$$R_{TP-CU} = 4.2E - 6$$

$$R_{CU-SH} = 9.8E - 6$$

Los valores calculados son para uno solo aislamiento, la longitud de L/T Topo – Culebra y Culebra – Shushufindi son de 250km y 40km respectivamente y se toma en cuenta que el vano promedio de las líneas es de 350m, el número total de torres que tendrán las L/T Topo – Culebra y Culebra – Shushufindi son de 715 y 115 respectivamente.

Aplicando la ecuación (1.23) para las tasas de fallo calculadas:

$$R_{TP-CU} = 0.003$$

$$R_{CU-SH} = 0.001$$

Como se muestra en 1.3.9.3. las tasas de fallo calculadas para el sistema de estudio se encuentran dentro de los rangos aceptables lo que demuestra que los valores calculados son los adecuados.

3.2.3 COORDINACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA POR UNA BAJA TASA DE FALLO DEL AISLAMIENTO DEL AIRE

Se estable en 3.2.2.1 que Ue_2 es el sobrevoltaje máximo del sistema en [kV].

$$Ue_{2TP-CU} = 287.31[kV]$$

$$\sigma e_{TP-CU} = 16.92[kV]$$

$$Ue_{2CU-SH} = 357.01[kV]$$

$$\sigma e_{CU-SH} = 28.77[kV]$$

3.2.3.1. Cálculo del voltaje del 50% de probabilidad de disrupción del aislamiento

De la longitud de la cadena de aisladores calculado en 3.2.2.4 se calcula los valores D_2 y H_t establecidos en la Tabla 1.1.

$$D_{2TP-CU} = 3.3[m]$$

$$H_{tTP-CU} = 13.14[m]$$

$$D_{2CU-SH} = 3.9[m]$$

$$H_{tCU-SH} = 15.77[m]$$

Voltaje de disrupción entre conductor y estructura

Reemplazando D_2 en (2.18)

$$U_{50TP-CU} = 1021[kV]$$

$$U_{50CU-SH} = 1139[kV]$$

Al igual 3.2.2.3. se corrige U_{50} por la altura ya que su valor es calculado para el nivel del mar.

$$U_{50TP-CU} = 941[kV]$$

$$U_{50CU-SH} = 1049[kV]$$

Reemplazando en (2.19)

$$U50_{TP-CU} = 1364[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{TP-CU} = 82[\text{kV}]$$

$$U50_{CU-SH} = 1957[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{CU-SH} = 117[\text{kV}]$$

Voltaje de disrupción entre conductor y plano-tierra

Se selecciona Ht como la distancia d donde representa altura del conductor de la fase más baja. Por lo tanto, se tiene:

$$U50_{TP-CU} = 3133[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{TP-CU} = 188[\text{kV}]$$

$$U50_{CU-SH} = 3496[\text{kV}]$$

$$\sigma e_{CU-SH} = 210[\text{kV}]$$

3.2.3.2. Cálculo de la tasa de fallo

Igualmente, como en 3.2.2.6. se aplica (1.22) para la tasa de fallo en ambas líneas.

Voltaje de disrupción entre conductor y estructura

$$R_{TP-CU} = 6.1E - 39$$

$$R_{CU-SH} = 6.1E - 39$$

Aplicando (1.23) para el número total de torres se tiene:

$$R_{TP-CU} = 4.4E - 36$$

$$R_{CU-SH} = 7.0E - 37$$

Voltaje de disrupción entre conductor y plano-tierra

$$R_{TP-CU} = 2.6E - 48$$

$$R_{CU-SH} = 4.3E - 49$$

3.3 CÁLCULO DEL NIVEL DE PROTECCIÓN DE LOS AISLADORES

En conjunto con el Anexo V se procede a comparar los valores de aislamiento que el fabricante garantiza con el número de aisladores determinados.

3.3.1 SOBREVOLTAJES TEMPORALES

A continuación, se presenta en la Tabla 3.15 un resumen del nivel de protección de los resultados de la coordinación de aislamiento de sobrevoltajes temporales.

Tabla 3.15. Nivel de protección de los aisladores

L/T	AISLAMIENTO EXTERNO				AISLAMIENTO INTERNO			
	Na	Urw [kV]	Uaisladores [kV]		Na	Urw [kV]	Uaisladores [kV]	
			Seco	Lluvia			Seco	Lluvia
TOPO – CULEBRA	10	212	490	345	10	212	490	345
CULEBRA – SHUSHUFINDI	10	232	490	345	10	232	490	345

3.3.2 SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA

A continuación, se presenta en la Tabla 3.16 un resumen del nivel de protección de los resultados de la coordinación de aislamiento de sobrevoltajes de maniobra.

Tabla 3.16. Nivel de protección de los aisladores

L/T	EXTREMO REMOTO				EXTREMO LOCAL			
	Na	Urw [kV]	Uaisladores [kV]		Na	Urw [kV]	Uaisladores [kV]	
			Seco	Lluvia			Seco	Lluvia
TOPO – CULEBRA	15	287	690	495	14	273	650	465
CULEBRA – SHUSHUFINDI	18	357	800	585	18	357	800	585

3.4 CÁLCULO DE LA LONGITUD DE LA CADENA DE AISLADORES

3.4.1 SOBREVOLTAJES TEMPORALES

A continuación, se presenta en la Tabla 3.17 un resumen del cálculo de la longitud de la cadena de aisladores de los resultados de la coordinación de aislamiento de sobrevoltajes temporales.

Tabla 3.17. Longitud de la cadena de aisladores

L/T	AISLAMIENTO EXTERNO		AISLAMIENTO INTERNO	
	Na	LONGITUD CADENA [m]	Na	LONGITUD CADENA [m]
TOPO – CULEBRA	10	1.46	10	1.46
CULEBRA – SHUSHUFINDI	10	1.46	10	1.46

3.4.2 SOBREVOLTAJES DE MANIOBRA

A continuación, se presenta en la Tabla 3.18 un resumen del cálculo de la longitud de la cadena de aisladores de los resultados de la coordinación de aislamiento de sobrevoltajes de maniobra.

Tabla 3.18. Longitud de la cadena de aisladores

L/T	EXTREMO REMOTO		EXTREMO LOCAL	
	Na	LONGITUD CADENA [m]	Na	LONGITUD CADENA [m]
TOPO – CULEBRA	15	2.19	14	2.04
CULEBRA – SHUSHUFINDI	18	2.63	18	2.63

3.5 VERIFICACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LA TORRE

A continuación, se presenta en la tabla 3.19. y tabla 3.20. un resumen del cálculo de las tasas de fallo de la geometría de la torre en función de la distancia conductor – estructura determinada en 3.2.3.2 y en función de los valores de referencia de la Tabla 1.1.

Tabla 3.19. Tasas de fallo de la distancia conductor - estructura

L/T	D2 CALCULADO	R	D2 UTILIZADO	R
TOPO – CULEBRA	3.3	4.4E-36	4.9	5.5E-42
CULEBRA – SHUSHUFINDI	3.9	7.0E-37	4.9	5.5E-42

Tabla 3.20. Tasas de fallo de la distancia conductor – plano tierra

L/T	Ht CALCULADO	R	Ht UTILIZADO	R
TOPO – CULEBRA	13.14	2.6E-48	25	6.3E-58
CULEBRA – SHUSHUFINDI	15.77	4.3E-49	25	6.3E-58

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Se realizó un desarrollo bibliográfico acerca de las líneas de transmisión y funcionamiento del software ATP para modelar las L/T Topo – Culebra y Culebra – Shushufindi a 230 kV doble circuito considerando los parámetros como la longitud de la línea, la altura, el tipo de suelo, la geometría la torre, entre otros, para poder estudiar su comportamiento durante eventos de sobrevoltajes.
- Del estudio de sobrevoltajes temporales de falla a tierra y rechazo de carga realizado se obtuvo un sobrevoltaje máximo de 1.17 p.u. fase – tierra y permitió sugerir como medio de mitigación descargadores a tierra conectados en los extremos de ambas líneas.
- Del estudio de sobrevoltajes de maniobra se determinó que en la L/T Topo – Culebra los sobrevoltajes son superiores a 2 p.u. debido a la longitud de la línea y para mejorar estos niveles de sobrevoltaje se utilizó resistencias de preinserción como medida de mitigación extra para reducirlos.
- En la L/T Culebra – Shushufindi se obtuvo sobrevoltajes máximos de 1.9 p.u., por lo que se utilizó como aplicación de mitigación de los sobrevoltajes los descargadores en los extremos de la línea.
- Del estudio realizado de la coordinación del aislamiento se determinó que para la L/T Topo – Culebra se necesitarían 15 aisladores para que la línea garantizara una tasa de fallo baja de 0.003 y en el caso de L/T Culebra – Shushufindi 18 aisladores para garantizar una tasa de fallo de 0.001.
- Para la geometría de la torre, la menor distancia de estructura – conductor es 3.3 m con una tasa de fallo de 0 por lo que se puede aseverar que la distancia de estructura – conductor de 4.9 m para las fases A y C y 5.4 m para la fase B son más que suficientes para que la probabilidad de disrupción entre el conductor y cualquier punto de la torre sea 0. Para la distancia entre el conductor y plano tierra se determinó que la altura de 25 m sugerida es más que adecuada para no tener una disrupción entre el conductor y el terreno.

4.2 RECOMENDACIONES

- El presente proyecto es un trabajo de escritorio por lo que no es un trabajo final y sus resultados obtenidos servirán de base para complementar con estudios de orografía, condiciones ambientales reales, la altura real de cada torre, la ruta final de la línea, implementación de distintos métodos de control para la mitigación de los sobrevoltajes, etc.
- Para determinar el número de aisladores reales de la cadena es necesario realizar un estudio de sobrevoltajes de tipo rayo ya que estos en el rango I son más relevantes al momento de determinar el aislamiento.
- En la geometría de la torre se puede optimizar ya que cumple con los valores para que no se presenten interrupciones, pero es necesarios más estudios ya que no contemplan otros factores como la fauna y flora de la zona, el comportamiento del viento que puede hacer oscilar a los conductores y reducir considerablemente las distancias y romper el aislamiento.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] El Universo. (2021, octubre 19). Caída de la producción petrolera por falla eléctrica y falta de inversión aleja meta de fin de año. [Online]. Disponible: <https://www.eluniverso.com/noticias/economia/caida-de-la-produccion-petrolera-por-falla-electrica-y-falta-de-inversion-aleja-meta-de-fin-de-ano-nota/>
- [2] A. Hernández y F. Morales, *Diseño de Torres de transmisión Eléctrica*. Instituto Politécnico Nacional, México.
- [3] Y. Eugenio, "Conductores Eléctricos para Líneas de Transmisión", Tesis, Universidad José Mariátegui, 2015.
- [4] A. Bustillos y V. Pérez, "Introducción a las Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica", Tesis, Universidad de Carabobo, Venezuela, 2015.
- [5] Illustrationprize. Clasificación de líneas de transmisión. [Online]. Disponible: <https://illustrationprize.com/es/447-classification-of-transmission-lines.html>
- [6] J. Grainger y W. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill, U.S.A., 1995.
- [7] Illustrationprize. Inductancia de la línea de transmisión. [Online]. Disponible: <https://illustrationprize.com/es/481-inductance-of-transmission-line.html>
- [8] EcuRed, Línea de transmisión. [Online]. Disponible: https://www.ecured.cu/Línea_de_transmisión#P.C3.A9rdida_del_conductor
- [9] EPRI. *EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*. Tercera Edición, U.S.A, 2005.
- [10] N. Othman, W. Mustafa, C. Wooi, A Rosmi, N Shakur, R Juliangga, W. Khairunizam, I. Zunaidi, Z. Razlan y A. Shahriman, "An Overview on Overvoltage Phenomena in Power Systems" en IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Pp 1-3.
- [11] J. Raymundo, A. de Carvalho y J. Borges, "Equipamentos eletricos especificação e aplicação em subestações de alta tensão," Cigre -Brasil. FURNAS, 1985.
- [12] Norma IEC 60071-1, "Insulation Co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules", 2011.
- [13] Norma IEC 60071-2, "Insulation Co-ordination – Part 2: Application guidelines", 2018.

- [14] S. Paredes, “Simulación de Transitorios Electromagnéticos de la Línea Cuenca-Macas con la Aplicación del Simulador ATP para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.”, Tesis, Universidad de Cuenca, Ecuador, 2011.
- [15] J. Martínez y F. González, *Power System Transients – Temporary Overvoltages in Power Systems*. España.
- [16] Sunpower Electronics. (2019). Isolation. [Online]. Disponible: <https://www.sunpower-uk.com/glossary/what-is-power-supply-isolation/>
- [17] EMWORKS. (2022). Power Line Insulator. [Online]. Disponible: <https://www.emworks.com/application/power-line-insulator>
- [18] Megger. (2021). Surge Arresters. [Online]. Disponible: <https://csa.megger.com/applications/transformadores/surge-arresters>
- [19] A. R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*, Taylor & Francis Group, U.S.A. CRC Press, 1999.
- [20] J. Ríos, “Coordinación de Aislamiento para la Línea a 500 kV, Doble Circuito, de la Interconexión Ecuador-Perú por Sobrevoltajes de Maniobra”, Tesis, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2019.
- [21] D’Ajuz, Ary. “Transitorios eléctricos e coordenacao de isolamento – aplicacao en sistemas de potencia de alta tensao”. Tesis, Universidadde Federal Fluminense, 1987.
- [22] V. Hermosillo y H. Garcia, “Accionamiento de Resistencias de Pre-Insertión en Interruptores de Alta Tensión” en IEE RVP, Acapulco, México. 2019. Pp 1.
- [23] Norma IEC 60815-1, “Selection and dimensioning of high-voltage insulators for polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles”, 2002.
- [24] JYTOP Wire & Cable. Conductor AAAC, Conductor de aleación de aluminio. (2016) [Online]. Disponible: <https://es.jytopcable.com/aaac-conductor/>
- [25] JYTOP Wire & Cable. (2016) Conductor ACSR las normas de acero reforzado cable acsr 477 mcm conductor acsr. [Online]. Disponible: <https://spanish.baoliyy.com/acsr-standards-steel-reinforced-acsr-cable-477-mcm-acsr-conductor/>
- [26] Tano cable. (2020) Conductor de Aluminio Aleación Reforzado (ACAR). [Online] Disponible:<http://www.tanocable.es/productos/conductor-desnudo/acar.html>

- [27] C. Guerra y C. Pazmiño, “Repotenciación de una Línea de Transmisión de 230 kV con Conductores de Última Generación Tipo T”, Tesis, Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, 2008.
- [28] V. González. “Transposición de Líneas de Transmisión”. [Online]. Disponible: http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2020/08/Ing.-Victor-Gonzales-Zamora_compressed.pdf
- [29] Electrocable. Conductores de Aluminio ACAR. [Online]. Disponible: <https://www.electrocable.com/uploads/product/4-conductores-de-aluminio-acar.pdf>
- [30] Norma IEC 60099-5, “Surge arresters – Selection and application recommendations”, 2013.
- [31] Norma IEC 60099-4, “Surge arresters – Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems”, 2014.
- [32] Catalog No 4, High Voltage Surge Arresters – Buyer’s Guide, ABB, Suecia.
- [33] Catalog, Aisladores de vidrio, La Granja, Segovia, España.

ANEXO I

DIMENSIONAMIENTO DEL DESCARGADOR

El descargador es un elemento de protección para los equipos frente a las sobretensiones que se pueden presentar en el SEP. Para este trabajo se ha dimensionado el descargador para realizar la coordinación del aislamiento.

Voltaje continuo de operación (Uc)

Con el valor del voltaje máximo del sistema fase – tierra se procede a calcular con un factor de seguridad de 1.05, válido para ambas líneas.

$$COV = 1.05 \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

$$COV = 1.05 \frac{245}{\sqrt{3}}$$

$$COV = 148.5 \text{ kV}$$

Sobrevoltaje temporal (TOV)

El valor de TOV se lo calcula mediante la siguiente ecuación.

$$TOV = Ke \frac{U_s}{\sqrt{3}}$$

El valor de Ke se lo determina mediante el estudio de cortocircuitos en cada una de las S/E para determinar las impedancias de secuencia positiva y cero.

$$Z1_{TOPO} = 1.5534 + j16.1456 \Omega$$

$$Z0_{TOPO} = 1.4716 + j16.1849 \Omega$$

$$Z1_{CULEBRA} = 3.2325 + j12.5301 \Omega$$

$$Z0_{CULEBRA} = 2.6667 + j10.2561 \Omega$$

$$Z1_{SHUSHUFINDI} = 2.2469 + j26.2633 \Omega$$

$$Z0_{SHUSHUFINDI} = 1.3585 + j15.5723 \Omega$$

Mediante la Figura I.1 se calcula Ke utilizando las relaciones R1/X1, X0/X1 y R0/X1 para cada una de las líneas.

$$\text{Topo:} \quad R1/X1 = 0.096 \quad X0/X1 = 1.002 \quad R0/X1 = 0.091$$

$$\text{Culebra:} \quad R1/X1 = 0.258 \quad X0/X1 = 0.818 \quad R0/X1 = 0.212$$

$$\text{Shushufindi:} \quad R1/X1 = 0.085 \quad X0/X1 = 0.593 \quad R0/X1 = 0.052$$

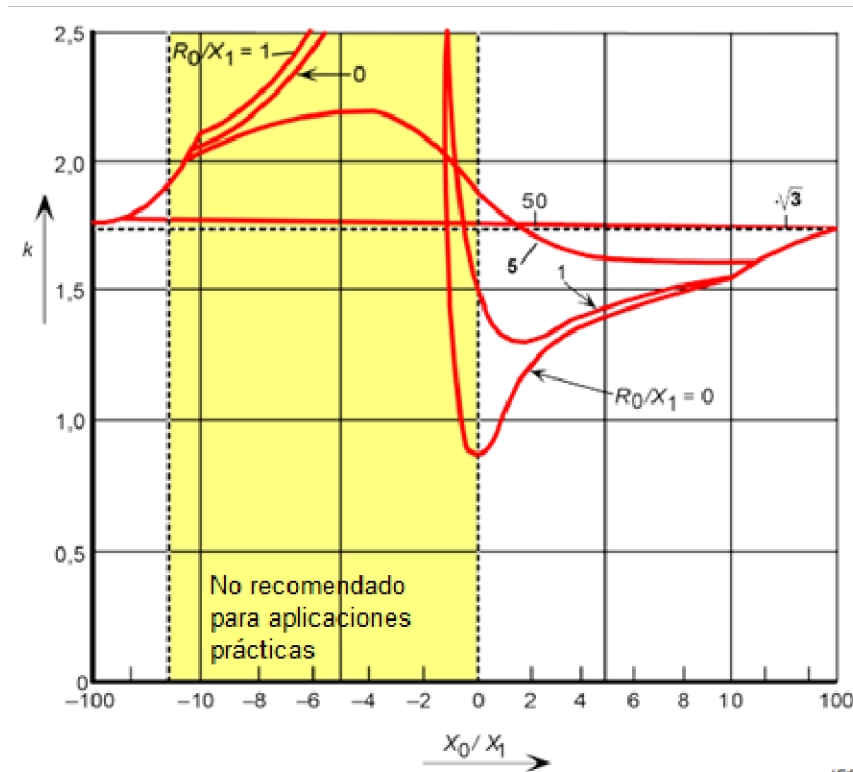


Figura I.1. Factor k de falla – tierra de X_0/X_1 para $R_1/X_1=R=0$ [13].

Topo:	$Ke = 1.15$
Culebra:	$Ke = 1.175$
Shushufindi:	$Ke = 1.225$

$$TOV_{TP} = 1.15 \frac{245}{\sqrt{3}} \qquad TOV_{CU} = 1.175 \frac{245}{\sqrt{3}} \qquad TOV_{SH} = 1.225 \frac{245}{\sqrt{3}}$$

$$TOV_{TP} = 162.7 \text{ kV} \qquad TOV_{CU} = 166.2 \text{ kV} \qquad TOV_{SH} = 173.3 \text{ kV}$$

Voltaje nominal del descargador (U_r)

Para definir el voltaje nominal del descargador es necesario comparar los valores U_{r1} y U_{r2} que se los define a continuación:

$$U_{r1} = \frac{COV}{K_0} \qquad U_{r2} = \frac{TOV}{K_{tov}}$$

Donde: K_0 : factor de diseño del descargador, usualmente tiene el valor de 0.8.
 K_{tov} : capacidad del descargador que depende del tiempo de duración del sobrevoltaje.

Para determinar K_{tov} se utiliza la Figura I.2 dependiendo de si el sistema está sólidamente puesto a tierra, neutro puesto a tierra a través de una impedancia y no aterrizados a tierra.

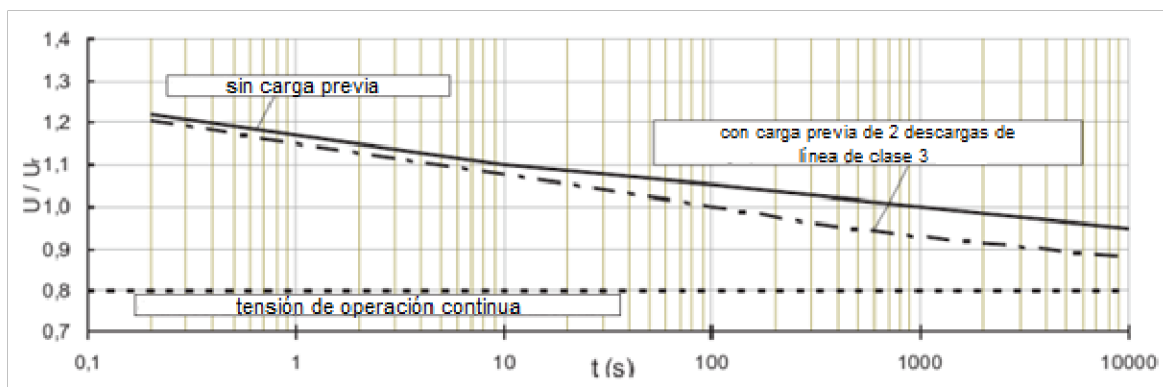


Figura I.2. Curva característica de voltaje A.C. – tiempo [30].

Como el sistema de estudio está sólidamente puesto a tierra, el tiempo de operación es menor a un segundo, se trabaja con la curva con carga previa. Por lo tanto, K_{tov} tiene un valor de 1.15.

Para el caso de ambas líneas:

$$Ur_{1TP} = 185.6 \text{ kV} \quad Ur_{1CU} = 185.6 \text{ kV} \quad Ur_{1SH} = 185.6 \text{ kV}$$

$$Ur_{2TP} = 141.5 \text{ kV} \quad Ur_{2CU} = 144.5 \text{ kV} \quad Ur_{2SH} = 150.7 \text{ kV}$$

El Ur para cada línea será el máximo entre los Ur_1 y Ur_2 de cada S/E respectivamente.

$$Ur_{TP} = 185.6 \text{ kV} \quad Ur_{CU} = 185.6 \text{ kV} \quad Ur_{SH} = 185.6 \text{ kV}$$

Corriente Nominal

Tabla I.1. Corriente nominal de descarga [31]

	Corriente Nominal de Descarga			
	20 000 A	10 000 A	5 000 A	2 500 A
Rango de voltaje U_t (kVrms)	360 < U_t ≤ 756	< U_t ≤ 360	U_t ≤ 132	U_t ≤ 36

Tabla I.2. Clasificación de descargadores [31]

CLASE DE PARARRAYOS DESIGNACIÓN	SUBESTACIÓN			DISTRIBUCIÓN		
	SA	SM	SB	DA	DM	DB
CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	20 kA	10 kA	10 kA	10 kA	5 kA	2.5 kA
CORRIENTE DE DESCARGA TIPO IMPULSO DE MANIOBRA	2 kA	1 kA	0.5 kA	-	-	-
Q_{rs} (C)	≥2.4	≥1.6	≥1.0	≥0.4	≥0.2	≥0.1
W_{th} (kJ/kV)	≥10	≥7	≥4			
Q_{th} (C)	-	-	-	≥1.1	≥0.7	≥0.45

NOTA: Las letras “H”, “M” y “L” corresponden a la designación “alto”, “medio” y “bajo” respectivamente.

Para todos los descargadores, el valor de la corriente es 10 kA.

Selección del Descargador

Se ha seleccionado el descargador PEXLIM Q de óxido de zinc de la mara ABB [32]. Los datos técnicos se encuentran a continuación:

Tabla I.3. Datos técnicos del descargador PEXLIM Q [32]

	DATOS TÉCNICOS	
	VOLTAJE DEL SISTEMA (Um)	52 – 420 kV
	VOLTAJE NOMINAL (Ur)	42 – 360 kV
	CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA (IEC)	10 kApico
	RESISTENCIA A LA CORRIENTE DE DESCARGA	
	ALTA CORRIENTE 4/10 μS	100 kApico
	BAJA CORRIENTE 2400 μS	700 kApico
	BAJA CORRIENTE 2000 μS	900 kApico
	CAPACIDAD DE ENERGÍA	
	CLASE DE DESCARGADOR DE LÍNEA (IEC)	Clase 3 7.8 kJ/kV (Ur)

Tabla I.4. Datos de protección del descargador [32]

MAX	VOLTAJE NOMINAL	VOLTAJE MÁXIMO DE OPERACIÓN CONTINUA		CAPACIDAD DE SOBREVOLTAJES TEMPORALES		VOLTAJE MÁXIMO RESIDUAL CON LA ONDA DE CORRIENTE						
		IEC	ANSI			30/60 μs			8/20 μs			
						Uc kVrms	MCOV kVrms	1 s kVrms	10 s kVrms	0.5 kA kVpico	1 kA kVpico	2 kA kVpico
Um kVrms	Ur kVrms	Uc kVrms	MCOV kVrms	1 s kVrms	10 s kVrms	0.5 kA kVpico	1 kA kVpico	2 kA kVpico	5 kA kVpico	10 kA kVpico	20 kA kVpico	40 kA kVpico
245	192	154	154	220	211	369	381	396	429	452	497	555

ANEXO II

Tabla II. Niveles de aislamiento estándar para rango I ($1\text{kV} < U_m \leq 245\text{kV}$) [12]

MÁXIMO VOLTAJE DE LOS EQUIPOS (U_m) kV (Valor r.m.s.)	VOLTAJE ESTÁNDAR SOPORTADO A FRECUENCIA INDUSTRIAL DE CORTA DURACIÓN kV (Valor r.m.s.)	VOLTAJE ESTÁNDAR SOPORTADO DE IMPULSO TIPO RAYO kV (Valor r.m.s.)
3.6		20
		40
7.2		40
		60
12		60
		75
		95
17.5		75
		95
24		95
		125
		145
36		145
		170
52	95	250
72.5	140	325
100	185	450
123	230	550
145	230	550
	275	650
170	275	650
	325	750
245	360	850
	395	950
	460	1050

ANEXO III

CÁLCULO DE LA DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire es directamente dependiente de la altitud donde su fórmula para el cálculo:

$$\delta = e^{-m \frac{H}{8150}}$$

Donde: H: Altura sobre el nivel del mar. [m]
m: Exponente de variación de altitud.

Para determinar el valor de m se utiliza la gráfica de la Figura III.

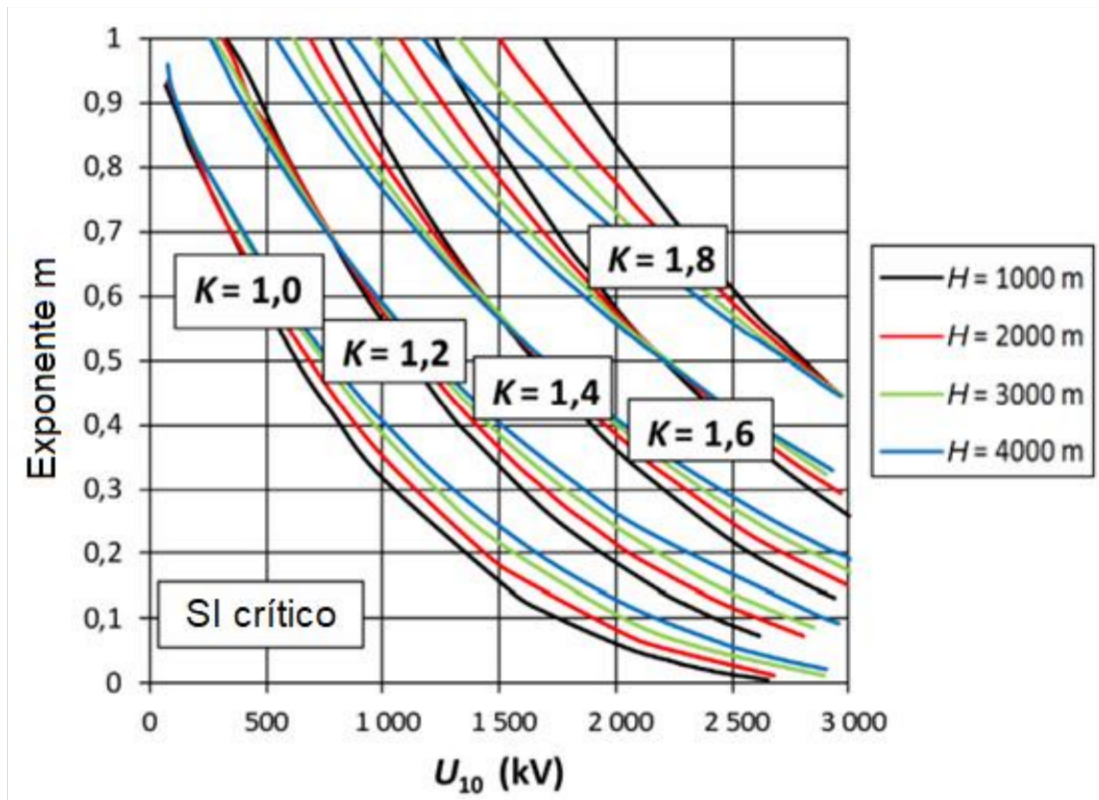


Figura III. Curvas-m para voltaje crítico de impulso de maniobra dependiente de la altitud [13].

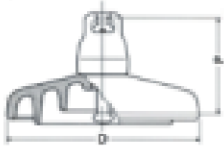



En la Figura III usando U igual a 245 kV y a una altura de 1000 m., se obtiene un valor de m igual a 0.68

Reemplazando en la fórmula de la densidad:

$$\delta = 0.8868$$

ANEXO IV

Tabla IV. Datasheet del aislador E-70PP-146 [33]

Aisladores Anticontaminación alta							
Carga mínima de rotura mecánica		KN	70	100	120		
							
Carga rotura mecánica (KN)		70	100	120			
Modelo catálogo		E-70PP-146	E-100PP-146	E-120PP-146			
Clase IEC-305		U70BLP	U100BLP	U120BLP			
Datos Dimensionales	Paso (P) mm.	146	146	146			
	Diámetro (D) mm.	280	280	280			
	Línea de fuga mm.	445	445	445			
	Unión normalizada IEC 120	16A	16A	16A			
Valores eléctricos	Tensión soportada a frecuencia industrial en seco (KV)	85	85	85			
	bajo lluvia (KV)	50	50	50			
	Tensión soportada a impulso de choque en seco (KV)	125	125	125			
	Tensión de perforación en aceite (KV)	130	130	130			
Información de embalaje	Peso neto aproximado por unidad (Kg.)	5,6	5,6	5,7			
	embalaje nº de un/caja madera	6	6	6			

ANEXO V

Tabla V. Características eléctricas de las cadenas de conformidad con las normas IEC del fabricante [33]

ΦxP: 280 x 146 mm			
N°	A [kV]	B [kV]	C [kV]
10	490	345	760
15	690	495	1100
18	800	585	1295

A: TENSIÓN SOPORTADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN SECO
B: TENSIÓN SOPORTADA A FRECUENCIA INDUSTRIAL BAJO LLUVIA
C: TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO RAYO 1.2 / 50