



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**CÁLCULO DE SOBREVOLTAJES POR DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS EN SUBESTACIÓN DE 500 kV UTILIZANDO EL
ATP (ALTERNATIVE TRANSIENTS PROGRAM) APLICADO A LA
SUBESTACIÓN EL INGA (ANTES PIFO) DE 500 kV**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

EDUARDO JOSÉ CAMACHO VARGAS
edujosecamacho.c.v@hotmail.com

DIRECTOR: ING. LUIS EDMUNDO RUALES CORRALES
luis.ruales@epn.edu.ec

QUITO, DICIEMBRE 2014

DECLARACIÓN

Yo, Eduardo José Camacho Vargas, declaro bajo juramento que el trabajo 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 incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Eduardo José Camacho Vargas

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Eduardo José Camacho Vargas, bajo mi supervisión.

ING. LUIS RUALES
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar al Ing. Luis Ruales, director del proyecto de titulación por permitirme desarrollar este proyecto, por toda su apertura y compartir sus conocimientos sobre el tema.

A la Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP - Unidad de Negocios TRANSELECTRIC, por permitir elaborar el proyecto e involucrarme en la vida profesional.

A la Escuela Politécnica Nacional por haberme preparado como un buen profesional en bases a principios éticos y morales.

A Ing Luis Dután por su enseñanza desinteresada en el programa ATP/EMPT

Finalmente agradezco a todos mis profesores en la instancia estudiantil y a todos mis compañeros de aula de la Carrera de Ingeniería Eléctrica

DEDICATORIA

A mi padre Abad Camacho, por siempre guiarme por el buen camino del respeto y sinceridad, por sus consejos, apoyo, cariño y amor para todas mis decisiones

A mi madre Yolanda Vargas, por estar siempre apoyándome y darme todo el amor del mundo

A mis hermano/as Fausto, María y Gladys por siempre estar ayudando a tomar la mejor decisión en la vida y estar unidos

A mis sobrinos/as por haber llenado mi vida de amor, cariño y ternura.

A toda mi familia y amigos que creyeron en mí superación en la vida como profesional y sobre todo como persona de bien.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	ii
CERTIFICACIÓN.....	iii
AGRADECIMIENTO.....	iv
DEDICATORIA.....	v
CONTENIDO.....	vi
RESUMEN.....	xii
PRESENTACIÓN.....	xiv
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES.....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.3 ALCANCE.....	3
CAPÍTULO 2: DEFINICIONES GENERALES.....	5
2.1 SOBREVOLTAJES.....	5
2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES.....	5
2.1.1.1 Sobrevoltaje a frecuencia industrial.....	6
2.1.1.2 Sobrevoltaje de maniobra.....	7
2.1.1.3 Sobrevoltaje por descargas atmosféricas.....	7
2.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	8
2.2.1 PROCESO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	9
2.2.2 INTENSIDAD Y POLARIDAD DE LA CORRIENTE DE LA DESCARGA.....	11
2.2.3 VELOCIDAD DE RETORNO DEL RAYO.....	11

2.2.4 REPRESENTACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	12
2.2.5 PARÁMETROS DEL RAYO.....	14
2.2.6 DENSIDAD DE RAYO.....	17
2.2.7 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.....	17
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	20
2.3.1 DESCARGAS DIRECTAS.....	21
2.3.1.1 Descargas directas en la subestación.....	22
2.3.2 DESCARGAS INDIRECTAS.....	24
2.3.3 DESCARGAS INVERSAS (FLAMEO INVERSO).....	24
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LA ONDA INCIDENTE [7].....	26
3.1 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA.....	26
3.1.1 EN LÍNEAS AÉREAS (CONDUCTOR DESNUDO).....	27
3.1.2 CONDUCTORES AISLADOS.....	28
3.2 COMPORTAMIENTO DE LAS ONDAS VIAJERAS EN UN PUNTO DE DISCONTINUIDAD.....	29
3.2.1 APLICACIÓN DEL TEOREMA DE THEVENIN.....	31
3.2.2 CASOS ESPECIALES.....	32
3.2.3 N- LÍNEAS DE SALIDA DESDE UNA ESTACIÓN O PUNTO.....	34
3.2.4 LÍNEA – CABLE.....	36
3.3 METODO DE CÁLCULO DE SOBREVOLTAJE DIAGRAMA DE LATTICE.....	37
3.4 IMPACTO EN LA TORRE DE TRANSMISIÓN.	39
3.4.1 EFECTO DE REFLEXIÓN DE LAS TORRES ADYACENTES CUANDO CAE UN RAYO.....	43
3.4.1.1 Reducción del voltaje cresta en la torre golpeada.....	43
3.4.1.2 Reducción de la cola de onda.....	46

3.5 CONDUCTORES MULTIPLES.....	48
3.5.1 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA EQUIVALENTE.....	49
3.5.2 FACTOR DE ACOPLAMIENTO.....	51
3.6 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE LA TORRE.....	52
3.7 EFECTO CORONA EN ONDAS VIAJERAS.....	53
CAPÍTULO 4: EL ATP, SUS MODELOS Y PARÁMETROS QUE SE UTILIZA PARA EL CÁLCULO DE SOBREVOLTAJES EN SUBESTACIONES DE 500 kV POR DESCARGAS ATMOSFÉRICA EN LAS CERCANÍAS (LÍNEAS DE TRANSMISIÓN).....	55
4.1 PROGRAMA ATP.....	55
4.1.1 APLICACIONES DEL ATP.....	55
4.1.2 MODELOS Y DISPOSITIVOS DISPONIBLES EN EL ATP.....	56
4.1.3 EL ATPDraw.....	60
4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES UTILIZADOS.....	63
4.2.1 CORRIENTE DEL RAYO (FUENTE DE CORRIENTE DE HEIDLER).....	63
4.2.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	65
4.2.2.1 Modelo de JMarti.....	66
4.2.2.1.1 Descripción del modelo [9].....	66
4.2.2.1.2 Datos para el modelo JMarti.....	68
4.2.3 TORRE DE TRANSMISIÓN.....	70
4.2.4 PUESTA A TIERRA DE LA TORRE.....	71
4.2.5 CADENA DE AISLADORES.....	71
4.2.6 DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJE (PARARRAYO).....	72

4.2.7 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	73
4.2.8 DISYUNTOR Y SECCIONADOR.....	74
4.2.9 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO (Transformador de potencial TP, Transformador de corriente TC).....	74
4.2.10 REACTORES.. ..	74
4.2.11 PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN.....	74

CAPÍTULO 5: DATOS Y MODELACIÓN EN EL PROGRAMA... 75

5.1 CORRIENTE DEL RAYO [4].....	75
5.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	78
5.3 TORRE DE TRANSMISIÓN	82
5.4 PUESTA A TIERRA DE LA TORRE	82
5.5 CADENA DE AISLADORES.....	85
5.5.1 CÁLCULO DE LA CADENA DE AISLADORES.....	85
5.6 DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJE (PARARRAYO).....	90
5.7 SUBESTACIÓN.....	91
5.8 EQUIPOS DE UNA SUBESTACIÓN	93
5.9 FUENTE TRIFÁSICA.....	95
5.10 CÁLCULOS DE IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA.....	95
5.11 MODELO IMPLEMENTADO.....	97

CAPÍTULO 6: APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS ... 99

6.1 SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DIRECTAS.....	99
--	----

6.1.1 DESCARGA EN LA TORRE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	100
6.1.1.1 Descarga en el cable de guarda o en la torre.....	100
6.1.1.2 Descarga en el conductor de fase.....	104
6.1.2 DESCARGA EN MITAD DEL VANO.....	109
6.2 ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD.....	113
6.2.1 AMPLITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO.....	113
6.2.2 FRENTE DE ONDA.....	115
6.2.3 DISTANCIA DE IMPACTO DEL RAYO EN LA LÍNEA RESPECTO A LA SUBESTACIÓN.....	117
6.3 CASO ESPECIAL (DISYUNTOR ABIERTO).....	119
6.4 ENERGÍA DEL DESCARGADOR DE SOBREVOLTAJE.....	122
6.5 DETERMINACIÓN DEL NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL) DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN.....	124
6.5.1 SOBREVOLTAJES REPRESENTATIVOS, V_{rp}	126
6.5.2 VOLTAJE SOPORTADO DE COORDINACIÓN, V_{cw}	126
6.5.3 VOLTAJE SOPORTADO REQUERIDO, V_{rw}	127
6.5.3.1 Voltaje soportado requerido para aislamiento externo.....	127
6.5.3.2 Voltaje soportado requerido para aislamiento interno.....	128
6.5.4 NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO, V_w	128
6.6 CÁLCULO DEL NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO A IMPULSO ATMOSFÉRICO (BIL) DE LOS EQUIPOS.....	131
6.7 OBTENCIÓN DEL BIL DE LOS EQUIPOS SEGÚN LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN.....	133

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	136
7.1 CONCLUSIONES.....	136
7.2 RECOMENDACIONES.....	139
BIBLIOGRAFIA.....	140
ANEXO A.....	143
ANEXO B.....	145
ANEXO C.....	147
ANEXO D.....	152
ANEXO E.....	154
ANEXO F.....	157

RESUMEN

Los sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas en sistemas de extra alto voltaje (EHV – Extra High Voltage), de 500 kV, pueden provocar falla de aislamiento en los equipos que componen el sistema de potencia y especialmente en el transformador de potencia.

El impacto de un rayo (descarga atmosférica) en la subestación de 500 kV y la afectación a los equipos es de baja probabilidad de ocurrencia debido al apantallamiento sea por medio del cable de guarda o mástiles. Pero cuando existe la descarga atmosférica en las líneas de transmisión que ingresan a la subestación, la onda de sobrevoltaje producida viaja por ésta y puede producir falla de aislamiento en los equipos de la subestación dependiendo de las características del rayo y el punto de impacto.

Los sobrevoltajes provocados por la caída de rayos son fenómenos transitorios de rápida frecuencia que pueden ser representados mediante programas computacionales. Mediante el ATP/EMTP (Alternative Transients Program – ElectroMagnetic Transients Program). En este proyecto de titulación se implementa un modelo que representa el fenómeno de la descarga y el comportamiento de cada uno de los elementos y equipos de la línea de transmisión y de la subestación ante estos fenómenos transitorios.

El modelo realizado en ATP permite simular el efecto de la descarga atmosférica sobre la línea de transmisión para diferentes puntos de impacto tanto en el cable de guarda como en el conductor de fase (falla de apantallamiento), además permite realizar estudio de sensibilidad de los parámetros (amplitud de rayo, frente de onda y distancia de impacto con respecto a la subestación) que tengan mayor influencia en los valores máximos de los sobrevoltajes.

Los resultados obtenidos de la simulación, que corresponden a los sobrevoltajes máximos que existen sobre cada equipo de la subestación, permiten determinar el nivel de aislamiento de impulso, BIL, corregidos por factores atmosféricos y de seguridad, los cuales debido a la altura sobre el nivel del mar de la ubicación de la Subestación El Inga (antes Pifo), tienen gran importancia.

El estudio ha sido realizado únicamente para descargas atmosféricas, no se ha considerado el análisis de los sobrevoltajes de maniobra, que en sistemas EHV son determinantes del aislamiento.

PRESENTACIÓN

Con la decisión técnica, económica y política del Ecuador para desarrollar grandes proyectos de generación de energía eléctrica y en base a la creciente demanda de energía eléctrica, es necesario implementar un sistema de transmisión de 500 kV. Para tener un correcto y adecuado funcionamiento del sistema son necesarios varios estudios de diferentes fenómenos, siendo el presente proyecto parte de estos estudios, el cual está estructurado de la siguiente forma:

Capítulo 1: Se exponen los antecedentes del problema que motivan la realización de este trabajo de grado, objetivos generales como específicos, y el alcance que tiene este proyecto.

Capítulo 2: Define los conceptos teóricos empleados en el tema, tanto de forma general como específica en lo relacionado con sobrevoltajes, descargas atmosféricas, parámetros del rayo y modelo electrogeométrico.

Capítulo 3: Se explica el fenómeno de ondas viajeras causadas por descargas atmosféricas en diferentes condiciones, los coeficientes de reflexión y transmisión y la utilización del teorema de Lattice para encontrar los sobrevoltajes producidos.

Capítulo 4: Se explica el funcionamiento de la herramienta computacional: creación de archivos, estructura de entrada de datos, modelo de los elementos en el programa, de tal forma representar todo el sistema y el fenómeno a ser simulado.

Capítulo 5: En este capítulo se detallan los valores de todos los parámetros que intervienen en el sistema de subestación y línea de transmisión y el rayo, estos

valores son obtenidos en bases a normas internacionales y a registros históricos relacionados con este fenómeno.

Capítulo 6: Se realizan las simulaciones para diferentes ubicaciones del punto de impacto del rayo en la línea, en la torre, donde se produce una onda de sobrevoltaje la cual viaja a la S/E y sus efectos que esto provoca. Se realiza un análisis de sensibilidad y se determina el BIL de los equipos de la subestación desde el punto de vista de descargas atmosféricas.

Por último, capítulo 7: De el análisis de resultados en el capítulo anterior se procede a dar las conclusiones y recomendaciones, dando a conocer el logro del presente proyecto y sus bondades para solucionar similares situaciones.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

El constante crecimiento del consumo de energía eléctrica en el Ecuador, ha determinado la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos de generación, como: Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi – Pilatón, La Unión, Minas y Chepsi. Todas estas centrales formaran parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI). De acuerdo con estudios preliminares ejecutados por CELEC EP - TRANSELECTRIC para la conexión de las centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora se ha previsto de un sistema de transmisión de 500 kV, con el refuerzo a igual nivel de voltaje, entre las ciudades de Quito y Guayaquil, con las correspondientes subestaciones en las localidades de Inga (antes Pifo) y Yaguachi respectivamente.

La descarga directa de un rayo sobre una subestación tiene una baja probabilidad de ocurrencia, por la reducida superficie de exposición, en comparación con la superficie de una línea de transmisión y sus efectos son reducidos por el completo apantallamiento de la subestación.

Los rayos que impactan en las líneas de transmisión tienen una incidencia directa sobre las subestaciones, dependiendo de la distancia y parámetros involucrados en el fenómeno. La determinación de las magnitudes de estos sobrevoltajes necesita de un grado de exactitud, para el diseño de los equipamientos y luego en la operación del sistema.

Con el fin de simular fenómenos transitorios en sistemas eléctricos de potencia de manera digital se han desarrollado programas computacionales, existiendo una gran variedad de programas en el mercado. Uno de los programas computacionales de

mayor uso en el mundo es el ATP/EMTP (Alternative Transients Program – ElectroMagnetic Transients Program), este programa permite modelar y simular los diferentes elementos de un sistema eléctrico de potencia y los fenómenos transitorios. El fenómeno de las descargas atmosféricas, las subestaciones y las líneas de transmisión pueden ser modelados y simulados en APT/EMTP.

1.2 OBJETIVOS

La realización del presente proyecto de titulación tienes los siguientes objetivos:

a) Objetivo General

Determinar las magnitudes de sobrevoltajes que se producen en los equipos de una subestación debido a descargas atmosféricas producidas en las líneas de transmisión cercanas a la subestación.

b) Objetivos Específicos

- i. Analizar los conceptos involucradas en el tema.
- ii. Conocer el funcionamiento del programa digital ATP – EMTP (Alternative Transients Program – ElectroMagnetic Transients Program).
- iii. Implementar un modelo para subestaciones, particularmente para el caso de subestación de 500 kV, y determinar los sobrevoltajes por efecto de descargas atmosféricas.

- iv. Realizar el análisis de los resultados obtenidos en la simulación, y caracterizar los parámetros que tienen mayor influencia en los voltajes máximos causados por este fenómeno.
- v. Realizar una aplicación del modelo implementado para la subestación El Inga (antes Pifo) de 500 kV, y determinar los efectos de los sobrevoltajes por descargas atmosféricas.
- vi. Calcular el Nivel Básico de Impulso (BIL) de los equipos que componen la subestación.

1.3 ALCANCE

El proyecto desarrolla el estudio para el cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas impactadas en las líneas de transmisión en las cercanías de la subestación. El estudio será realizado haciendo uso del programa computacional ATP/EMTP (Alternative Transients Program – ElectroMagnetic Transients Program) del CAN/AM User Grup utilizando la licencia que posee CELEC EP - TRANSELECTRIC.

Para alcanzar los objetivos se construirá un modelo en el programa digital ATP, en el que estén representados todos los elementos físicos y parámetros involucrados en este fenómeno.

Con el modelo realizado, se procede a efectuar la simulación para obtener la magnitud de sobrevoltajes provocados por descargas atmosféricas que impacten en la cercanía (líneas de transmisión) de la subestación, y con estos valores obtenidos se determinaran los parámetros que tienen mayores influencias en el evento mencionado.

Finalmente, con el modelo realizado se procederá a realizar las simulaciones para la subestación El Inga (antes Pifo), donde se realizará el análisis parametrizado, y con estos resultados se determinará el BIL de los equipos.

CAPÍTULO 2: DEFINICIONES GENERALES

2.1 SOBREVOLTAJES

Los sobrevoltajes son una de las causas más frecuentes de falla en los sistemas eléctricos de potencia, entendiendo por sobrevoltaje “*un voltaje variable en el tiempo, entre una fase y tierra o entre fases, cuyo valor de cresta es superior al valor de cresta del voltaje máximo $(\frac{\sqrt{2} U_m}{\sqrt{3}})$ de un sistema $(\sqrt{2} U_m)$* ” [1]. Existiendo muchas causas por las cuales se pueden originar sobrevoltajes en un sistema, lo cual exige un estudio individualizado y soluciones para eliminar o minimizar los efectos que éstos producen dentro del sistema de potencia.

Los parámetros de los sobrevoltajes tales como: duración, amplitud y efectos en los sistemas son difícil de caracterizar por su carácter de aleatorio y variable.

2.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES

Para su clasificación se considera algunos criterios como: su origen, tipo de proceso transitorio y tiempo de duración. Considerando estos eventos una de las clasificaciones más aceptadas es la siguiente:

- Sobrevoltajes a frecuencia industrial
- Sobrevoltajes de maniobra
- Sobrevoltajes por descargas atmosféricas

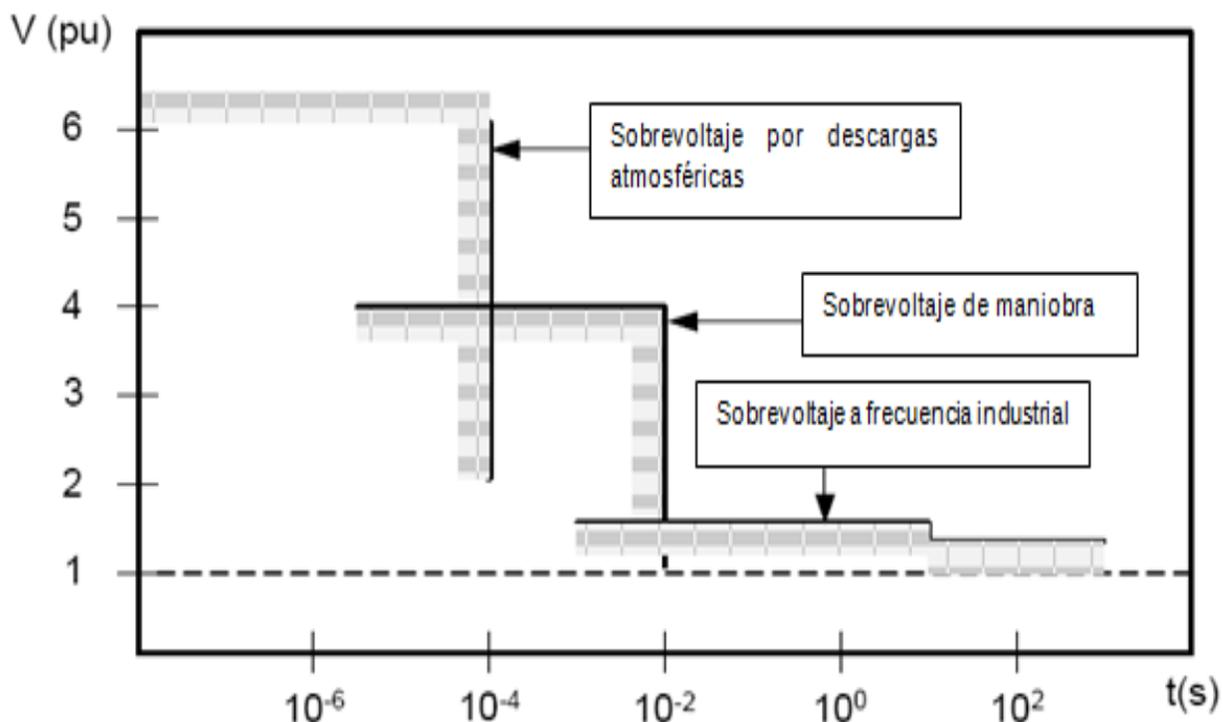


Figura: 2.1. Tipos de sobrevoltajes

2.1.1.1 Sobrevoltajes a frecuencia industrial

Dentro de este grupo de sobrevoltajes son los de larga duración (varios milisegundos), poco amortiguado y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación del sistema (50 o 60 Hz), pero de amplitud inferior a los otros tipos de sobrevoltajes. Con un valor RMS constante aplicado de forma permanente a un medio aislante.

Existen varios eventos dentro de un sistema eléctrico de potencia donde se presentan sobrevoltajes a frecuencia industrial, como por ejemplo debido a: cortocircuito entre fase y tierra, rechazo de carga, efecto Ferranti y efectos de resonancia y ferresonancia. Siendo la falla monofásica la más común y frecuente en un sistema de potencia que las otras mencionadas anteriormente.

2.1.1.2 Sobrevoltajes de maniobra

Los sobrevoltajes de maniobra se originan en la operación de equipos de maniobra o súbitas modificaciones en la topología de la red eléctrica. Teniendo como sus principales características que es una onda amortiguada, de corta duración, se puede presentar en un rango de frecuencia que varía entre 2 a 10 kHz, y su forma de onda estándar es 250 x 2500 μ s.

Este tipo de sobrevoltajes se presenta en los siguientes eventos: Energización y recierre de una línea de transmisión, inicio y despeje de una falla, rechazo de carga y maniobra de corrientes capacitivas o inductivas.

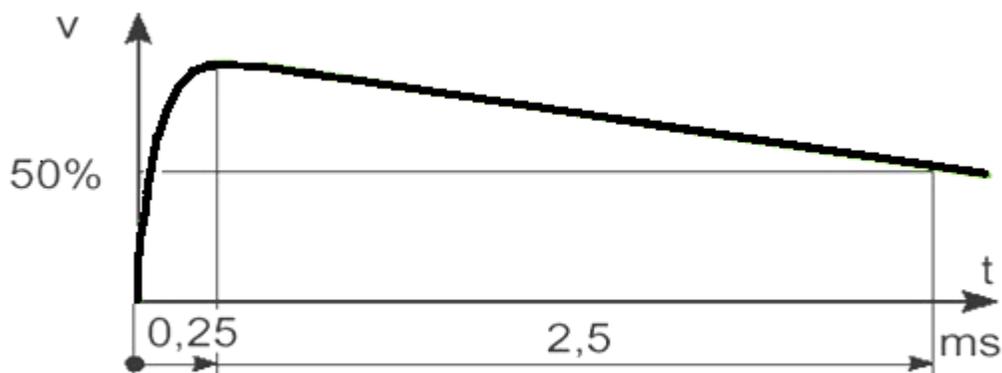


Figura: 2.2. Onda 250/2500 μ s [2]

2.1.1.3 Sobrevoltajes por descargas atmosféricas

Son los sobrevoltajes de frente de onda rápidos y se originan por descargas atmosféricas (rayo), es la mayor causa de fallas de un sistema eléctrico de potencia por la exposición de sus instalaciones al aire libre.

Se caracterizan por ser altamente amortiguados y unidireccionales, con un tiempo hasta el pico entre 0,1 y 20 μ s, y una duración de tiempo de cola de 0,3ms, con una

amplitud que puede ser varias veces el voltaje del pico nominal, de frecuencia superior a 50 kHz.

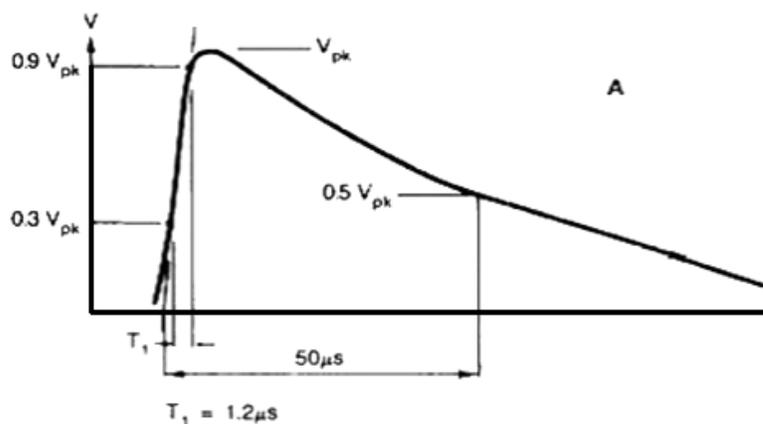


Figura: 2.3 Onda 1,2/50 μs [2]

2.2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Se estima que en nuestro planeta existen simultáneamente unas 2000 tormentas y que cerca de 100 rayos descargan sobre la Tierra cada segundo. En total ello representa unas 4000 tormentas diarias y unos 9 millones de descargas atmosféricas cada día.

Para definir a una descarga atmosférica se propone dos conceptos que son: es una descarga eléctrica en forma de rayo luminoso, desde una nube cargada eléctricamente hacia la tierra o entre nubes. Y como segunda definición es el rompimiento del aislamiento del aire entre dos superficies cargadas eléctricamente con polaridad opuesta.

Las descargas atmosféricas son impredecibles. En tan sólo millonésimas de segundo los rayos pueden descargar intensidades hasta de 250 kA para descargas positivas [1]. Llega a alcanzar longitudes de unos 3 km., una potencia de 20 billones de vatios y una temperatura de 30.000 °C. Las tensiones que se ponen en juego en las

descargas atmosféricas, según las estimaciones más verosímiles, son del orden de 5 a 10 kV/cm. De todo ello se deduce que la energía de la descarga es relativamente pequeña por el corto período de tiempo que entra en juego. Sin embargo, la potencia es grande dado que los valores de voltaje e intensidad son muy elevados y el del tiempo, muy pequeño. La cantidad de electricidad que interviene en este fenómeno está comprendida entre 10 y 20 culombios.

2.2.1 PROCESO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Los rayos se originan por la transferencia súbita de la carga acumulada en una nube a otra nube o a tierra [3], esta carga acumulada en el interior de la nube se distribuye como se muestra en la figura 2.4. El proceso se detalla a continuación:

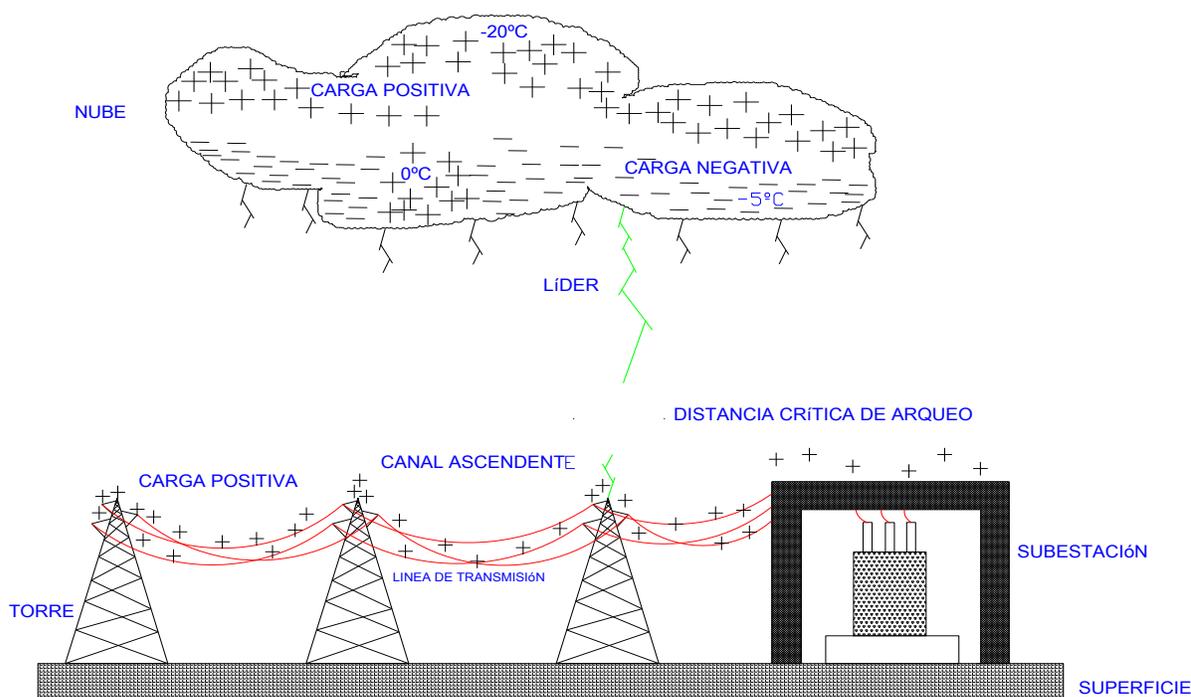


Figura: 2.4 Proceso de la descarga atmosférica

Todo empieza con el ciclo natural del agua, el vapor de agua que desprende de la superficie terrestre hacia la atmósfera, alcanza una altura de hasta de 2 kilómetros,

altura a la que se encuentra las nubes, que están a temperaturas de 0° Centígrados o menos. Cuando alcanza esta temperatura el vapor de agua cambia de estado a copos de nieve, los cuales son dipolos eléctricos débiles. Debido al efecto de la gravedad los copos de nieve comienzan a descender y en este proceso chocan con el vapor de agua ascendente, y por efecto de la fricción que se produce son reordenadas las moléculas de agua y se agrupan en iones positivos con positivos y negativos con negativo.

La carga positiva se ubica en la parte superior de la nube a una temperatura de alrededor -20° C, y las cargas negativas en la parte inferior de la nube con temperaturas de alrededor -5° C.

En la mayoría de las nubes de tormenta existe una acumulación de carga positiva en la parte inferior de la nube donde tiene una temperatura de 0° Centígrados [4].

De esta forma la nube con carga y la superficie por el efecto punta de los elementos en la zona tales como: árboles, edificios, casas, torres, montañas, líneas de transmisión, subestaciones, etc, dan origen a una concentración de carga positiva, lo cual provoca la existencia de varios canales ascendentes ionizados. Por otra parte en las nubes se producen también canales descendentes ionizados de pequeñas distancias y corta duración como microdescargas, a velocidades que llegan hasta un decimo de la velocidad de la luz, después de la primera descarga queda un canal ionizado y por este se produce otra microdescarga, cada vez más grande la distancia del canal ionizado descendente hasta alcanzar mayor distancia, este se denomina "Líder". Entre el "líder" y el canal ascendente existe una distancia de encuentro de 200 metros denominada "distancia crítica de arqueo", cuando entra en esta distancia se produce la descarga (rayo), existiendo varias descargas a continuación de la primera, pero de menor intensidad. Mientras que la primera descarga tiene una intensidad de corriente de hasta de 200 kA, aunque su promedio es de 27 kA.

2.2.2 INTENSIDAD Y POLARIDAD DE LA CORRIENTE DE LA DESCARGA

La intensidad de un rayo es variable y depende del momento crítico de la ruptura de la resistencia del aire entre dos puntos de transferencia. Esta ruptura dieléctrica va a depender de varios factores como los siguientes: contaminación atmosférica, temperatura, humedad, presión y radiación electromagnética sea natural o artificial.

La magnitud de la corriente del rayo es independiente del valor de la resistencia del punto donde termina la descarga, por que el valor de la impedancia del canal de la descarga es relativamente alto, y está en el orden de los miles de ohm. Esto significa que la impedancia total del camino del rayo no cambia en función de su terminación, esto es, que la amplitud de la corriente es independiente del punto final de la descarga.

La polaridad del rayo está dada por la forma de la descarga, existiendo rayos de polaridad positiva y negativa. Los rayos negativos tienen un alto índice de ocurrencia del 80%, y son los que se descargan de la nube a tierra, estando en un valor promedio a 27 kA. Mientras los rayos positivos son los que se descargan de la tierra a la nube, con una probabilidad de ocurrencia del 20%, tienen mayor valor de amplitud 35 kA y por esto son de mayor peligro.

2.2.3 VELOCIDAD DE RETORNO DEL RAYO

Los voltajes inducidos por rayos que caen a tierra en las cercanías de la línea o en ellas pueden ser un grave problema en líneas con bajos niveles de aislamiento, encontrándose la magnitud de estos sobrevoltajes en función de la velocidad de retorno del rayo. Por tanto, la velocidad es otro parámetro significativo a ser incluido en el estudio. Sin embargo, los datos experimentales para la velocidad de retorno son escasos. Además, este parámetro puede tener una dependencia geográfica, y las características de los rayos disparados artificialmente pueden ser diferentes de los rayos naturales.

Varios autores han propuesto una relación entre la intensidad máxima y la velocidad de retorno de un rayo, como la que muestra la siguiente expresión [4]:

$$v = \frac{c}{\sqrt{1 + \frac{W}{I}}} \quad 2.1$$

Donde v es la velocidad de retorno del rayo en m/s, c es la velocidad de la luz en el vacío en m/s, W es una constante, e I es la intensidad pico de la descarga en kA. Esta relación es uno de los principios en los que se basa el Modelo Electrogeométrico, y por tanto debe ser considerada en el cálculo de aquellos voltajes en las que v intervenga como parámetro. No existe consenso entre autores sobre los valores del parámetro W , habiéndose propuesto valores muy diferentes. Por esta razón, en los estudios en los que la velocidad y la intensidad máxima de una descarga vengán relacionados mediante la expresión anterior, se emplearán valores del parámetro W entre 50 y 500.

2.2.4 REPRESENTACIÓN DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA

Las descargas atmosféricas, no todas tienen igual severidad. Sus amplitudes y formas de onda varían aleatoriamente. La forma de onda de la corriente de retorno depende fuertemente de la polaridad del rayo. En rayos de polaridad negativa, la segunda descarga tiene una forma de onda diferente de la primera, presentando generalmente un frente más rápido y una duración menor. Los impulsos positivos tienen un frente de onda más lento y una duración más prolongada que los negativos.

De acuerdo a estas características que tienen las descargas atmosféricas, se plantea un modelo matemático que se ajuste a este fenómeno, teniendo en cuenta el tiempo de la corriente de retroceso. Está representada por la expresión:

$$i(t) = I(e^{-\alpha*t} - e^{-\beta*t}) \quad 2.2$$

Donde:

I = Valor pico de La corriente del rayo

Para tiempo de frente de onda de 0,5 a 10 μ s y tiempo de cola de onda de 30 a 200 μ s.

Según norma IEC 60, existe una forma de onda estandarizada para pruebas de alto voltaje de característica 1,2/50 μ s, donde los coeficientes α y β tienen el valor de $\alpha = 1,426 \times 10^4 \text{ s}^{-1}$ y $\beta = 4,877 \times 10^6 \text{ s}^{-1}$ respectivamente [5]

Donde el tiempo T_1 (figura 2.5) es el tiempo que demora a onda para ir del 10% al 90% de su valor pico.

Mientras el tiempo T_2 (figura 2.5) es el tiempo de cola que demora la onda en caer al 50% de su valor pico.

Las descargas atmosféricas se pueden simular mediante una fuente de corriente con polaridad positiva o negativa (ondas monopolares) o ambas polaridades (ondas bipolares), para el estudio se utilizará descargas negativas, que son las más comunes.

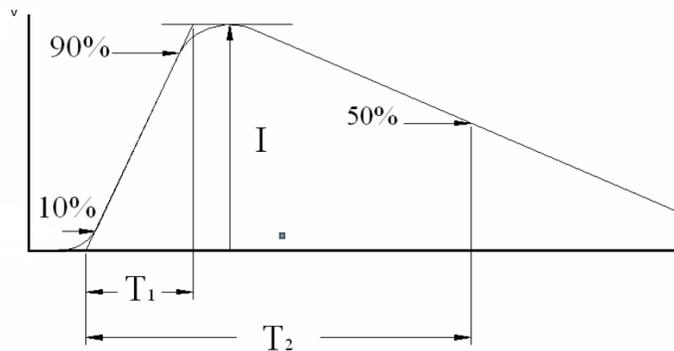


Figura: 2.5 Onda normalizada 1,2/50 μ s, [2]

2.2.5 PARÁMETROS DEL RAYO

Los parámetros del rayo tienen influencia en el valor de los sobrevoltajes, estos parámetros son de tipo aleatorio, existiendo varios parámetros pero los más importantes de acuerdo con “Conseil International des Grands Reseaux Electriques” (CIGRE), se detalla a continuación:

- Densidad de descarga a tierra
- La corriente de cresta
- Nivel cerámico
- Frente de onda
- Polaridad del rayo
- Multiplicidad
- Amplitud de la corriente de retorno
- Tiempo de cola
- Pendiente
- Duración e intervalo entre descargas individuales

Todos estos parámetros responden a una distribución logarítmica normal $\{f(x)\}$ dada a continuación:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma x \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{\ln \frac{x}{M}}{\sigma} \right)^2} \quad 2.3$$

Donde:

M= Valor medio

σ = Desviación estándar del parámetro en cuestión

Estos valores se dan a continuación en la tabla 2.1, y cuya forma de onda se representa en la figura 2.5, que es aceptada por la CIGRE [6].

	PRIMERA DESCARGA	
	VALOR MEDIO (M)	DEVIACION LOGARITMINA ESTANDAR (σ)
FRENTE DE ONDA (μs)		
td _{10/90} = T _{10/90} /0,8	5,63	0,576
td _{30/90} = T _{30/90} /0,6	3,83	0,553
t _m = I _F /S _m	1,28	0,611
PENDIENTE (kA/μs)		
S _m , Máxima	24,3	0,599
S ₁₀ , at 10%	2,6	0,921
S _{10/90} , 10 -90%	5	0,645
S _{30/90} , 30 -90%	7,2	0,622
CORRIENTE DE CRESTA (kA)		
I _i , inicial	27,7	0,461
I _F , final	31,1	0,484
Inicial/Final	0,9	0,23
COLA, t_n, (μs)	77,5	0,577
CARGA, Q₁, (C)	4,65	0,882
$\frac{1}{2} I^2 dt$, (kA) ² s	0,057	1,373

Tabla 2.1 parámetros para una descarga atmosférica (CIGRE), [6]

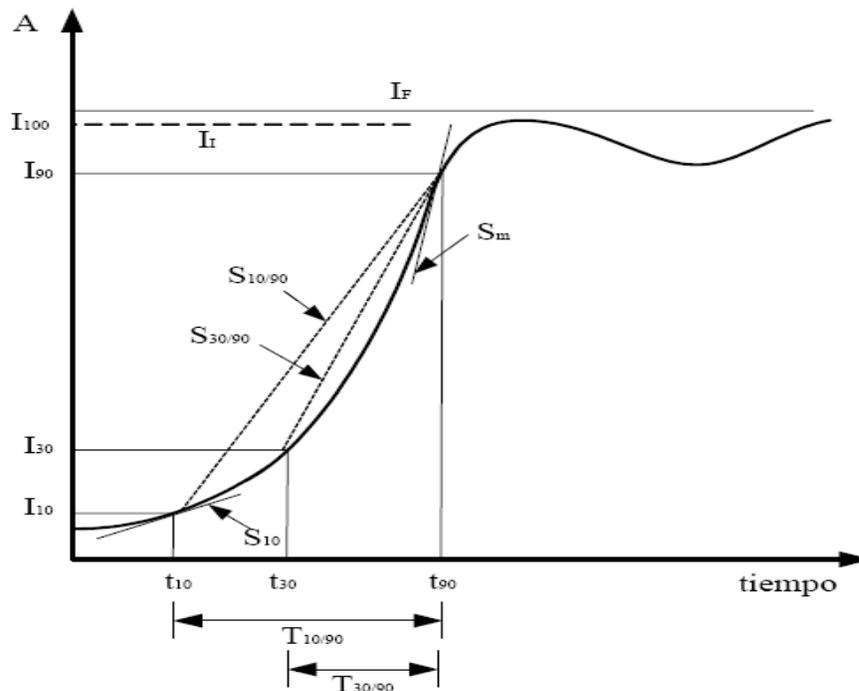


Figura: 2.6 Forma de onda y parámetros de una descarga atmosférica (CIGRE), [6]

Descripción de los parámetros de corriente, tiempo, pendiente y carga ilustrados en la tabla 2.1 y en la figura 2.6.

I_{10} = 10% del valor pico de la corriente del rayo

I_{30} = 30% del valor pico de la corriente del rayo

I_{90} = 90% del valor pico de la corriente del rayo

$T_{10/90}$ = Tiempo entre I_{10} e I_{90}

$T_{30/90}$ = Tiempo entre I_{30} e I_{90}

$td_{10/90}$ = Equivalente lineal Del frente de onda derivado de $T_{10/90}$

$td_{30/90}$ = Equivalente lineal Del frente de onda derivado de $T_{30/90}$

S_m = Pendiente máxima del frente de onda

S_{10} = Pendiente instantánea a I_{10}

$S_{10/90}$ = Pendiente promedio (entre I_{10} e I_{90})

$S_{30/90}$ = Pendiente promedio (entre I_{30} e I_{90})

Q_1 = Carga de impulso en una descarga

2.2.6 DENSIDAD DE RAYO

La densidad de rayo a tierra N_g , está dada en km^2 y año, es un parámetro importante, que no es muy conocido y puede variar mucho en años consecutivos para una misma región. Las estadísticas mejor conocidas hacen referencia al número de tormentas al año T_d , o el número de horas de tormenta al año T_h , que se registran en un tiempo determinado. Ambos valores son conocidos como nivel ceráunico. La relación entre el nivel ceráunico y a densidad de descargas a tierra se puede aproximar a la siguiente expresión:

$$N_g = k * T_d^a \quad 2.4$$

Donde:

T_d = Nivel ceráunico en números de días de tormenta por año

k, a = Son constante para las cuales se han propuesto muchos valores

La expresión aceptada por la CIGRE e IEEE es a siguiente:

$$N_g = 0,04 * T_d^{1,25} \quad 2.5$$

Puesto que la aproximación no es suficientemente precisa, es decir no existe una buena correlación entre densidad de rayo a nivel ceráunico, lo más fiable es utilizar las estadísticas y mediciones directas.

2.2.7 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

El objetivo de este modelo es determinar el punto de impacto de una descarga atmosférica, teniendo en cuenta su intensidad máxima de corriente y la localización del canal de esta descarga. Cuando el rayo va impactar en una línea, torre o a tierra a una distancia r , que es la distancia crítica de ruptura. La distancia de ruptura difiere

cuando cae en la línea o tierra. Estando relacionado la distancia crítica con la corriente de rayo bajo la siguiente expresión:

$$r = A * I^b \quad 2.6$$

Donde:

r = Distancia de arqueo en metros

I = Corriente de rayo en kA

A y b = Constantes, su valor depende del autor, en la tabla 2.2, se indican los valores tomados de fuentes diferentes:

AUTORES	DISTANCIA E TIERRA		DISTANCIA A UN CABLE	
	A	b	A	b
Wagner	14,2	0,32	14,2	0,32
Young	27	0,32	B ^b	0,32
Armstrong	6	0,8	6,7	0,8
Brown	6,4	0,75	7,1	0,75
Anderson	6,4; 8 o 10	0,65	8	0,65
IEEE 1243 – 1993	B ^a	0,65	10	0,65
Love	10,0	0,65	10,0	0,65
IEEE Working Group 1993	8,0	0,65	8,0	0,65
Whitehead	9,4	0,66	9,4	0,66
Suzuki	3,3	0,78	3,3	0,78
Darveniza	$2I + 30(1 - e^{-\frac{I}{6,8}})$			
a	B= 3,6+1,7ln(43-h); h< 40 B= 5,5; h>=40			
b	$B = \frac{12000}{462-h}$ para B> 27,0			

Tabla 2.2. Constantes para la distancia de ruptura

Según el modelo electromagnético las descargas atmosféricas pueden impactar en diferentes elementos de la línea de transmisión como: cable de guardia, conductor de fase, torre o en las cercanías de estas. En la figura 2.7 se muestra estas

alternativas anteriormente mencionadas, esta figura muestra el caso de un apantallamiento incompleto, toda vez que existe una franja en una distancia X_s , en ésta es posible que penetre una descarga atmosférica, y si X_s es igual a cero se dice que es un apantallamiento completo.

Para que exista el impacto del rayo en el cable de guardia y no en el de fase, depende del diseño del apantallamiento o blindaje, se define el ángulo de apantallamiento α , el ángulo formado por la perpendicular trazada del cable de guardia a tierra y la recta que une el cable de guardia con el conductor de fase, mientras menor es este ángulo mayor será el blindaje.

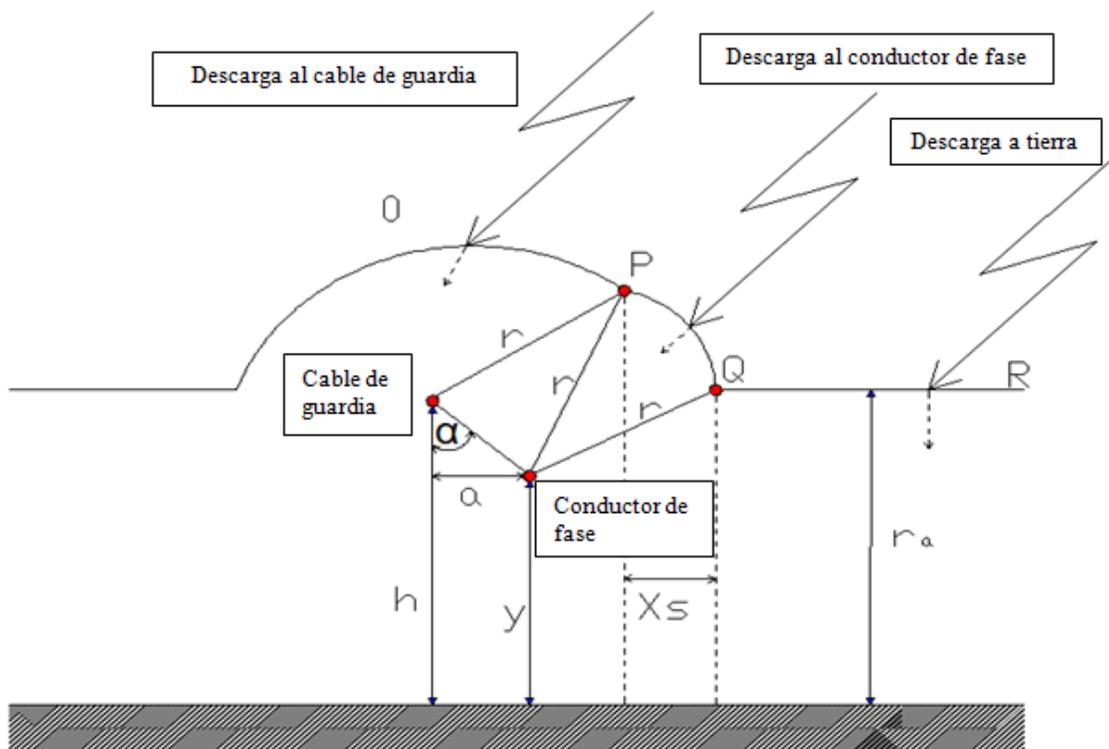


Figura: 2.7 Modelo Electrogeométrico (Apantallamiento incompleto)

Con el modelo electromagnético se puede determinar la corriente máxima que produce una falla de apantallamiento, esta corriente es función de la geometría de la torre, y el análisis se lo puede realizar considerando la distancia máxima de arqueo,

y por tanto la corriente se puede determinar con la ecuación 2.6, y con la ayuda de la figura 2.8 se puede derivar las expresiones para α y r .

La disposición geométrica de la torre de la línea de transmisión definirá la distancia máxima r , conforme se establece en ecuaciones 2.7 y 2.8 siguientes:

$$a = \sqrt{h(2r - h)} - \sqrt{y(2r - y)} \quad 2.7$$

$$r = \frac{h+y}{2(1-\text{sen}\alpha)} \quad 2.8$$

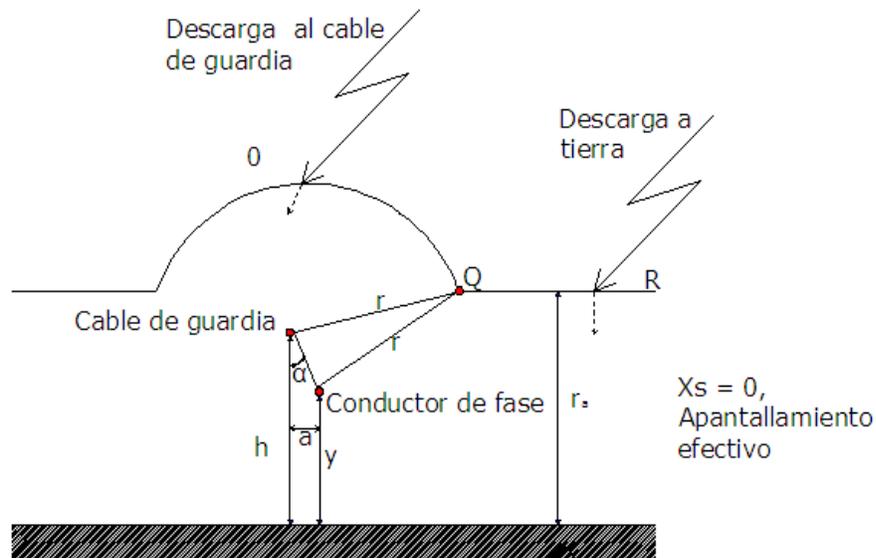


Figura: 2.8 Apantallamiento perfecto

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Un sistema eléctrico de potencia, por su naturaleza, está expuesto a las descargas atmosféricas. Las líneas de transmisión con largas distancias están expuestas por

zonas con diferentes niveles ceráunicos, mientras que las subestaciones con mayor grado de protección, puede decirse que tienen una menor probabilidad de afectación.

Sin embargo, son las descargas atmosféricas que caen en las líneas de transmisión las que impondrán los mayores esfuerzos en los equipos de las subestaciones, cuando la onda de voltajes producidos por las descargas atmosféricas arriven a esta.

2.3.1 DESCARGAS DIRECTAS

Es una descarga que ocurre cuando el rayo impacta directamente sobre un elemento de la línea de transmisión, que es lo más común, como se ilustra en la figura 2.9, puede caer sobre el cable de guardia, conductor de fase y torre.

Este tipo de fenómeno causa altos sobrevoltajes debido a que cuando impacta el rayo sobre un elemento se produce dos ondas viajeras de voltajes en sentidos contrarios a partir del punto de incidencia. Esta onda avanza hasta encontrar otro punto de discontinuidad como un disyuntor, descargador o cualquier tipo de discontinuidad.

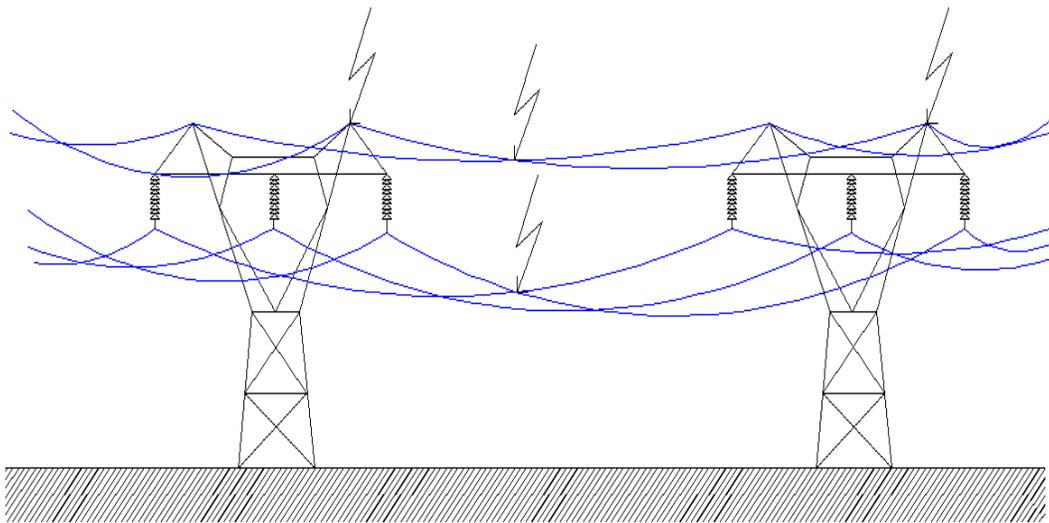


Figura 2.9 Descargas atmosféricas directas

2.3.1.1 Descargas directas en la subestación

En una subestación, dada la poca superficie de exposición, comparada con una línea de transmisión, la probabilidad que sufra una descarga atmosférica directa es muy baja. El sistema de apantallamiento y puesta a tierra, en caso de producirse la descarga, minimizará sus efectos.

Es la onda de voltaje incidente, producto de una descarga en una línea de transmisión, también sus efectos inciden sobre a la subestación, para cual es necesario implementar las medidas de protección y dimensionar el aislamiento (coordinación de aislamiento) de los equipos para estos eventos.

a) Descargas directas en la torre de transmisión

Cuando el rayo cae directamente sobre una estructura metálica, el flujo de corriente ocasiona una elevación de potencial de dicha estructura. Dicho voltaje aparece en bornes de la cadena de aisladores y depende de la resistencia de la puesta a tierra (R), de la impedancia característica (Z) de la torre y de la forma en que la corriente de rayo se reparte por los cables de guardia, en la torre y sus torres adyacentes.

El voltaje resultante de la descarga atmosférica, depende de la magnitud del rayo, de la impedancia característica equivalente vista desde este punto. Este voltaje es variable por las reflexiones de las resistencias de pie de torre propias y vecinas.

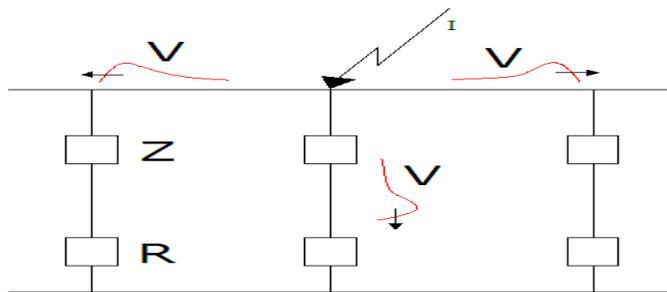


Figura: 2.10 Descargas directa en la torre de transmisión

Donde:

R = Resistencia de la puesta a tierra

Z = Impedancia característica de la torre de transmisión

V = Impulso de onda (Onda de sobrevoltaje)

b) Descargas directas en el cable de guardia

Al caer un rayo en el cable de guardia, se produce un sobrevoltaje en el punto de incidencia mayor que cuando la descarga se produce en la torre. Siendo el punto crítico de impacto en la mitad del vano, al ser el punto más lejano a las dos torres que soportan desde el punto de vista de sobrevoltajes. Pero el rayo puede impactar en cualquier parte del vano.

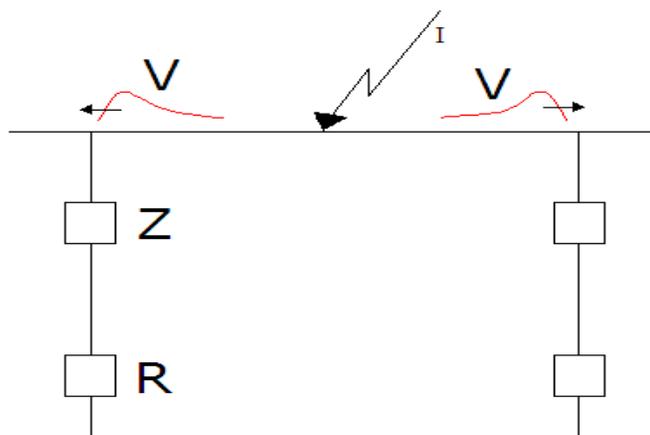


Figura 2.11 Descargas directa en el cable de guardia

Donde:

R = Resistencia de la puesta a tierra

Z = Impedancia característica de la torre de transmisión

V = Impulso de onda (Onda de sobrevoltaje)

c) Descarga directa en la fase (falla del apantallamiento)

Este tipo de fenómeno se presenta cuando la descarga atmosférica impacta directamente al conductor de fase, generalmente la intensidad de la corriente del rayo es baja, pero causa fallas de aislamiento y por lo tanto contorneo en la línea. Mediante el modelo Electrogeométrico se puede determinar la magnitud de la corriente máxima (capítulo 5; 5.1) que puede provocar falla de aislamiento.

2.3.2 DESCARGAS INDIRECTAS

Se presentan cuando en las cercanías de las líneas de transmisión existe descargas eléctricas a tierra u otro elemento. Su efecto es el sobrevoltaje inducido que se produce al sistema, el cual es bajo. Debido a la longitud de las líneas y del nivel de aislamiento que tienen, el sobrevoltaje inducido no produce contorneo. Su efecto debe ser considerado para sistema de subtransmisión y distribución.

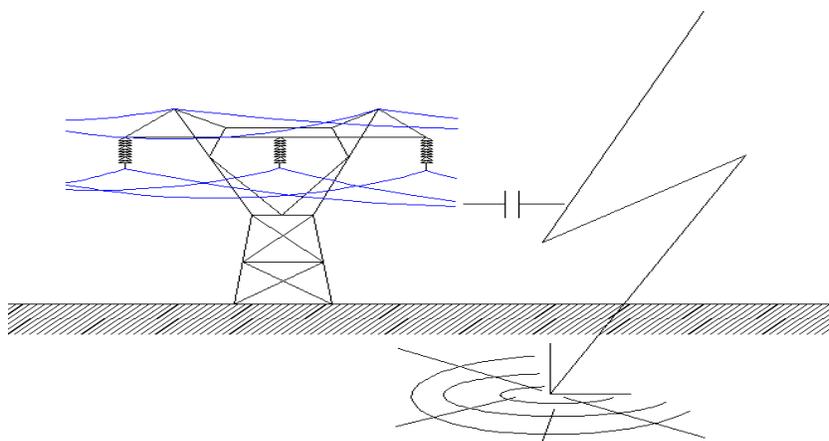


Figura 2.12 Descargas atmosférica indirecta

2.3.3 DESCARGAS INVERSAS (FLAMEO INVERSO)

Se produce cuando la descarga eléctrica ha caído sobre sistema de apantallamiento, que puede ser sobre el cable de guardia o la estructura de la torre, generándose una diferencia de potencial entre la fase y la estructura, que puede superar al nivel de

aislamiento de la cadena de aisladores, llegando a la disrupción a través de este. No importa el punto de impacto del rayo, el flameo inverso sólo se da en la cadena de aisladores por ser la distancia más pequeña de separación entre el conductor y la torre de transmisión.

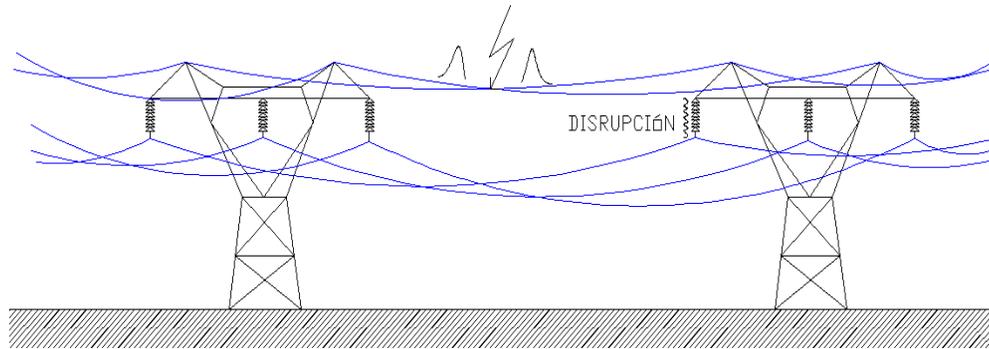


Figura 2.13 Descargas atmosférica inversa (flameo inverso)

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE LA ONDA INCIDENTE

3.1 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA

Todos los fenómenos de perturbaciones transitorias en los sistemas eléctricos de potencia, como el impacto de rayo en líneas de transmisión y cierre o apertura de elementos de maniobra, podrán ser analizados por medio de ondas viajeras. Normalmente una línea de transmisión está representada con parámetros distribuidos en serie y paralelo de resistencias, inductancias y capacitancia. La impedancia característica está representada por la relación de voltaje (e) y corriente (i), que viajan a lo largo del conductor a la velocidad de la luz (u), como se muestra en la figura 3.1.

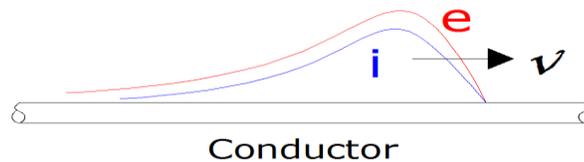


Figura: 3.1 Onda viajera

Si la impedancia característica es puramente resistiva las ondas viajeras de voltaje y corriente tiene la misma forma. La impedancia (Z) está dada por la siguiente relación:

$$Z = \frac{e}{i} \quad 3.1$$

En general todos los elementos de un sistema eléctrico de potencia tienen parámetros distribuidos. Se representan los parámetros distribuidos mediante la

impedancia característica y la velocidad de propagación, los cuales se pueden obtener mediante las siguientes ecuaciones [7]:

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad 3.2$$

$$v' = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad 3.3$$

De donde se obtiene la capacitancia e inductancia [7]:

$$L = \frac{Z}{v} \text{ En } \frac{H}{m} \quad 3.4$$

$$C = \frac{1}{Zv'} \text{ En } \frac{F}{m} \quad 3.5$$

Donde:

Z = Impedancia característica

L = Inductancia

C = Capacitancia

v' = Velocidad de la luz

3.1.1 EN LÍNEAS AÉREAS (CONDUCTOR DESNUDO)

Teniendo en cuenta una sola fase, dicho conductor tiene un radio (r), localizado a una altura (h), desde un punto de referencia (superficie), y asumiendo una resistividad de tierra de cero la inductancia y capacitancia son [7]:

$$L = 0,20 \ln\left(\frac{2h}{r}\right) \quad \left(\frac{\mu H}{m}\right) \quad 3.6$$

$$C = \frac{0,001}{18 \ln\left(\frac{2h}{r}\right)} \quad \left(\frac{\mu F}{m}\right) \quad 3.7$$

Por lo tanto:

$$Z = 60 \ln\left(\frac{2h}{r}\right) \quad (\Omega) \quad 3.8$$

En este caso, la velocidad de propagación es igual a la velocidad de la luz, que es: $u = 3 \times 10^8$ (m/s), y la impedancia tiene un valor aproximado entre 400 a 500 (Ω) [7].

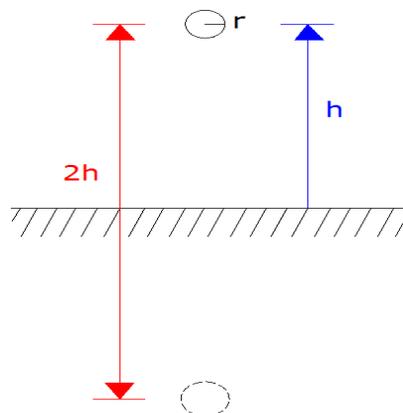


Figura 3.2 Conductor desnudo

3.1.2 CONDUCTORES AISLADOS

Para este caso de conductores la velocidad de propagación y la impedancia característica varía inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la permitividad (k) del medio, teniendo este valor un rango que va de 2,4 a 4,0. Con esto se tienen las siguientes ecuaciones [7]:

$$Z = \frac{60}{\sqrt{k}} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) \quad (\Omega) \quad 3.9$$

$$u = \frac{300 \times 10^6}{\sqrt{k}} \quad (\text{m/s}) \quad 3.10$$

Donde la impedancia característica tiene un valor entre 30 a 60 (Ω) [7] y la velocidad de propagación está entre el valor 1/3 a 1/2 de la velocidad de la luz.

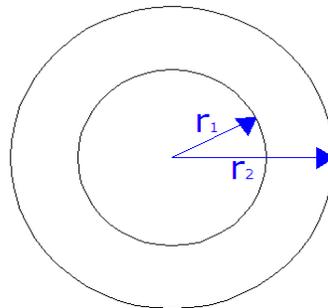


Figura 3.3 Conductor aislado

3.2 COMPORTAMIENTO DE LAS ONDAS VIAJERAS EN UN PUNTO DE DISCONTINUIDAD

Cuando una onda viajera de corriente y voltaje llega a un punto de discontinuidad, por ejemplo el cambio de impedancia del circuito, se refleja hacia atrás a su origen y hacia delante. La modelación que representa este fenómeno considera que la línea termina en una impedancia Z_k y la impedancia característica de la línea Z (figura 3.4), que podría ser resistiva, inductiva, capacitiva o cualquier combinación de estas. El voltaje sobre esta impedancia Z_k y la corriente que circula por esta son representada por e'' e i'' respectivamente. Mientras que el voltaje y corriente reflejada son representados por e' e i' respectivamente, y las ondas de corriente y voltaje incidente son representados por e e i respectivamente. Aplicando la Ley de Kirchhoff en el punto A, se obtiene las condiciones necesarias y las ecuaciones de

voltajes y corrientes en los tres puntos de estudio (reflexión, transmisión y Z_k). Que son las siguientes [7]:

$$\begin{aligned}
 e &= iZ & i'' &= i - i' \\
 e' &= i'Z & e'' &= e + e' \\
 e'' &= i''Z_k
 \end{aligned}
 \tag{3.11}$$

Resolviendo estas ecuaciones, tenemos [7]:

$$\begin{aligned}
 e'' &= \frac{2Z_k}{Z + Z_k} e \\
 i'' &= \frac{2Z}{Z + Z_k} i \\
 e' &= \frac{Z_k - Z}{Z + Z_k} e \\
 i' &= \frac{Z_k - Z}{Z + Z_k} i
 \end{aligned}
 \tag{3.12}$$

Analizando las ecuaciones 3.12 para las siguientes condiciones [7]:

a) Cortocircuito $Z_k=0$

$$\begin{aligned}
 e'' &= 0 & i'' &= 2i \\
 e' &= -e & i' &= -i
 \end{aligned}$$

b) Circuito abierto $Z_k=\alpha$

$$\begin{aligned}
 e'' &= 2e & i'' &= 0 \\
 e' &= e & i' &= i
 \end{aligned}$$

Para el caso cortocircuito de la impedancia Z_k la corriente se duplica por ésta, mientras para el caso de circuito abierto la impedancia Z_k , el voltaje en ésta se duplica [7].

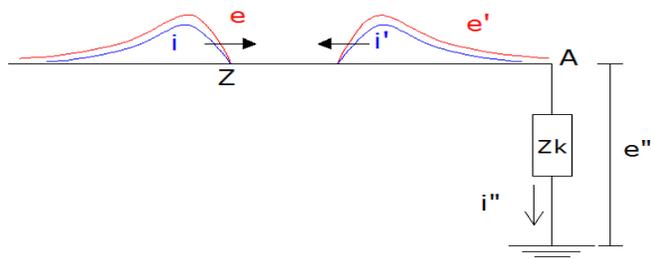


Figura: 3.4 Circuito equivalente general de transmisión y reflexión de onda

3.2.1 APLICACIÓN DEL TEOREMA DE THEVENIN

Para la aplicación del Teorema de Thevenin como se muestra en la figura 3.5, se abre el circuito en el punto de discontinuidad Z_k , en el cual existe un voltaje que es igual al voltaje Thevenin, que se considera a circuito abierto. De acuerdo con la ecuación 3.12 y circuito abierto es igual a: $e'' = 2e$, y la impedancia de Thevenin corresponde a la impedancia de la línea Z . Con esto tenemos el circuito equivalente de Thevenin, como se muestra en la figura 3.6 [7].

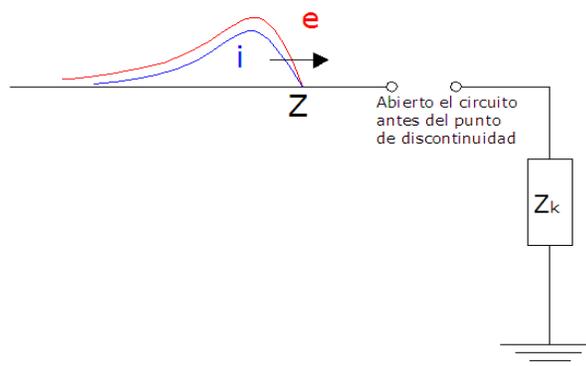


Figura 3.5 Desarrollo del circuito de Thevenin

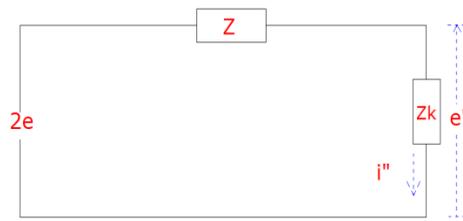


Figura 3.6 Circuito equivalente de Thevenin

Mediante la figura 3.6 pueden ser calculados el e'' e i'' . Y los valores de e' e i' pueden ser encontrados con las ecuaciones de condición 3.11 [7].

3.2.2 CASOS ESPECIALES

a. Dos conductores

Si Z_k es otra línea o cable, es puramente resistiva y el voltaje e'' es el voltaje transmitido sobre la línea o cable, como se muestra en la figura 3.7, en esta condición el circuito equivalente de Thevenin permanece como en la figura 3.6, y por lo tanto las ecuaciones 3.12 son aplicables [7].

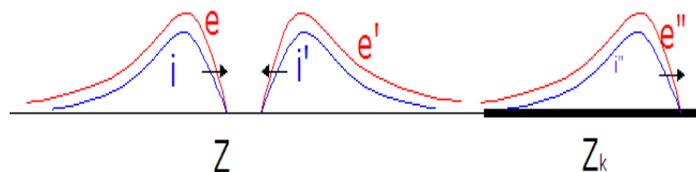


Figura: 3.7 Para dos conductores

b. Z_k es un capacitor

Se sustituye Z_k por un capacitor C_k , y el voltaje (e) es unidad de medida o función de onda cuadrada de magnitud E , donde $Z_k = 1/C_k$, aplicado el operador de Laplace s y aplicando a la ecuación 3.12, se obtiene las siguientes ecuaciones [7]:

$$e'' = \frac{2Z_k}{Z + Z_k} e$$

$$e'' = \frac{\frac{2}{C_k s}}{Z + \frac{1}{C_k s}} * \frac{E}{s} \quad \mathbf{3.13}$$

$$e'' = \frac{2E}{Z C_k} * \frac{1}{s \left[s + \frac{1}{Z C_k} \right]}$$

Aplicando la inversa de la Laplace a la ecuación 3.13, tenemos [7]:

$$e'' = 2E \left[1 - e^{-\frac{1}{Z C_k}} \right] \quad \mathbf{3.14}$$

$$e' = E \left[1 - 2e^{-\frac{1}{Z C_k}} \right]$$

Al sustituir Z_k por un capacitor la onda de voltaje es atenuada, esto implica que no se duplique la onda de voltaje.

c. Z_k es un inductor

Para el caso que Z_k es un inductor L_k , y que el voltaje (e) es unidad de medida o función de onda cuadrada de magnitud E , donde $Z_k = L_k$, aplicado el operador de Laplace s y aplicando a la ecuación 3.12, se obtiene las siguientes ecuaciones [7]:

$$e'' = \frac{2Z_k}{Z + Z_k} e$$

$$e'' = \frac{\frac{2L_k}{s}}{Z + \frac{L_k}{s}} * \frac{E}{s} \quad \mathbf{3.15}$$

$$e'' = \frac{2EL_k}{Z} * \frac{1}{s \left[s + \frac{L_k}{Z} \right]}$$

Aplicando la inversa de la Laplace a la ecuación 3.15, tenemos [7]:

$$e'' = 2E \left[1 - e^{-\frac{L_k}{Z}} \right]$$

3.16

$$e' = E \left[1 - 2e^{-\frac{L_k}{Z}} \right]$$

Al sustituir Z_k por un inductor la onda de voltaje es atenuada, esto implica que no se duplique la onda de voltaje.

3.2.3 N- LÍNEAS DE SALIDA DESDE UNA ESTACIÓN O PUNTO

Este caso consiste en una línea conectada con varias líneas, su aplicación se presenta en la coordinación de aislamiento de estas líneas. Cuando hay n - líneas, una línea a la entrada y $(n-1)$ líneas de salida, como se ilustra en la figura 3.8. Cada línea tiene impedancia característica, donde Z_k es igual impedancia equivalente de todas las líneas de salida desde el mismo punto [7].

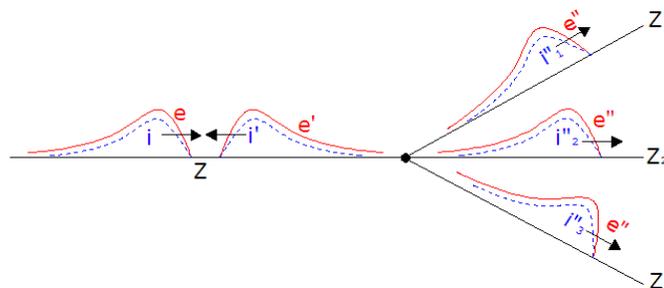


Figura: 3.8 Para n -líneas desde un punto común

$$Z_k = \frac{Z_1 Z_2 Z_3}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_3 + Z_2 Z_3} \quad 3.17$$

El circuito equivalente de Thevenin queda como se muestra en la figura 3.9, y para el cálculo del voltaje e'' son aplicables las ecuaciones 3.12. Mientras para el cálculo de la corriente i'' son aplicables las ecuaciones 3.18 [7].

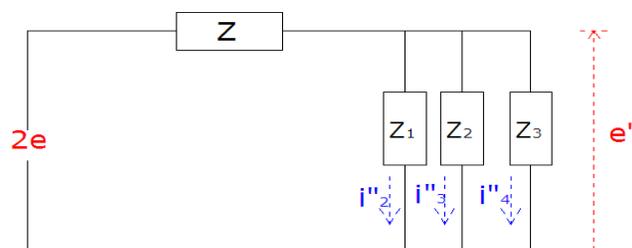


Figura: 3.9 Circuito equivalente de Thevenin de la Figura 3.8

$$i_2'' = \frac{e''}{Z_2} \quad i_3'' = \frac{e''}{Z_3} \quad i_4'' = \frac{e''}{Z_4} \quad 3.18$$

Para este mismo caso, pero tomando otra consideración, cuando es una estación de conmutación, con n - líneas. Cada línea tiene su impedancia característica Z , donde todas las Z son iguales, (figura 3.10). Cuando las ondas de voltaje y corriente viajan hacia la estación, suponiendo que dentro de la estación conmutadora los elementos no actúan como punto de discontinuidad (si lo realizan en la realidad, pero para el caso de estudio se aproxima a que no existe). El circuito equivalente de Thevenin como el que se indica en la figura 3.11. Donde es más importante las ondas viajeras dentro de la estación que en sus líneas que salen de esta [7].

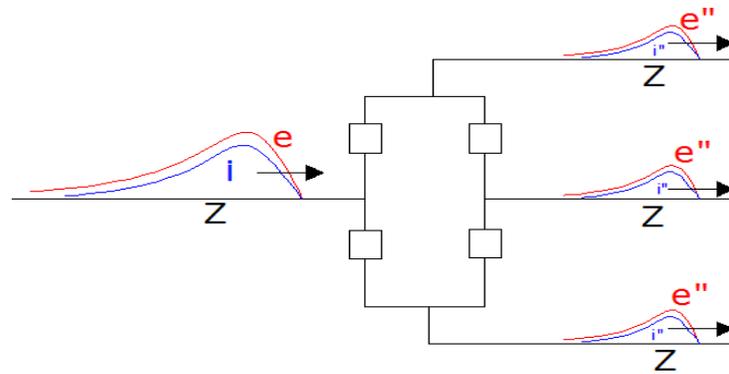


Figura: 3.10 n- líneas en una estación

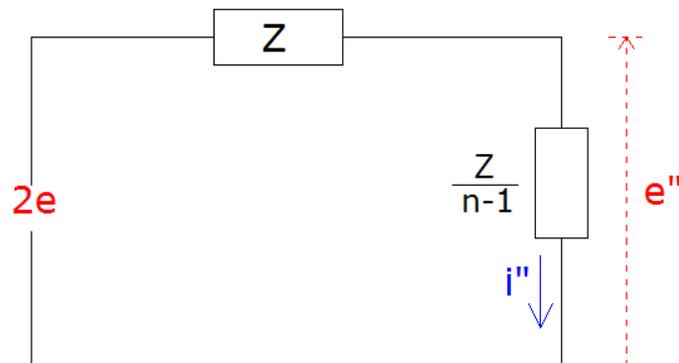


Figura: 3.11 Circuito equivalente de Thevenin de la Figura 3.10

Donde la ecuación de e'' queda de la siguiente manera [7]:

$$e'' = \frac{2 \cdot \frac{Z}{n-1}}{Z + \frac{Z}{n-1}} e = \frac{2e}{n} \quad 3.19$$

3.2.4 LÍNEA – CABLE

En otro caso, cuando una onda viajera llega al punto de unión entre la línea y el cable, esta onda viajera en este punto es igual a la onda que se transmite por el cable [7].

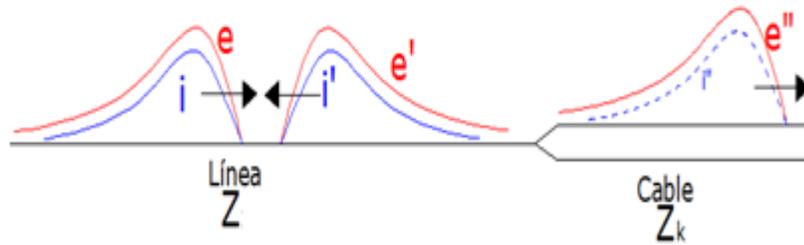


Figura 3.12 Una línea con cable de amarre

Para su solución se utilizan las ecuaciones 3.12 y el circuito equivalente de Thevenin de la figura 3.6.

3.3 METODO DE CÁLCULO DE SOBREVOLTAJE DIAGRAMA DE LATTICE

Cuando una onda se presenta en un punto de discontinuidad, se produce dos efectos: reflexión y transmisión. El análisis del problema se complica cuando son varios puntos de discontinuidad. El método del diagrama de Lattice facilita el análisis. Se utiliza el caso de la figura 3.12 [7].

Para ilustrar la aplicación de este método, se calculan los sobrevoltajes en el sistema indicado en la figura 3.13, con una línea de transmisión de longitud infinita y un cable de longitud finita con una resistencia ubicada al final del cable. Los coeficientes de reflexión y transmisión en los dos extremos del cable son los siguientes [7]:

$$\begin{aligned}
 \beta &= \frac{2Z_2}{Z_1+Z_2} & \gamma &= \frac{Z_2-Z_1}{Z_1+Z_2} \\
 \omega &= \frac{2R}{R+Z_2} & \alpha &= \frac{R-Z_2}{R+Z_2} \\
 \delta &= \frac{2Z_1}{Z_1+Z_2} & \Phi &= \frac{Z_1-Z_2}{Z_1+Z_2}
 \end{aligned}
 \tag{3.20}$$

Donde:

γ = Coeficiente reflexión al inicio del cable

β = Coeficiente transmisión al inicio del cable

ω = Coeficiente reflexión al final del cable

α = Coeficiente transmisión al final del cable

δ = Coeficiente reflexión al inicio del cable (después de un ciclo)

Φ = Coeficiente transmisión al inicio del cable (después de un ciclo)

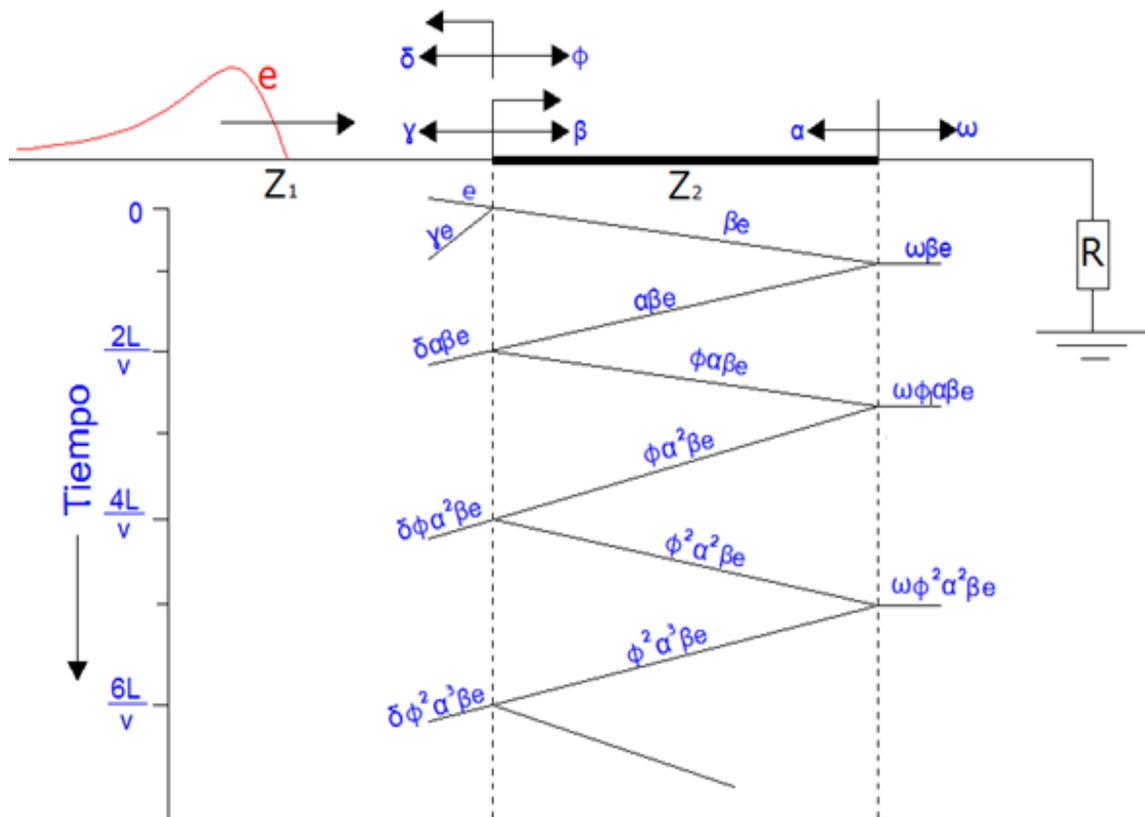


Figura: 3.13 Diagrama de Lattice para línea – cable

Considerando la longitud del cable (L) y la velocidad de propagación (v) se ubica en el eje del tiempo, comenzando con el tiempo $t = 0$ s, definido como el momento en el que llega el sobrevoltaje e a la unión línea – cable. Se dibuja las líneas

diagonalmente hacia abajo con una pendiente constante como se muestra en la figura 3.13, el sobrevoltaje por estas líneas es representado por los coeficientes, y el valor total al final del cable por la línea horizontal, el valor del sobrevoltaje e es afectado por estos coeficientes de reflexión y transmisión en todo el proceso de ida y vuelta. El valor del voltaje en cualquier punto del cable puede ser calculado por la sumatoria de estos voltajes que llegan al punto seleccionado y también respecto al tiempo de llegada a este lugar y se determina mediante la siguiente ecuación [7].

$$e_T = e[\beta + \delta\alpha\beta(t - 2T) + \delta\phi\alpha^2\beta(t - 4T) + \delta\phi^2\alpha^3\beta(t - 6T) + \dots] \quad 3.21$$

Donde T es el tiempo requerido para que la onda de voltaje viaje una longitud L del cable [7]:

$$T = \frac{L}{v} \quad 3.22$$

3.4 IMPACTO EN LA TORRE DE TRANSMISIÓN

Si el impacto de un rayo es primero en la parte superior de la torre, como se muestra en la figura 3.14, se produce el voltaje e en la punta de la torre, creándose una onda viajera hacia debajo de la torre y saliendo por el cable de guardia. El voltaje e es producido por la corriente de impacto del rayo (I), y la combinación de impedancias de la torre y el cable de guardia [7].

$$e = \frac{Z_T \frac{Z_g}{2}}{Z_T + \frac{Z_g}{2}} * I = \frac{Z_T Z_g}{Z_g + 2Z_T} * I \quad 3.23$$

Donde:

Z_T = La impedancia característica de la torre

Z_g = La impedancia característica del cable de guardia

Una buena aproximación para el análisis es [7]:

$$Z_T = \frac{Z_g}{2} \quad 3.24$$

Reemplazando la ecuación 3.24 en la ecuación 3.23, se tiene [7]:

$$e = \frac{Z_T}{2} * I = \frac{Z_g}{4} * I \quad 3.25$$

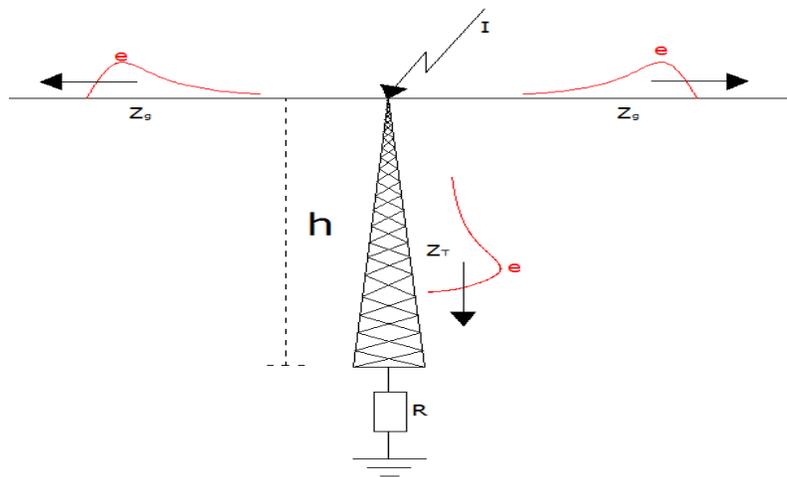


Figura: 3.14 Caída del rayo en una torre

Si el tiempo de viaje por la torre y cable de guardia es T_T , y asumiendo que la forma de onda de voltaje e , su frente de onda tiene un crecimiento lineal de frente y una cola infinita o constante de cola. El tiempo hasta la cresta es igual a t_f . Para calcular el voltaje en la parte superior de la torre o en cualquier punto de ésta se utiliza el

diagrama de Lattice de la figura 3.15, en el cual se ha añadido un punto A, como parte de la torre. El diagrama de Lattice es simple, puesto que de acuerdo a la ecuación 3.24 no hay ninguna reflexión en la punta de la torre. Los coeficientes de reflexión y transmisión son [7]:

$$\alpha_T = \frac{Z_T - R_i}{Z_T + R_i} \approx \frac{Z_g - 2R_i}{Z_g + 2R_i}$$

$$\gamma = \frac{2Z_g}{Z_g + 2Z_T} \quad 3.26$$

$$\phi = \frac{Z_g - 2Z_t}{Z_g + 2Z_T}$$

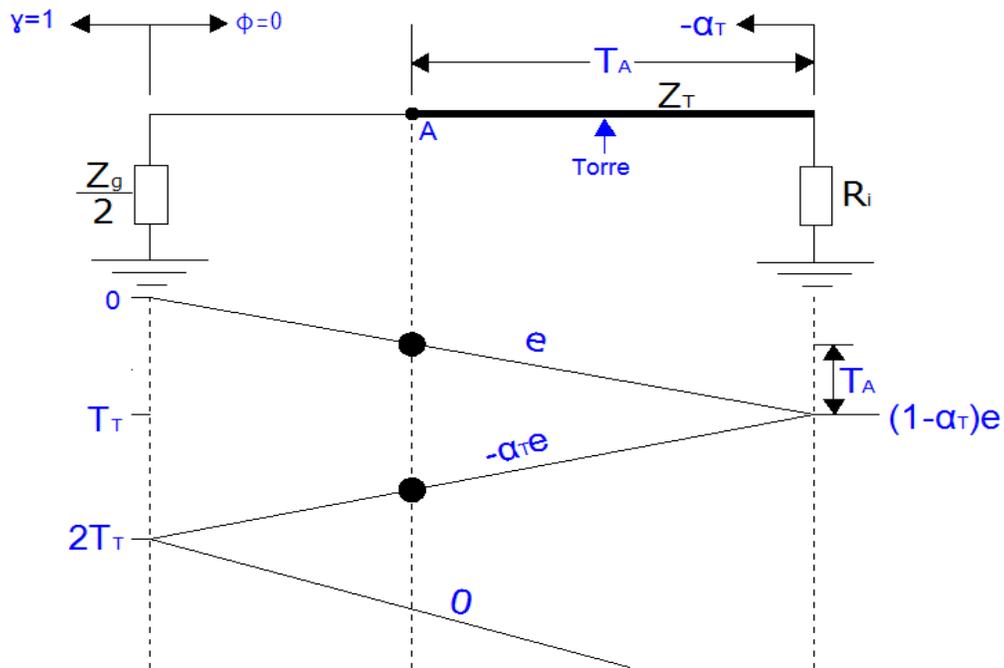


Figura: 3.15 Diagrama de Lattice para impacto en La torre

Nótese que el valor del coeficiente de reflexión α_T de la ecuación anterior debe ser usado como valor negativo en la figura 3.15. El voltaje en la punta de la torre se muestra en la figura 3.16. Existen tres voltajes que son importantes [7]:

V_{TT} = Voltaje de cresta

V_T = Voltaje en la parte superior de la torre antes de cualquier reflexión desde la resistencia de pie de torre.

V_F = Voltaje final

$$V_T = \frac{2T_T}{t_f} e = Z_T \frac{T_T}{t_f} I = L_T \frac{I}{t_f} \quad 3.27$$

Donde L_T es la inductancia total de la torre y es $L_T = Z_T T_T$. El factor I/t_f es la tasa de crecimiento o la pendiente del frente de onda notado con S_i o más simple dl/dt . Por lo tanto V_T es la caída de voltaje causada por la torre y es igual a Ldl/dt [7].

$$V_{TT} = e - \alpha_T e \frac{t_T - 2T_T}{t_f} = (1 - \alpha_T)e + \alpha_T e \frac{2T_T}{t_f} \quad 3.28$$

$$V_{TT} = \left[\frac{R_i Z_g}{Z_g + 2T_i} + \alpha_T Z_T \frac{T_T}{t_f} \right] I = \left[R_e + \alpha_T Z_T \frac{T_T}{t_f} \right] I = K_{TT} I$$

Donde:

$$R_e = \frac{R_i Z_g}{Z_g + 2T_i} \quad 3.29$$

$$K_{TT} = R_e + \alpha_T Z_T \frac{T_T}{t_f}$$

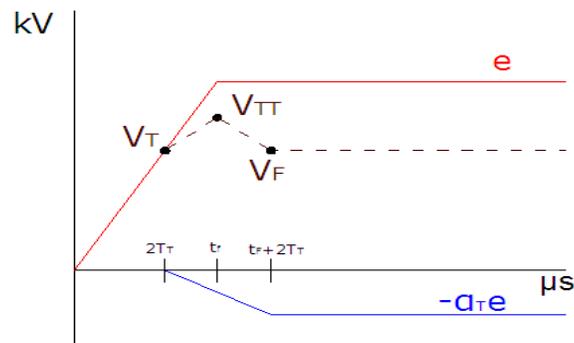


Figura: 3.16 Voltaje en la parte superior de la torre

Por lo tanto el voltaje final es [7]:

$$V_F = (1 - \alpha_T)e = R_e I \quad 3.30$$

El voltaje a través de la resistencia del pie de torre, V_R , y la corriente por toda esta resistencia, I_R , son [7]:

$$V_R = \frac{R_i Z_T}{Z_T + R_i} \quad 3.31$$

$$I_R = \frac{Z_T}{Z_T + R_i} I = \frac{R_e}{R_i} I$$

3.4.1 EFECTO DE REFLEXIÓN DE LAS TORRES ADYACENTES CUANDO CAE UN RAYO

3.4.1.1 Reducción del voltaje cresta en la torre golpeada

En las secciones anteriores se analizó el impacto del rayo en la parte superior de la torre, sin considerar el efecto de reflexión de las torres adyacentes (longitud infinita del cable de guarda). Para el análisis se asume que la resistencia de pie de torre

golpeada, R_i , es diferente a la de la torre adyacente, R_o , debido a que la corriente que fluye por la resistencia de pie de torre adyacente es tan solo un pequeño porcentaje de la torre impactada [7].

Usando la aproximación de la ecuación 3.24 [7]:

$$\alpha_T = \frac{Z_T - R_i}{Z_T + R_i} \approx \frac{Z_g - 2R_i}{Z_g + 2R_i} \quad 3.32$$

$$\alpha_R = \frac{Z_g}{Z_g + 2R_o} \quad 3.33$$

Definiendo T_T como el tiempo de viaje por la torre, y T_s como el tiempo de viaje en el vano, y según el diagrama de Lattice, el voltaje en la parte superior de la torre golpeada es [7]:

$$e_{TT} = [1 - \alpha_T(t - 2T_T)]e\{[1 - \alpha_R(t - 2T_s)] + \alpha_R\alpha_T[t - (2T_s + 2T_T)] - \alpha_R^2\alpha_T[t - (4T_s + 4T_T)] + (\alpha_R\alpha_T)^2[1 - (4T_s + 4T_T)] - \alpha_R^3\alpha_T[t - (6T_s + T_T)] + (\alpha_R\alpha_T)^3[t - (6T_s + 8T_T)] - \dots\} \quad 3.34$$

Ignorando el tiempo de viaje en la torre golpeada por reflexión, tenemos [7]:

$$e_{TT} = [1 - \alpha_T(t - 2T_T)]e\{1 - \alpha_R(1 - \alpha_T)[(t - 2T_s) + \alpha_R\alpha_T(t - 4T_s) + (\alpha_R\alpha_T)^2(t - 6T_s) - \dots]\} \quad 3.35$$

$[1 - \alpha_T(t - 2T_T)]e$, es el valor de e_{TT} sin considerar las reflexiones de las torres adyacentes, por lo tanto es la cantidad que puede ser reemplazada por K_{TT} . Por motivo de simplificación y aproximaciones, se asume que el voltaje descrito por (K_{TT}) tiene un aumento lineal de frente de onda. El voltaje de cresta es [7]:

$$V_{TT} = K_{SP}K_{TT}I \quad 3.36$$

Donde:

$$K_{SP} = 1 - \alpha_T(1 - \alpha_T) \left[\left(1 - \frac{2T_S}{t_F}\right) + \alpha_R\alpha_T \left(1 - \frac{4T_S}{t_F}\right) + (\alpha_R\alpha_T)^2 \left(1 - \frac{4T_S}{t_F}\right) + \dots \right] \quad 3.37$$

Las reflexiones de las otras torres pueden reducir aún más el voltaje de cresta, siempre y cuando éstas lleguen antes que este voltaje de cresta sea alcanzado en la torre golpeada. Por esto solo se debe considerar la primera torre adyacente [7].

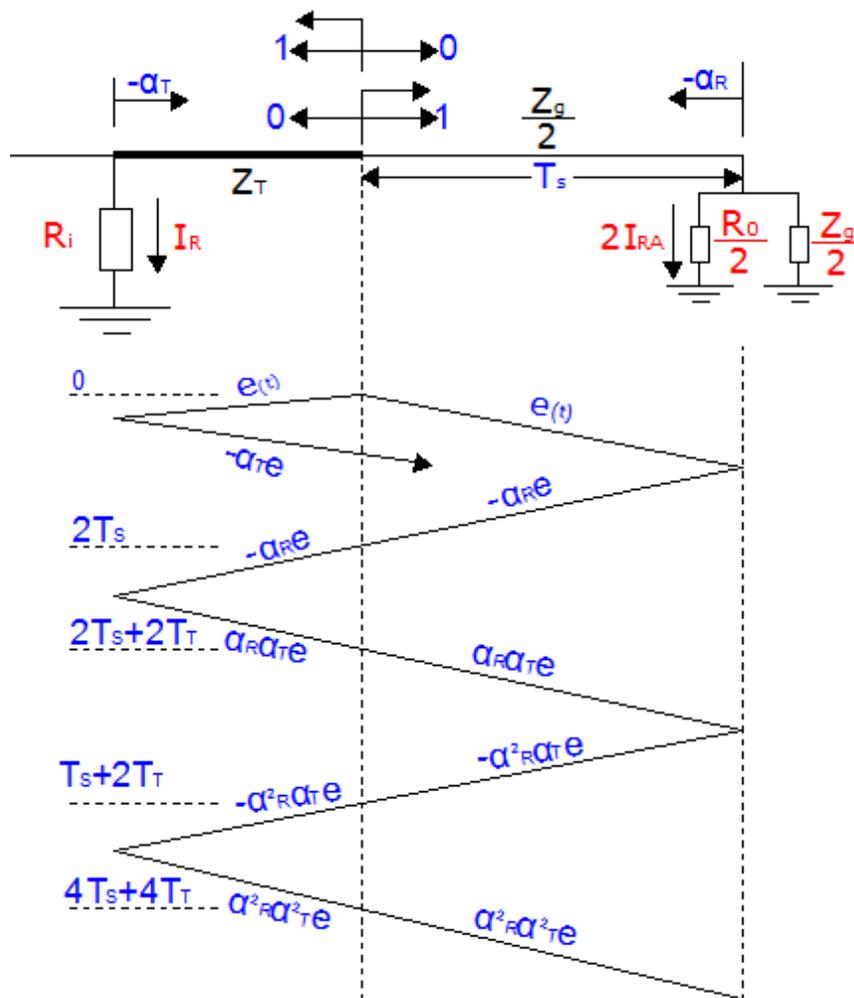


Figura: 3.17 Diagrama de Lattice; Efecto de la torre adyacente en el voltaje cresta

3.4.1.2 Reducción de la cola de onda

En la torre impactada, la cola de corriente de impacto se asume como infinita, por ejemplo, la corriente cresta se mantiene constante, y por lo tanto la cola del voltaje de torre también es infinita. Incluso a través de las reflexiones desde las torres adyacentes no decrece el voltaje cresta de la torre impactada, el tiempo y la cola podría decrecer a la mitad de su valor. Para evaluar la magnitud de estos decrecimientos, la impedancia característica y la longitud del cable de guardia son reemplazadas por la inductancia equivalente, la torre no se considerada, y adicionalmente las inductancias – resistencias de las secciones T_1 se añaden para representar la línea completa. Para una línea infinita, el voltaje final se aproxima a cero, y esto se logra a través de constantes de tiempo constantes, que consisten de la inductancia y de varias combinaciones de R_0 y R_i [7].

Sin embargo, la cola o el voltaje e_R para tiempos iguales o mayores que t_f+2T_T podrían ser aproximados por una sola constante de (τ), tal que [7]:

$$e_R(t) = V_F e^{-\frac{1-(t_f+2T_T)}{\tau}} \quad 3.38$$

En la figura 3.18 se muestra la variación de τ en función de R_i usando la relación R_0/R_i como parámetro. Esta relación varía entre 2 y 5. Donde la constante de tiempo de cola puede ser estimada por la ecuación siguiente [7]:

$$\tau = \frac{Z_g}{R_i} T_s \quad 3.39$$

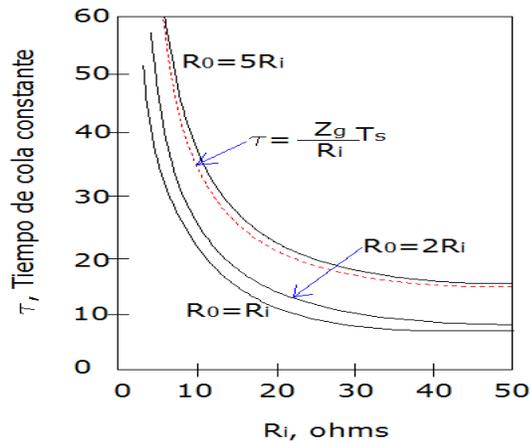


Figura: 3.18 Constante de tiempo aparente, $Z_g=400\Omega$, $T_s=1\mu s$

La corriente por la resistencia de pie de torre de la torre adyacente puede obtenerse mediante la figura 3.17. Primero, el voltaje de elevación de la torre adyacente e_A , es [7]:

$$e_A = (1 - \alpha_T)(1 - \alpha_R)e \left[1 + \alpha_R \alpha_T \left(1 - \frac{2T_T}{t_f} \right) + (\alpha_R \alpha_T)^2 \left(1 - \frac{4T_T}{t_f} \right) + \dots \right] \quad 3.40$$

Donde el voltaje es igual a $\frac{I_L Z_g}{2}$, e I_L es la corriente que fluye por el cable de guardia, y está dada por la siguiente ecuación [7]:

$$I_L = \frac{2R_i}{Z_g + 2R_i} I \quad 3.41$$

Usando la ecuación para la corriente por la resistencia de pie de torre impactada, se obtiene la ecuación de la corriente por la resistencia de pie de torre de la torre adyacente (I_{RA}) [7]:

$$I_{RA} = \frac{8R_t^2}{(Z_g+2R_o)(Z_g+2R_o)} I_R \left[1 + \alpha_R \alpha_T \left(1 - \frac{2T_s}{t_f} \right) + (\alpha_R \alpha_T)^2 \left(1 - \frac{4T_s}{t_f} \right) + \dots \right] \quad \mathbf{3.42}$$

Por lo general la corriente por la resistencia de pie de torre adyacente puede estar en valores de 4 al 8% de la corriente en la torre implicada [7]

3.5 CONDUCTORES MÚLTIPLES

En la figura 3.19, se muestran dos conductores separados por una distancia d_{12} , ubicados a diferentes alturas con relación al suelo. Con un radio que puede ser diferente r_1 y r_2 en cada conductor, y Z_1 y Z_2 son las impedancias características de cada uno respectivamente. Las impedancias características son [7]:

$$Z_1 = 60 \ln \left(\frac{2h_1}{r_1} \right) \quad \mathbf{3.43}$$

$$Z_2 = 60 \ln \left(\frac{2h_2}{r_2} \right)$$

La impedancia característica mutua entre los dos conductores es [7]:

$$Z_{12} = 60 \ln \left(\frac{D_{12}}{d_{12}} \right) \quad \mathbf{3.44}$$

La ecuación de onda viajera es similar a la de un solo conductor, excepto al voltaje inducido por la corriente en el otro conductor [7].

$$e_1 = i_1 Z_1 + i_2 Z_{12}$$

3.45

$$e_2 = i_1 Z_{12} + i_2 Z_2$$

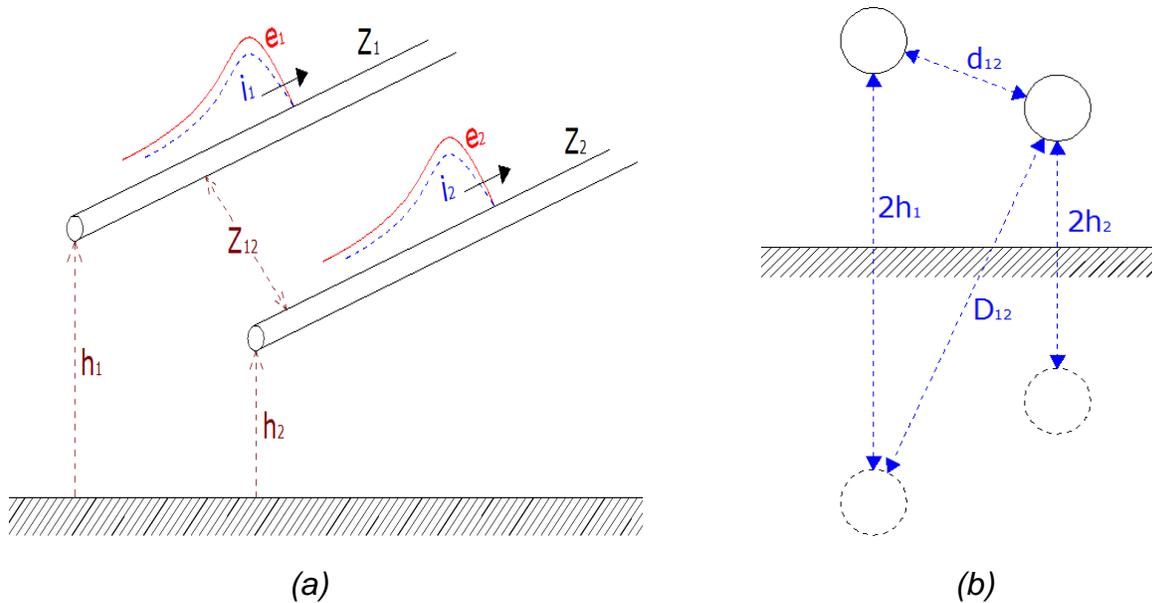


Figura: 3.19. (a) Dos conductores con mutua impedancia. (b) Distancias

3.5.1 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA EQUIVALENTE

Para el equivalente de impedancia característica de dos o más conductores, primero se analiza dos conductores de igual impedancia Z , y de voltaje de elevación e en cada conductor iguales, como se ilustra en la figura 3.20, donde Z_e , es la combinación de la impedancia de los dos conductores, e i_T , es la corriente total [7].

$$Z_e = \frac{e}{i_T} = \frac{e}{i_1 + i_2}$$

3.46

Si los voltajes e impedancia de cada conductor son iguales, la corriente es igual, y despejando la corriente de la ecuación 3.41, se obtiene [7]:

$$i = i_1 = i_2 = \frac{Z - Z_{12}}{Z_1 Z_2 - Z_{12}^2} e \quad 3.47$$

Por lo tanto:

$$Z_e = \frac{e}{2i} = \frac{Z - Z_{12}}{2} \quad 3.48$$

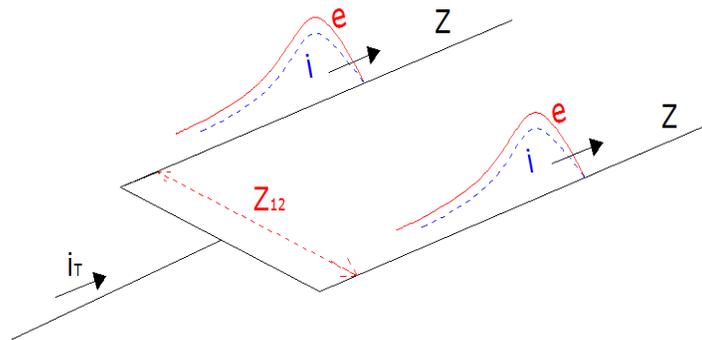


Figura: 3.20. (a) Combinación de impedancia característica de dos conductores

Para n conductores, con $Z = Z_1 = Z_2 = Z_3 = \dots$ y $Z_m = Z_{12} = Z_{13} = Z_{23} = \dots$, se tiene [7]:

$$Z_n = \frac{Z + (n-1)Z_m}{n} \quad 3.49$$

Donde:

Z = El promedio de las impedancias características propias de todos los conductores.

Z_m = El promedio de las impedancias características mutuas de todos los conductores.

3.5.2 FACTOR DE ACOPLAMIENTO

Si las ondas de voltaje y corriente afectan a un solo conductor, el voltaje puede inducir en otro conductor, El factor de acoplamiento C entre dos conductores, está dado por [7]:

$$C = \frac{e_2}{e_1} \quad 3.50$$

Si $i_2=0$, se tiene [7]:

$$\begin{aligned} e_1 &= i_1 Z_1 \\ e_2 &= i_1 Z_{12} \\ e_2 &= \frac{Z_{12}}{Z_1} e_1 \end{aligned} \quad 3.51$$

Por lo tanto C :

$$C = \frac{Z_{12}}{Z_1} \quad 3.52$$

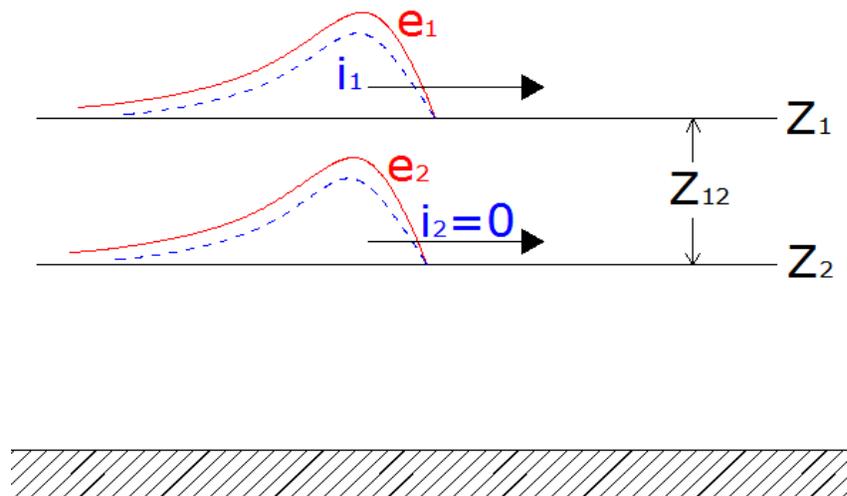


Figura 3.21. Factor de acoplamiento

3.6 IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA DE LA TORRE

Cuando el rayo cae en la punta de la torre, se produce una onda de corriente y voltaje, que viaja por toda la torre hasta la resistencia de pie de la torre. Se considera que el potencial en la punta de la torre es cero, asumiendo un conductor ideal. Sin embargo, se conoce que si un rayo termina en la torre, un voltaje se genera a través de los aisladores. El voltaje en el aislador o el voltaje de la torre a la fase se calculan mediante la teoría de campo, un término aparece en la ecuación que se indica como que la torre aumenta de impedancia (Z_T) [7].

$$Z_T = 60 \ln \sqrt{2} \frac{2h}{r} \quad 3.53$$

Donde r es el radio de la torre. Si la forma es un cilindro, Z_T toma la forma [7]:

$$Z_T = 60 \left(\ln \sqrt{2} \frac{2h}{r} - 1 \right) \quad 3.54$$

En el caso de una estructura tipo H, con doble hilo de guardia, hay que considerar la impedancia mutua que causan [7].

$$Z'_T = \frac{Z_T + Z_m}{2} \quad 3.55$$

Donde Z_m es la impedancia mutua [7].

$$Z_m = 60 \left(\ln \sqrt{2} \frac{2h}{D} - 1 \right) \quad 3.56$$

Donde D es la distancia entre los dos postes.

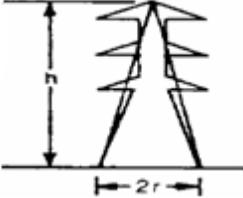
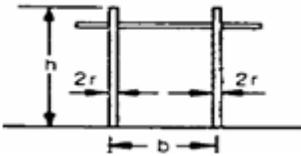
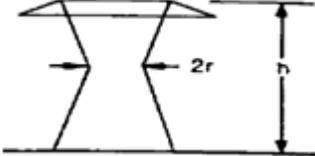
Caso 1	Caso 2	Caso 3
$Z_T = 30 \ln \left[\frac{2(h^2 + r^2)}{r^2} \right]$	$Z'_T = \frac{Z_T + Z_m}{2}$	$Z_T = 60 \left[\ln \left(\sqrt{2} \frac{2h}{r} \right) - 1 \right]$
		

Figura 3.22. Tipos de torres con su impedancia característica [24]

3.7 EFECTO CORONA EN ONDAS VIAJERAS

El efecto corona produce un efecto de atenuación y distorsión de la onda viajera, por el aumento de la capacitancia de la línea, sin embargo también va a depender de la distancia recorrida en la línea y del voltaje de inicio del efecto corona. La capacitancia viene dada por [7]:

$$C = C_n + \Delta C \quad 3.57$$

Donde:

C_n = Capacitancia natural

ΔC = Incremento de capacitancia solo aplicable por encima del comienzo del voltaje corona.

El efecto corona sólo afecta en la elevación en la parte frontal de la onda o cuando la el voltaje va en aumento, no hay ningún efecto sobre la cola de onda o cuando el voltaje está disminuyendo.

Dado que la capacitancia aumenta, se espera que la impedancia característica Z_c disminuya. El valor de Z_c se obtiene de [7]:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C_n + \Delta C}} \quad \mathbf{3.58}$$

Donde:

Z_c = Impedancia característica por el efecto corona

CAPÍTULO 4: EL ATP, SUS MODELOS Y PARÁMETROS QUE SE UTILIZA PARA EL CÁLCULO DE SOBREVOLTAJES EN SUBESTACIONES DE 500 kV POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LAS CERCANÍAS (LÍNEAS DE TRANSMISIÓN)

4.1 PROGRAMA ATP

El Alternative Transients Program (ATP) o ElectroMagnetic Transients Program (EMPT) es una importante herramienta de simulación muy empleada en varias aplicaciones.

El ATP fue originalmente diseñado para el cálculo de procesos transitorios en sistemas eléctricos de potencia. Durante los últimos años se han desarrollado varios programas de apoyo con los que se puede diseñar un paquete de simulación muy flexible y potente, cuyas prestaciones son actualizadas regularmente. Una simulación con el ATP se realiza generalmente con la ayuda de programas complementarios como:

- ATPDraw para creación y edición de archivos de entrada
- PLOTXY o TOP para procesar los resultados de una simulación.

4.1.1 APLICACIONES DEL ATP

Alguna de las opciones recientemente implementadas en el ATP permite que los usuarios puedan realizar nuevos tipos de estudios con lo que se amplía de forma significativa el campo de aplicaciones del programa como:

- a) Análisis de transitorio de maniobra
- b) Análisis de transitorios atmosféricos
- c) Análisis de sensibilidad
- d) Análisis estadístico.
- e) Análisis de armónicos
- f) Coordinación de aislamiento
- g) Sistemas de control en general
- h) Análisis de sistemas desbalanceados
- i) Sistemas de alto voltaje en corriente continua
- j) Compensadores estáticos

4.1.2 MODELOS Y DISPOSITIVOS DISPONIBLES EN EL ATP

El número de modelos disponibles en el ATP para la representación de componentes de una red de potencia es muy elevado y prácticamente cualquier componente puede ser representado, en algunos casos (transformadores de potencia, corriente y voltaje, descargadores, capacitores, inductores, etc) con mucha precisión. La lista de estos componentes incluye, entre otros, generadores, transformador, línea aérea, cable aislado, interruptor, pararrayos, diodos, triac, probador de corriente y voltaje, tiristores, equivalente de red, etc. En la tabla 4.1 se detalla estos elementos antes mencionados de una forma general.

COMPONENTES	OPCIÓN ATP	MODELO MATEMÁTICO	
Fuentes	• DC Type 11	• Función analítica escalonada de CC, 1 Φ	
	• Ramp Type 12	• Función analítica rampa entre 0 y un valor const.	
	• Slope – Ramp Type 13	• Función analítica doble rampa	
	• AC Type14	• Función analítica senoidal, CA, 1 Φ	
	• Surge Type 15	• Función analítica de onda exponencial	
	• Heidler Type 15	• Función analítica de onda de Heidler	
	• Strandler Type 15	• Función analítica de onda de Strandler	
	• Cigre Type 15	• Función analítica de onda de Cigre	
	• TACS Suorces	• Fuente controladas desde TACS/MODELS	
	• Empirical Type 11	• Fuente empírica de función escalonada	
	• AC-3-ph. Type 14	• Función analítica senoidal, CA, 3 Φ	
	• AC Ungrounded	• Fuentes de voltaje AC sin conexión a tierra tipo 14+18	
• DC Ungrounded	• Fuentes de voltaje DC sin conexión a tierra tipo 11+18		
Switches	• Switch time controlled	• Interruptor controlado por tiempo de recierre, 1 Φ	
	• Switch time 3-ph	• Interruptor controlado por tiempo, 3 Φ , Independiente la operación entre fase	
	• Switch voltaje contr	• Interruptor controlado por voltaje, 1 Φ	
	• Diodo (Type 11)	• Diodo, 1 Φ , Interruptor 1 Φ , tipo11	
	• Valve (Type 11)	• Tiristor tipo válvula, 1 Φ , sin control de Tacs tipo 11	
	• Triac (Type 12)	• Triac, 1 Φ , Interruptor cotrolado por doble Tacs tipo 12	
	• TACS switch (Type 13)	• Tacs controlado por métodos numéricos tipo 13	
	• Measuring	• Interruptor de medida	
	• Statistic switch	• Interruptor estadístico	
	• Systematic switch	• Interruptor sistemático	
Máquinas	• SM 59	No control	• Máquina sincrónica no controlada, 3 Φ , tipo 59
		8 control	• Máquina sincrónica controlada con 8 posiciones de salida y entrada, 3 Φ , tipo 59, equilibrio de estado, no saturada, masa única
	• IM 56		• Máquina de inducción , 3 Φ , tipo 56, dominio de fase
	• Windsyn		• Convertidor de parámetros eléctricos de máquinas
• UM1 Synchronous		• Máquina sincrónica , 3 Φ , tipo 1	

	<ul style="list-style-type: none"> • UM3 Induction • UM4 Induction • UM6 Simple phase • UM8 DC 	<ul style="list-style-type: none"> • Máquina de inducción, 3 Φ, tipo 3 • Máquina de inducción, 3 Φ, tipo 4 • Máquina monofásica, tipo 6 • Máquina de corriente continua, 1 Φ, tipo 8 	
Líneas y Cables	<ul style="list-style-type: none"> • Lumped 	RLC-pi-equiv.1	<ul style="list-style-type: none"> • 1 Φ, 2 Φ, 3 Φ, 3secx Φ y 3x1f.cable, Parámetros, RLC equilibrados y agrupados en modelo π
		RL Coupled 51	<ul style="list-style-type: none"> • 1 Φ, 2 Φ, 3 Φ, 3fxsec, 6 Φ y 6 Φ xsec, Parámetros RLC agrupados
	<ul style="list-style-type: none"> • Distributed 	Transposed lines	<ul style="list-style-type: none"> • 1 Φ, 2 Φ, 3 Φ, 6 Φ, 6 Φ mutua y 9 Φ, Parámetros RLC distribuidas en líneas transpuestas
		Untransp lines	<ul style="list-style-type: none"> • 2 Φ, 3 Φ. Líneas no transpuestas
	<ul style="list-style-type: none"> • LCC 	Bergoron Pi JMarti Semlyn Noda	<ul style="list-style-type: none"> • Modelos de líneas que dependen de la geometría y las características de la línea
Transformador	<ul style="list-style-type: none"> • Ideal 1 phase 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador monofásico ideal. Tipo 18 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Ideal 3 phase 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador trifásico ideal. Tipo 18 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Sturable 1 phase 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador saturable 1 Φ 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Sturable 3 phase 	<ul style="list-style-type: none"> • General transformador saturable, 3 Φ, Con 2 o 3 devanados 	
	<ul style="list-style-type: none"> • # Sat. Y/Y 3-leg 	<ul style="list-style-type: none"> • Transformador saturable, 3 Φ 	
	<ul style="list-style-type: none"> • BCTRAN 	<ul style="list-style-type: none"> • BCTRAN, componente no saturable, 1/3 Φ, 2/3 devanados 	
Elementos lineales	<ul style="list-style-type: none"> • Resistor 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Capacitor 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacitancia con una resistencia de amortiguamiento 	
	<ul style="list-style-type: none"> • Inductor 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia con una resistencia de amortiguamiento 	
	<ul style="list-style-type: none"> • RLC 	<ul style="list-style-type: none"> • Combinación RLC serie 	
	<ul style="list-style-type: none"> • RLC 3-ph 	<ul style="list-style-type: none"> • Combinación RLC serie, Independiente del valor por fase 	
	<ul style="list-style-type: none"> • RLC – Y3-ph 	<ul style="list-style-type: none"> • Rama RLC, 3 Φ, valores de fase independientes 	
	<ul style="list-style-type: none"> • RLC – D3-ph 	<ul style="list-style-type: none"> • Rama RLC, 3 Φ, valores de fase independientes 	
<ul style="list-style-type: none"> • C= U(0) 	<ul style="list-style-type: none"> • Capacitancia en función del voltaje 		

	<ul style="list-style-type: none"> • $L = I(0)$ 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia en función del corriente
Elementos no lineales	<ul style="list-style-type: none"> • R(i) type 99 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia no lineal dependiente de la corriente
	<ul style="list-style-type: none"> • R(i) type 92 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia verdadera no lineal dependiente de la corriente
	<ul style="list-style-type: none"> • R(t) type 97 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia no lineal dependiente del tiempo
	<ul style="list-style-type: none"> • R(t) type 91 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia no lineal dependiente del tiempo
	<ul style="list-style-type: none"> • L(i) type 98 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia no lineal dependiente de la corriente
	<ul style="list-style-type: none"> • L(i) type 93 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia verdadera no lineal dependiente de la corriente
	<ul style="list-style-type: none"> • L(i) type 96 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia no lineal dependiente por histéresis
	<ul style="list-style-type: none"> • L(i) Hevia 98->96 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia no lineal por histéresis dependiente de la corriente
	<ul style="list-style-type: none"> • MOV type 92 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia exponencial, depende de la corriente, 1 Φ
	<ul style="list-style-type: none"> • MOV type 3-ph 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia exponencial, depende de la corriente, 3 Φ
	<ul style="list-style-type: none"> • R(TACS) type 91 	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia controlada por TACS, depende del tiempo
	<ul style="list-style-type: none"> • L(i) type 98, init 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia depende de la corriente, con inicio en un modelo de flujo con un impulso de voltaje
	<ul style="list-style-type: none"> • L(i) type 96, init 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia depende de la corriente, con inicio en un modelo de flujo con un impulso de voltaje, histéresis
<ul style="list-style-type: none"> • L(i) type 93, init 	<ul style="list-style-type: none"> • Inductancia, tiene 4 tipos de iniciación 	
Sistemas de control	<ul style="list-style-type: none"> • TACS 	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de transitorios de sistemas de control
	<ul style="list-style-type: none"> • MODELS 	<ul style="list-style-type: none"> • Modelos específicos de aplicación programados por el usuario
Elementos de conexión y medida	<ul style="list-style-type: none"> • Prober volt 	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de voltaje
	<ul style="list-style-type: none"> • Probe currient 	<ul style="list-style-type: none"> • Medidor de corriente
	<ul style="list-style-type: none"> • Splitter (3phase) 	<ul style="list-style-type: none"> • Elemento de conexión de líneas trifásicas con líneas monofásicas
	<ul style="list-style-type: none"> • Etc 	<ul style="list-style-type: none"> • Más elementos

Tabla 4.1 Elementos del APT

4.1.3 EL ATPDraw

ATPDraw es un editor gráfico que funciona en entorno Windows y dispone de una lista muy completa de los componentes necesarios para representar un sistema eléctrico en código ATP. El usuario ha de capturar los iconos de los elementos que forman el sistema en estudio y especificar los parámetros de cada uno.

La pantalla principal del programa presenta un aspecto similar al de la figura 4.1. La barra de menús dispone de ocho opciones principales: *File*, *Edit*, *View*, *ATP*, *Objects*, *Tools*, *Windows* y *Help*, aunque inicialmente solo aparecerán seis, ya que las opciones *Edit* y *ATP* solo estarán disponibles después de escoger entre editar un proyecto nuevo o abrir uno ya existente. Los menús se despliegan colocando el puntero del ratón sobre el nombre de la opción principal y pulsando el botón izquierdo. Las opciones de los submenús se elegirán de la misma manera. La figura 4.2 muestra la pantalla de ATPDraw con el menú adicional de selección de componentes desplegado.

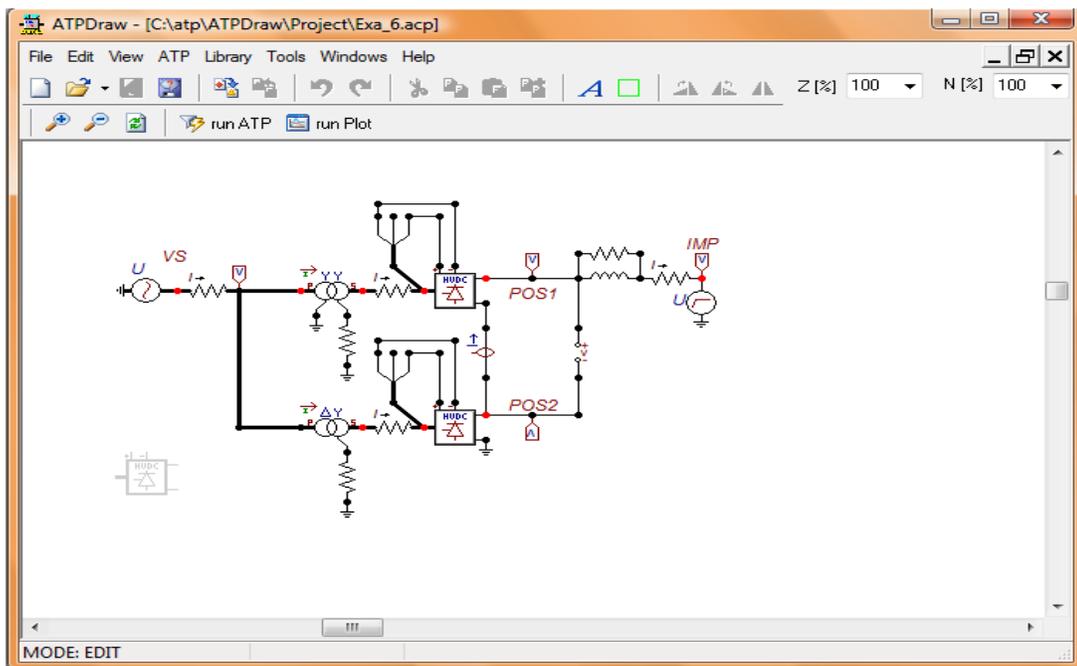


Figura 4.1 Ventana principal del ATPDraw

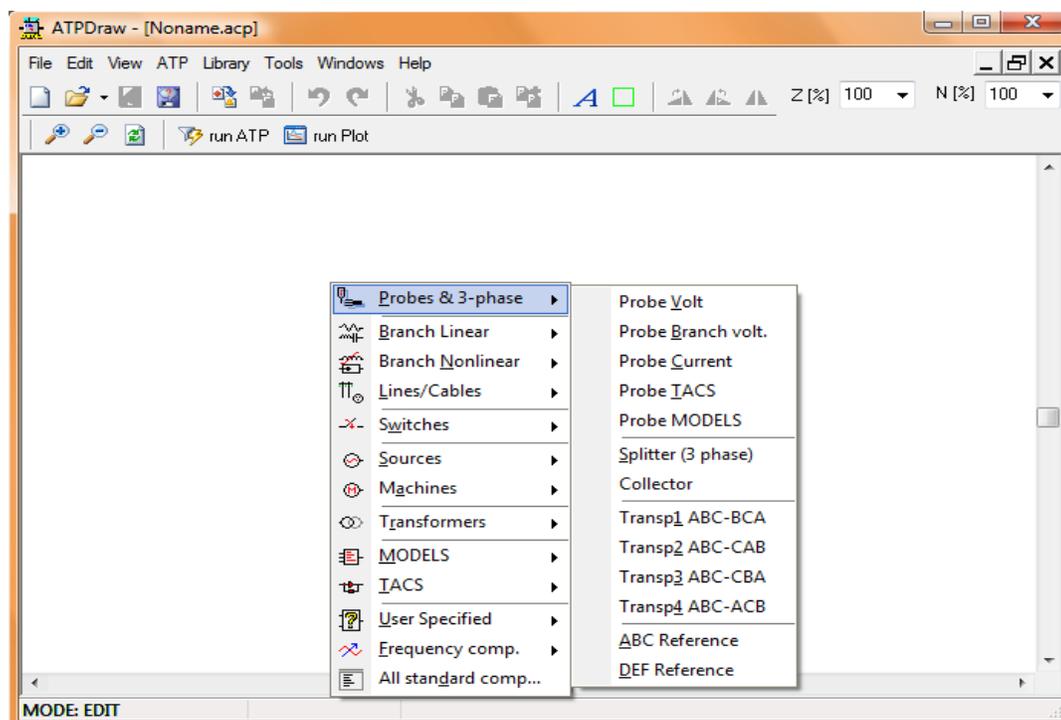


Figura 4.2 Menú de selección de componentes del ATPDraw

El procedimiento completo, desde la creación del diagrama de la red hasta la visualización de los resultados de una simulación se puede resumir de la siguiente forma:

1) El primer paso será la creación del diagrama de la red, si se trata de un caso nuevo, o la modificación del diagrama existente, si este ya fue creado anteriormente. En ambos casos será necesario realizar varias operaciones:

- Para añadir un componente al diagrama de la red, bastará con pulsar el botón derecho del ratón en cualquier punto de la pantalla donde se edita el circuito; aparecerá un menú desplegable con la lista de tipos de componentes (Ramas, Interruptores, Fuentes, etc.), ver Figura 4.2, una vez elegido el componente que se quiere añadir aparece el icono correspondiente en la pantalla de edición.

- Para desplazar un icono basta poner el puntero del ratón sobre el icono y mantener pulsado el botón izquierdo; para dejarlo en la nueva ubicación, basta con dejar de pulsar el botón.
- Para especificar, cambiar o corregir los datos de un componente es necesario colocar el puntero del ratón sobre el icono y pulsar el botón derecho, aparecerá la pantalla de datos correspondiente al tipo al que pertenece el componente.
- Si un icono ha sido seleccionado, pulsando el botón derecho del ratón se consigue que gire un ángulo de 90° en el sentido contrario al de las agujas del reloj.

2) Una vez se ha editado el diagrama de la red que se desea analizar, se han de introducir los parámetros propios de la simulación (paso de integración, tiempo final de simulación, unidades de los parámetros de entrada).

3) A continuación se debe solicitar la creación del archivo de entrada, para lo que se empleará la opción *Make File* del menú ATP. El archivo generado tiene el mismo nombre que el archivo de la red pero con la extensión .atp, y puede ser leído mediante cualquier procesador de texto, ya que se trata de un fichero de texto.

4) Una vez creado el archivo de entrada, se puede ejecutar la simulación con la opción escogida por el usuario y que se encontrará en la lista de archivos dentro del menú ATP.

5) Después de la simulación del programa correctamente, se pueden visualizar los resultados tanto de forma de texto y grafica, mediante los archivos *.LIS* y *.PL4* respectivamente.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS COMPONENTES UTILIZADOS

Existen varios elementos de ATP que participan en el modelo de simulación para el cálculo de sobrevoltajes por descargas atmosféricas en las cercanías de una subestaciones, mediante la tabla 4.2 se detalla los elementos a utilizar.

ELEMENTOS DEL SISTEMA	REPRESENTACIÓN EN ATP
Corriente del rayo	Fuente de impulso Heidler (Type 15)
Línea de transmisión	Modelo JMarti
Torre de transmisión	Línea de transmisión monofásica con parámetros distribuidos
Puesta a tierra de la torre	<ul style="list-style-type: none"> • Resistencia • En la torre de impacto una resistencia no lineal, Type 99
Flameo de la cadena de aisladores	Interruptor controlado por voltaje
Descargadores de sobrevoltaje	Resistencia con característica no lineal type 92
Transformador de potencia	Capacitancia a tierra
Transformadores de instrumentos. TC y TP	Capacitancia a tierra
Puesta a tierra de la subestación	Resistencia
Disyuntor y seccionadores	Capacitancia a tierra
Banco de reactor	Capacitancia a tierra

Tabla 4.2 Elementos utilizados en la simulación

4.2.1 CORRIENTE DEL RAYO (FUENTE DE CORRIENTE DE HEIDLER)

Según la norma IEC 61-1, la forma de onda que más se ajusta a la corriente del rayo es la fuente de corriente Heidler type 15, la cual se utilizará en la correspondiente simulación. La forma de onda de corriente dada por la fuente Heidler está dada por la ecuación 4.1. [8].

$$i(t) = \frac{I_0}{\eta} * \frac{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n}{1 + \left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n} * e^{-\frac{t}{\tau}} \quad 4.1$$

Donde:

τ_1 = Constante de tiempo de frente de onda, es proporcional a la duración del frente de onda (Intervalo de tiempo entre $t=0$ y el tiempo pico de la función).

τ = Es proporcional al tiempo duración de la descarga (intervalo de tiempo de tiempo entre $t=0$ y el punto de la cola donde la amplitud de la función decae al 37% de su valor pico).

I_0 = Valor pico.

η = Constante de ajuste.

n = Influencia de la tasa de crecimiento y el instante de tiempo de la máxima tasa de crecimiento de la onda.

La figura 4.3 muestra una forma de onda de 1.2/50 μs :

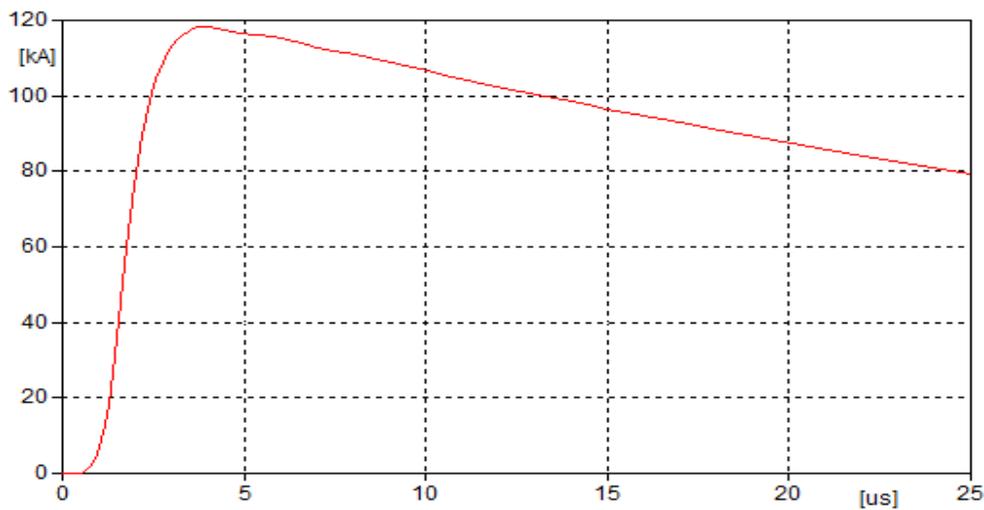


Figura 4.3 Forma de onda de Heidler

La implementación de este modelo de tipo de fuente de Heidler en ATP requiere los siguientes datos:

DATOS	SIGNIFICADO
Amplitude	Amplitud de la onda
T_f	Tiempo de frente de onda en segundos. Intervalo entre $t=0$ al tiempo del pico de la función
T_{au}	Duración de la descarga en segundos. Intervalo entre $t=0$ hasta un punto de la cola donde la amplitud de la función ha decrecido hasta 37% de su valor pico
N	Factor de influencia de la tasa de crecimiento. Incremento n se incrementa la máxima pendiente
T_{sta}	Tiempo de inicio en segundos. La fuente tiene valor cero para un tiempo $t < T_{sta}$
T_{sto}	Tiempo de finalización en segundos. La fuente tiene valor cero para un tiempo $t = T_{sto}$
Type of source	Corriente o voltaje

Tabla 4.3 Datos de la fuente Heidler

4.2.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Los modelos disponibles en el ATP son: PI, K. C. LEE, que son modelo de parámetros distribuidos constantes. Los modelos dependientes de la frecuencia basados en la descomposición modal: *SEMLYEN SETUP* y *JMARTI SETUP*. Mientras que el modelo *TAKU NODA SETUP* se realiza el cálculo mediante componentes de fase. Cada modelo se aplica según el tipo de transitorio a simularse.

Para el estudio y análisis de descargas atmosféricas, al ser un fenómeno de alta frecuencia, debe utilizarse el modelo JMarti cuyos parámetros son calculados en función de la frecuencia.

4.2.2.1 Modelo de JMarti

Este modelo, JMARTI SETUP, aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales. Es el modelo de parámetros variables y dependientes de la frecuencia que más se utiliza para cálculos de transitorios de alta frecuencia. Se base en la siguiente teoría.

4.2.2.1.1 Descripción del modelo

Existen dos parámetros importantes en la propagación de la onda que son la impedancia característica (ecuación 4.2) y la constante de propagación (ecuación 4.3), los cuales son dependientes de la frecuencia [9].

$$Z_c = \sqrt{\frac{R' + j\omega L'}{G' + j\omega C'}} \quad 4.2$$

Y la constante de propagación [9]:

$$\gamma = \sqrt{(R' + j\omega L')(G' + j\omega C')} \quad 4.3$$

Siendo los factores de propagación [9]:

$$A(\omega) = e^{-\gamma \mathcal{L}} \quad 4.4$$

Donde:

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad 4.5$$

Este factor de propagación tiene el factor de atenuación $e^{-\alpha\mathcal{L}}$ y un cambio de fase $e^{-\beta\mathcal{L}}$.

La función racional que se aproxima $A(w)$, tiene la siguiente expresión [9]:

$$A_{aprox}(S) = e^{-S\tau_{min}} k \frac{(S+Z_1)(S+Z_2)\dots(S+Z_n)}{(S+p_1)(S+p_2)\dots(S+p_m)} \quad 4.6$$

Donde:

$$S = j\omega$$

$$n < m$$

$$\tau_{min} = \text{Tiempo mínimo cuando comienza la onda de impulso}$$

La ecuación 4.6 se puede representar por fracciones parciales [9]:

$$k \frac{(S+Z_1)(S+Z_2)\dots(S+Z_n)}{(S+p_1)(S+p_2)\dots(S+p_m)} = \frac{k_1}{S+p_1} + \frac{k_2}{S+p_2} + \dots + \frac{k_m}{S+p_m} \quad 4.7$$

La impedancia característica $Z_c(w)$, también puede ser aproximado por la función racional [9].

$$Z_c(S) = k \frac{(S+Z_1)(S+Z_2)\dots(S+Z_n)}{(S+p_1)(S+p_2)\dots(S+p_n)} \quad 4.8$$

Por lo tanto la ecuación anterior también se puede representar en fracciones parciales [9]:

$$Z_{c-approx}(S) = k_0 + \frac{k_1}{s+p_1} + \frac{k_2}{s+p_2} + \dots + \frac{k_n}{s+p_n} \quad 4.9$$

El modelo JMarti usa procedimientos de Bode para aproximar las magnitudes de la función.

Su limitación es que utiliza una matriz de transformación constante para convertir valores de modo a fase. Para líneas aéreas esto es poco notable, pero para cables su influencia es muy importante, conduciendo a resultados inservibles. Otra limitación es su comportamiento inestable para frecuencias muy bajas, como es el caso de la carga atrapada. El voltaje puede incrementarse sin límites en algunos casos.

4.2.2.1.2 Datos para el modelo JMarti

El auxiliar de ATP_LCC, permite el ingreso de los parámetros de la línea de transmisión para crear el archivo en ATP. Estos datos de entrada se agrupan en: “*Model*” y “*Date*”. En “*Model*” se ingresan los datos requeridos para el modelo seleccionado, mientras que en “*Date*” se ingresan las características de los conductores de fase y de guardia y la configuración física de las estructuras soporte.

Para los datos del formato “*Model*” para el modelo JMarti (ver figura 4.4), son los siguientes parámetros:

DATOS	SIGNIFICADO
Rho	Resistencia de suelo en ohm*m de suelo homogéneo
Freq. Init	Frecuencia inicial para la escala logarítmica en Hz
Length	Longitud de la línea de transmisión en km
#Ph	Número de fases
Overhead line	Línea aérea
Single Core Cable	Línea con cable aislado
Enclosing Pipe	Línea subterránea
Units Metric/English	Seleccionar sistema de medida entre internacional o ingles
Transposed	Para línea transpuesta
Auto Bundling	Sistema de apantallamiento
Skin Effect	Efecto piel
Segmented Ground	Puesta a tierra por segmentos
Real Transf. Matrix	Matriz real para cálculo de transitorio
Decades	Número de décadas de la escala logarítmica
Point/Dec	Número de puntos de frecuencia por década
Freq.matrix	Frecuencia de cálculo de la matriz en Hz
Feq. SS (Hz)	Frecuencia a la que se cálculo los valores en estado estable
Use default fitting	Ajuste por defecto

Tabla 4.4 Datos para el Modelo JMarti, formato de opción "Model"

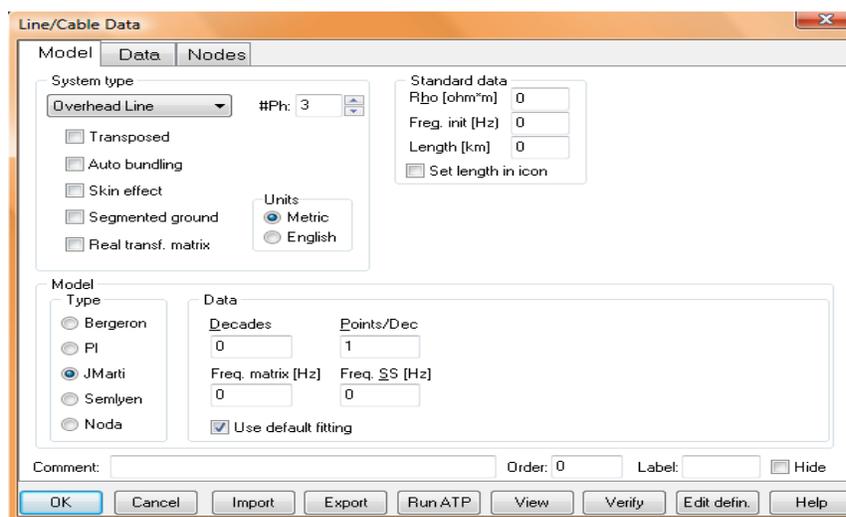


Figura 4.4, Modelo JMarti, formato de opción "Model"

Para el formato de "Date" como se presenta en la figura 4.5, necesita los siguientes parámetros:

DATOS	SIGNIFICADO
Ph.no	Número asignado a cada conductor de fase
Rin	Radio interno, cm
Rout	Radio externo, cm
Resis	Resistencia del conductor en ohm/km
Horiz	Distancia horizontal del centro del conductor a un punto de referencia escogido en metros
Vtower	Altura vertical del conductor en la torre en metros
Vmid	Altura vertical del conductor a medio vano en metros
Separ	Distancia entre conductores en un haz de conductores en centímetros
Alpha	Posición angular de un conductor de haz
NB	Número de conductores de haz

Tabla 4.5 Datos para el Modelo JMarti, formato de opción "Date"

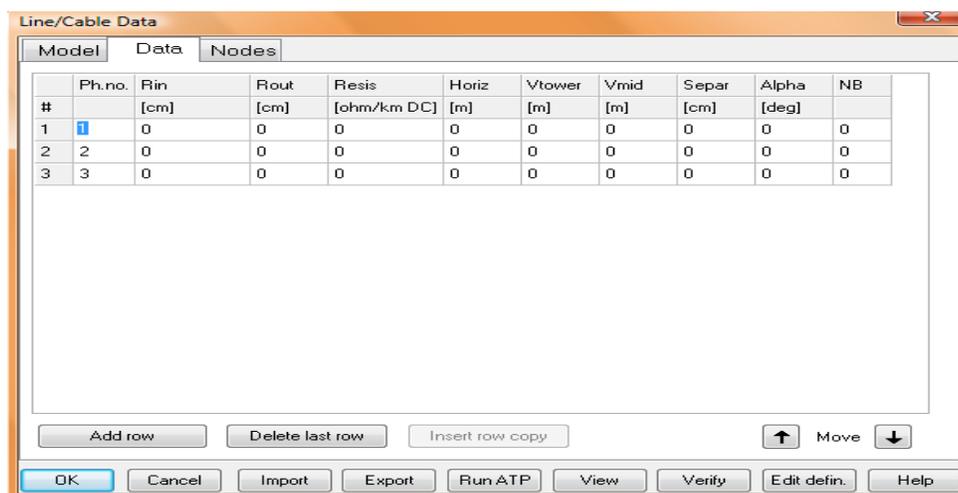


Figura4.5: Modelo JMarti, formato de opción "Date"

4.2.3 TORRE DE TRANSMISIÓN

La torre de transmisión es usualmente representada como una línea de transmisión monofásica de parámetros distribuidos, en este modelo se necesita los siguientes datos de los parámetros.

DATOS	SIGNIFICADO
R/l	Resistencia por longitud en ohm/m
Z	Impedancia característica en ohm
v	Velocidad de propagación de la onda en m/s

Tabla 4.6 Datos para la torre de transmisión

4.2.4 PUESTA A TIERRA DE LA TORRE

La puesta a tierra de la torre es representada por una resistencia de valor constante para todas las torres de transmisión, excepto en la torre que impacta el rayo, en la cual se utiliza una resistencia con características no lineales tipo 99, que depende de la corriente, esto significa que varía su valor de resistencia cuando cambia el valor de la corriente.

4.2.5 CADENA DE AISLADORES

La cadena de aisladores está representada por interruptores controlados por voltaje. Los interruptores controlados por voltaje simularán una descarga inversa y los capacitores simularán los efectos entre las fases y la estructura de la torre [11]. El interruptor opera cuando el voltaje entre la cruceta y el conductor de fase supera el valor especificado. El interruptor está normalmente abierto en condiciones normales del sistema. El cierre se produce a un tiempo mayor o igual al tiempo de cierre T_{cl} , siempre y cuando se haya alcanzado un voltaje de activación V_{fl} , para luego en un tiempo de retardo T_{de} el interruptor se abra nuevamente. El interruptor necesita los siguientes datos:

DATOS	SIGNIFICADO
T-cl	Tiempo de cierre del interruptor en segundos
T-de	Tiempo mínimo que el interruptor debe permanecer cerrado en segundos
I _{mar}	Corriente marginal cuando el interruptor abre T-cl>T-de
V-fl	Voltaje de flameo. El interruptor cierra para t>T-cl si U >V-fl

Tabla 4.7 Datos para interruptores controlados por voltaje

4.2.6 DESCARGADOR DE SOBREVOLTAJES (PARARRAYO)

Los pararrayos tiene la función de:

- No conducir para voltajes de operación normal
- Conducir corriente durante sobrevoltajes sin causar falla en el sistema eléctrico de potencia

Estas dos características que tienen los pararrayos necesitan una resistencia extremadamente alta en operación normal y una resistencia relativamente baja en sobrevoltajes transitorios, esto se refleja en una característica de corriente – voltaje no lineal. En el ATP se utiliza una resistencia no lineal con característica exponencial de tipo 92, que caracteriza a descargadores de óxido de zinc. Estas características se representan por segmentos exponenciales, para [4]:

$$i = p \left(\frac{v}{V_{ref}} \right)^q \quad 4.10$$

Donde:

q= Exponente

p= Factor multiplicador que se encuentra en unidades de corriente

V_{ref} = Voltaje de referencia que normaliza la ecuación

v = Voltaje del descargador de sobrevoltaje

La característica de operación de los descargadores de sobrevoltajes para descargas eléctricas es 8/20 μ s de la onda de impulso a 10 kA.

4.2.7 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Según la norma [10] y [12], cuando en un transformador el voltaje interno o la transferencia de voltaje de alta voltaje a bajo voltaje o viceversa es necesario, representar por una simple capacitancia entre los devanados y el núcleo conectado a tierra en fenómenos de rápido frente de onda (rayos). Para estudios más rigurosos de modelación del transformador se debe determinar la matriz de impedancia, y va a depender de la estructura interna del transformador. Esto se debe a que antes fenómenos transitorios rápidos existe una gama de frecuencias, las cuales por la variedad de núcleos y arrollamientos hacen complejo elaborar un modelo. La capacitancia para autotransformadores puede ser calculada con la ecuación 4.11, que es válida para conexión Y de transformadores, mientras para conexión delta de transformadores, C debe ser dividida para 2.

$$C = 0,52 * P^{0,4} \quad 4.11$$

Donde:

C = Capacitancia en nF

P = Potencia nominal en MVA

4.2.8 DISYUNTOR Y SECCIONADOR

Según la norma IEC TR 60071-4 [10], los fenómenos transitorios causados por ondas de voltaje de frente rápido, los disyuntores y seccionadores deben representarse como una capacitancia entre los contactos y la base, y entre los contactos entre sí cuando están separados.

4.2.9 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO (Transformador de potencial TP, Transformador de corriente TC)

Los transformadores de instrumento (TPs y TCs), al estar constituidos por bobinas, y antes la presencia de transitorios de frente de onda rápido también se modelan como una simple capacitancia entre los devanados y el núcleo conectado a tierra, según la norma antes citada [10].

4.2.10 REACTORES

Las ondas de frente rápida ven a los reactores como una capacitancia a tierra, al igual que los transformadores de potencia.

4.2.11 PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN

La malla de tierra de una subestación al igual de las puestas a tierra de las torres de transmisión está representada por una resistencia de valor constante.

CAPÍTULO 5: DATOS Y MODELACIÓN EN EL PROGRAMA

La configuración del sistema modelado ha sido tomada del Plan de Expansión de CELEC EP - Transelectric [13]. La línea de transmisión de 500 kV y la subestación de 500 kV están en proceso de estudio y diseño, por la cual el modelo implementado está basado en estudios preliminares y en base a referencias de subestaciones y líneas de transmisión de Argentina y Colombia.

5.1 CORRIENTE DEL RAYO [4]

La forma de onda de corriente de una descarga atmosférica está compuesta de parámetros aleatorios, como: amplitud, frente de onda, tiempo de cola y la pendiente. Todos estos parámetros mencionados responden a una función de distribución logarítmica normal, cuyos parámetros son los siguientes para la primera descarga [11]:

PARÁMETROS	VALOR MEDIDO	DESVIACIÓN ESTÁNDAR
Amplitud [kA]	27,7	0,461
Frente de onda [μ s]	5,63	0,576
Tiempo de cola [μ s]	77,5	0,577
Pendiente máxima [kA / μ s]	24,3	0,599

Tabla 5.1: Parámetros de la descarga atmosférica

La probabilidad de que una corriente de cresta de un rayo sea igual o mayor que el valor de corriente I , esta dado por [21]:

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}} \quad 5.1$$

Existiendo algunas posibilidades de impacto del rayo sobre la línea de transmisión, se estudiará el impacto directo sobre una de las fases (falla del apantallamiento) y la descarga sobre el cable de guardia.

De acuerdo con el modelo Electrogeométrico, se puede calcular la magnitud de la corriente máxima que produce la falla del apantallamiento. Para esto, se debe determinar la distancia de incidencia máxima mediante [1]:

$$r_{max} = \frac{h+y}{2(1-\text{sen}\alpha)} \quad 5.2$$

Donde:

r_{max} = Distancia de incidencia máxima

h = Altura del cable de guardia

y = Altura del conductor de fase

α = Ángulo de apantallamiento

Con la ecuación 5.2 la distancia máxima, la disposición geométrica de la torre de transmisión, la corriente máxima que produce falla de apantallamiento, puede obtenerse con la siguiente ecuación [21] [22].

$$r_{max} = 10I_{max}^{0,65} \quad 5.3$$

Según la CIGRE, la descarga de corriente más baja es de 3 kA pero con más probabilidad de ocurrir. La tabla 5.2 describe la magnitud de la corriente de la descarga y la probabilidad de ser excedida.

CORRIENTE [KA]	PROBABILIDAD [%]	CORRIENTE [KA]	PROBABILIDAD [%]
3	99,8	25	63,6
4	99,5	30	52,1
5	99,1	35	42,2
6	98,6	40	34,0
7	98,0	45	27,5
8	97,1	50	22,4
9	96,1	55	18,4
10	95,0	60	15,2
11	93,7	65	12,7
12	92,2	70	10,7
13	90,5	75	9,1
14	88,8	80	7,8
15	86,8	85	6,8
16	84,8	90	5,9
17	82,7	95	5,2
18	80,4	100	4,5
20	75,8	120	2,9

Tabla 5.2: Corriente del rayo con su probabilidad de ocurrencia [4]

Se ha considerado que la configuración geométrica de la torre de transmisión con más probabilidad de utilización, es la que se indica en la figura 5.3. Con la ecuación 5.3 se determinó que la corriente máxima que produce falla de apantallamiento es 16,05 kA para un ángulo de apantallamiento de 22°.

Valores inferiores impactarán en la fase, mientras que valores superiores impactarán en el cable de guarda. El tiempo de cola se considera el valor de 50 μs , y para el frente de onda se considera el valores de 1,2 a 10 μs . En la tabla 5.3 se muestra valores de frente de onda y su probabilidad acumulada de tener frentes menores a estos.

FRENTE DE ONDA [μs]	PROBABILIDAD ACUMULADA [%]
1,2	0,4
2	3,6
3	13,7
4	27,6
5	41,8
6	54,4
7	64,7
8	72,9
9	79,2
10	84,1

Tabla 5.3: Frente de onda y probabilidad acumulada

5.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La línea de transmisión que se utiliza es la configuración típica, tomada de la referencia [23] para zonas altas. Es uno de los más utilizados en líneas de transmisión de 500 kV (Figura 5.3), el vano promedio es de 450 m. Los distintos parámetros están detallados en el modelo JMarti.

Los conductores utilizados en la línea de transmisión son:

CONDUCTOR DE FASE		CABLE DE GUARDIA	
Tipo	ACAR ¹	Acero galvanizado	
Calibre (AWG)	750	Calibre (AWG)	3/8"
Numero de hilos	(18/19) ²	Diámetro del conductor en (mm)	9,525
Haz de conductor	4	Resistencia en DC máxima a 20°C (Ω/km)	3,75
Resistencia en DC máxima a 20°C (Ω/km)	0,0816	¹ ACAR: Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio. ² 18 hilos de aluminio y 19 de aleación de aluminio.	
Diámetro del conductor en (mm)	25,31		
Capacidad de corriente (A)	718		

Tabla 5.4: Características de los cables de fases y de guardia

La línea está constituida por un solo circuito con dos cables de guardia y no transpuesta, con una distancia mínima de fase a tierra de 19 m. Además se considera el efecto piel que se produce por la relación de los diámetros externo e interno del conductor [4].

$$\frac{T}{D} = \frac{R_e - R_i}{2R_e} \quad 5.4$$

Donde:

T/D= Relación del efecto piel

R_e = Radio externo del conductor

R_i = Radio interno del conductor

La línea de transmisión está representada por el modelo ATP_LCC, el cual está descrito a continuación en las figuras 5.1 y 5.2.

Line/Cable Data: 500kV_1

Model | Data | Nodes

System type: Overhead Line #Ph: 5

Transposed
 Auto bundling
 Skin effect
 Segmented ground
 Real transf. matrix

Standard data: Rho [ohm*m] 110, Freq. init [Hz] 0.1, Length [km] 0.45, Set length in icon

Units: Metric, English

Model Type: Bergeron, PI, JMarti, Semlyen, Noda

Data: Decades 8, Points/Dec 10, Freq. matrix [Hz] 500000, Freq. Δ S [Hz] 60, Use default fitting

Comment: Order: 0 Label: Hide

Buttons: OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Figura 5.1: Parámetros del modelo ATP_LCC

Line/Cable Data: 500kV_5

Model | Data | Nodes

#	Ph.no	Rin [cm]	Rout [cm]	Resis [ohm/km DC]	Horiz [m]	Vtower [m]	Vmid [m]	Separ [cm]	Alpha [deg]	NB
1	1	0	2.531	0.0816	12.5	33	27	46	0	4
2	2	0	2.531	0.0816	0	33	27	46	0	4
3	3	0	2.531	0.0816	-12.5	33	27	46	0	4
4	4	1	0.47625	3.75	11.25	43	35	0	0	0
5	5	1	0.47625	3.75	-11.25	43	35	0	0	0

Buttons: Add row, Delete last row, Insert row copy, Move, OK, Cancel, Import, Export, Run ATP, View, Verify, Edit defin., Help

Figura 5.2: Modelo ATP_LCC, parámetros de los conductores

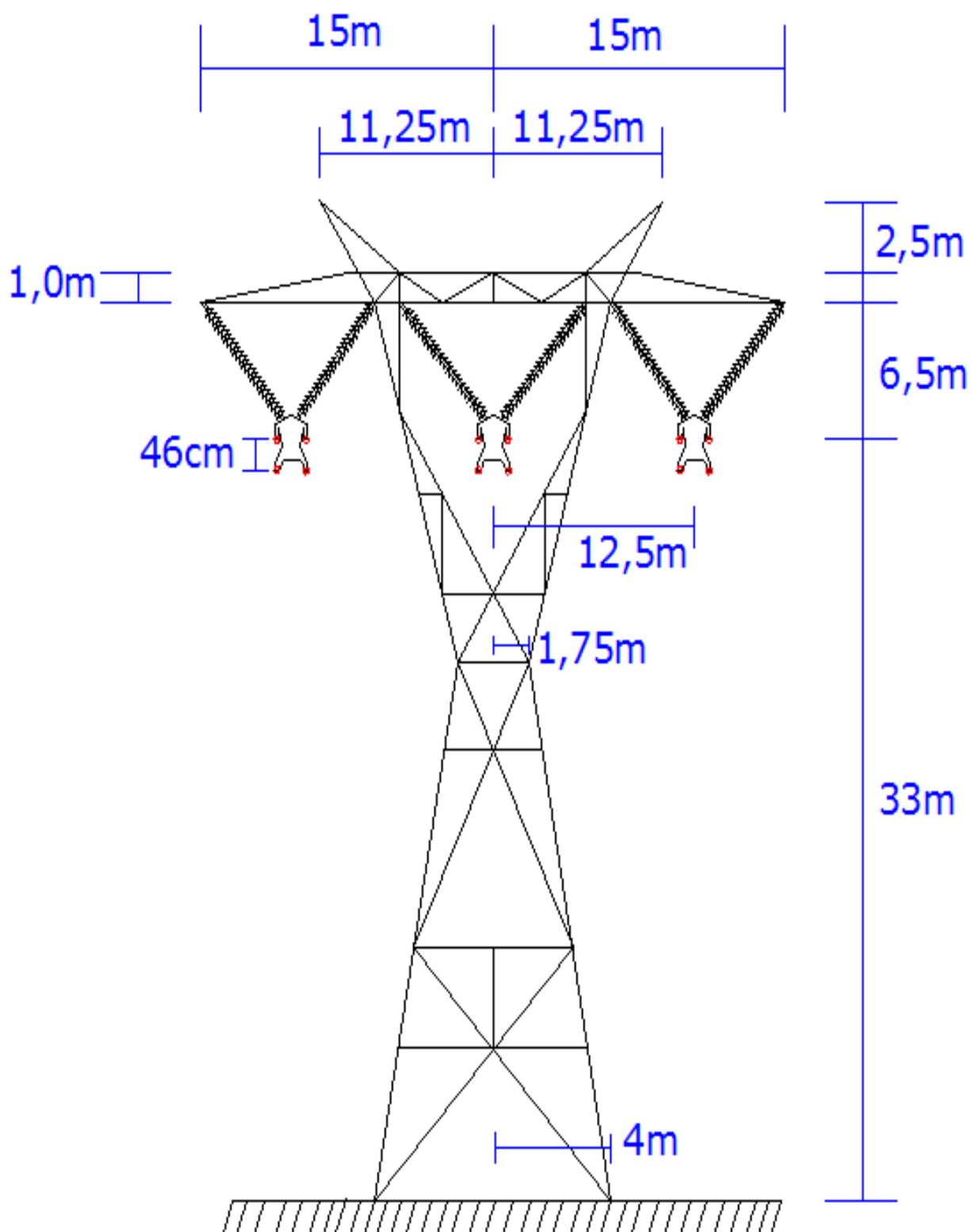


Figura 5.3: Torre de transmisión de 500 kV para un circuito

5.3 TORRE DE TRANSMISIÓN

Las torres de transmisión de 500 kV son modeladas como líneas de transmisión monofásicas con parámetros distribuidos, y tiene representado la impedancia de puesta a tierra de la torre. Las torres de transmisión tienen valores de impedancia característica entre 100 y 300 (Ω), con una velocidad de propagación igual a la de la luz.

Para el cálculo de la impedancia característica de la torre se ha utilizado la ecuación correspondiente al caso 3 indicado en el manual 3.7 del capítulo tercero, obteniéndose un valor de 195 Ω . Las crucetas y demás elementos que sujetan tanto a los conductores de fase como a los hilos de guarda, han sido representados por líneas de transmisión monofásicas que unidas forma la torre de transmisión. El modelo queda de la siguiente manera:

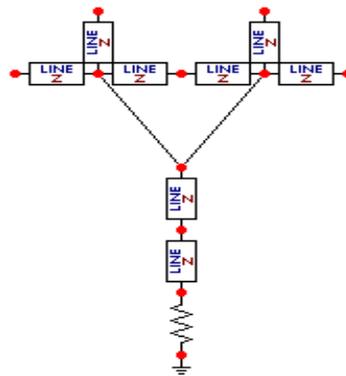


Figura 5.4: Modelo de torre de transmisión implementado en el ATPDraw

5.4 PUESTA A TIERRA DE LA TORRE

El valor característico para resistencias de pie de torre de transmisión en líneas de transmisión de 500 kV es de 10 Ω [11], sin embargo en la torre de impacto su valor

es variable y depende de la corriente que circule por esta. La resistencia de pie de torre es importante si se considera que una vez que se produce el impacto en la torre, la descarga viaja a través de esta y la onda reflejada en la resistencia de pie de torre puede llegar al tope de la torre antes que de las torres vecinas. En consecuencia, con esta consideración la resistencia de pie de torre puede llegar a ser más importante que el aporte de las torres vecinas al sobrevoltaje. La característica no lineal de la resistencia de pie de torre depende de la corriente del rayo, como se ilustra a continuación [11]:

$$R_{(I)} = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad 5.5$$

Donde:

$R_{(I)}$ = Resistencia de puesta a tierra en Ω

R_0 = Resistencia de pie de torre característica 10Ω , [11]

I = Corriente del rayo a través de la resistencia de pie de torre en amperios

I_g = Corriente limitante para inicializar una ionización suficiente del suelo

La corriente limitante es función de la ionización del suelo y está dada por [11]:

$$I_g = \frac{E_0 \rho}{2\pi R_0^2} \quad 5.6$$

Donde:

E_0 = Gradiente de ionización del suelo (300 kV/m)

ρ = Resistividad del suelo en Ωm

Los diferentes valores de resistencia de pie de torre en función de la corriente del rayo, son calculados con los siguientes datos: resistividad del suelo de 110 Ωm y resistencia de pie de torre característica 10 Ω [11], los cuales se ilustran en la siguiente tabla 5.5:

CORRIENTE (kA)	RESISTENCIA (Ω)	VOLTAJE (kV)
3	9,79	29,377
5	9,66	48,305
10	9,35	93,544
15	9,08	136,128
20	8,82	176,391
25	8,58	214,610
30	8,37	251,013
35	8,17	285,793
40	7,98	319,113
45	7,80	351,113
50	7,64	381,913
55	7,48	411,619
60	7,34	440,321
65	7,20	468,099
70	7,07	495,025
75	6,95	521,161
80	6,83	546,563

Tabla 5.5: Característica de la resistencia de pie de torre

5.5 CADENA DE AISLADORES

La cadena de aisladores está representada por un interruptor controlado por voltaje, el interruptor cierra sus contactos en el momento en que el voltaje de contorno V_{fl} supera el voltaje de control del interruptor, lo cual equivale a que se produzca una disrupción a través de la cadena.

5.5.1 CÁLCULO DE LA CADENA DE AISLADORES

El grado de contaminación al que está expuesta la cadena de aisladores determina la distancia de aislamiento que debe tener la cadena de aislamiento. La norma IEC 60071-2 [12], determina los entornos típicos asociados a cada nivel de contaminación ambiental y las distancias de fuga necesaria para evitar la disrupción a través de la cadena bajo condiciones de contaminación. Los valores se detallan en la tabla 5.5. Para obtener el número de aisladores mediante las ecuaciones 5.6:

$$V_c = \frac{1,05 * kV_{(rms)}}{\delta}$$

$$D_n = D \left(\frac{mm}{kV} \right) * V_c \quad \mathbf{5.6}$$

$$\#_{aisladores} = \frac{D_n}{D_{ff}}$$

Donde:

V_c = Voltaje crítico de disrupción

$kV_{(rms)}$ = Voltaje nominal rms

δ = Densidad relativa del aire para cualquier condición de presión barométrica y temperatura

D_n = Distancia de fuga necesario

D (mm/kV) = Mínima distancia de fuga necesaria

D_{ff} = Distancia de fuga de aisladores

Las condiciones estándares de presión y temperatura promedio según las normas IEC son 76 cm Hg y 20° C, la densidad del aire bajo estas condiciones es de 1,0.

Para determinar la densidad del aire bajo otras condiciones de presión y temperatura se realiza mediante las siguientes ecuaciones:

$$\delta = 3,86 \frac{b}{273 + t}$$

5.7

$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18336}$$

Donde:

b = Presión atmosférica en cm Hg

t = Temperatura ambiente en °C

h = Altura sobre el nivel del mar (msnm)

La subestación del Inga de 500 kV, está a una altura de 2830 msnm, con velocidad del viento de 90 km/h, temperatura promedio de 25° C según [13][14], y de acuerdo con la tabla 5.5 se escoge el grado de contaminación III fuerte, por la ubicación cerca a aéreas industriales. Los aisladores que se propone a utilizar son los aisladores de disco 10"x5 3/4" de vidrio templado, con distancia de fuga de 315mm, [Anexo A]

Cálculo de la presión barométrica:

$$\log b = \log 76 - \frac{h}{18336}$$

$$\log b = \log 76 - \frac{2830}{18336}$$

$$b = 53,27 \text{ cm Hg}$$

Cálculo de la densidad relativa del aire:

$$\delta = 3,86 \frac{b}{273 + t}$$

$$\delta = 3,86 \frac{53,27}{273 + 25}$$

$$\delta = 0,690$$

Cálculo del voltaje crítico de disrupción:

$$V_c = \frac{1,05 * kV_{(rms)}}{\delta}$$

$$V_c = \frac{1,05 * \frac{500 kV}{\sqrt{3}}}{0,690}$$

$$V_c = 439,3 kV$$

Cálculo de la distancia de fuga necesaria:

$$D_n = D \left(\frac{mm}{kV} \right) * V_c$$

$$D_n = 25 \left(\frac{mm}{kV} \right) * 432,4 kV$$

$$D_n = 10982 mm$$

Cálculo del número de aisladores:

$$\#_{aisladores} = \frac{10982 mm}{315 mm}$$

$$\#_{aisladores} = 34,86 \approx 34$$

Nivel de polución	Ejemplo de entornos ambientales típicos Según IEC-60071 -2	Mínima distancia de fuga nominal mm/kV ¹
I Ligera	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas libre de industria y con baja densidad de casas equipadas con plantas de calefacción • Áreas de baja densidad de industrias o de casas pero sujeta a vientos frecuentes y/o lluvia. • Áreas agrícolas² • Áreas montañosas • Todas estas áreas deberán estar situadas por lo menos de 10 km a 20 km del mar y no estar expuestas en forma directa a brisas marinas 	16
II Media	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con industrias sin producción de humo contaminante y/o con una densidad media de casas equipadas de plantas de calefacción • Áreas de alta densidad de casas y/o industrias pero con vientos y/o lluvias frecuentes • Áreas expuestas a brisas marinas pero no tan cercanas a las costa (al menos a varios kilómetros de distancia)³ 	20
III Fuerte	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que produzcan contaminación • Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos marinos 	25
IV Muy fuerte	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas de extensión moderada, expuestas a polvo de características conductivas y a humo industrial con presencia de partículas conductivas gruesas • Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa, expuesta a la espuma de mar o a vientos marinos excesivamente fuertes • Áreas desérticas, caracterizadas por carencia de lluvia durante largos periodos de tiempo, expuestas a vientos fuertes que acarrear arenas y sal, y sujetadas a la condensación regular 	31
<p>Nota: Esta tabla aplica únicamente para revestimiento de vidrio o porcelana y no incluye algunas condiciones ambientales tales como: Nieve y hielo con alto grado de contaminación, lluvias fuertes, zonas desérticas, entre otras.</p> <p>¹ De acuerdo a norma IEC 815, la distancia mínima en aisladores entre fase y tierra se relacionan con el voltaje fase – fase más alto del sistema</p> <p>² Uso de fertilizantes en forma de aerosoles, o la quema de residuos de la cosecha puede llevar a un mayor nivel de contaminación debido a dispersión por el viento</p> <p>³ Las distancias al mar depende de la topología dl área costera y de las condiciones extremas del viento</p>		

Tabla 5.5: Distancia de fuga recomendadas

Para obtener el voltaje de flameo negativo según las referencias [15] y [16], se utiliza el método simplificado de “los dos puntos”, mediante la onda normalizada del rayo se toma como función rampa con el tiempo de cresta de 2 μs , como se ilustra en la figura 5.5. La curva voltaje vs tiempo corresponde a la curva normalizada según la CIGRE para flámeos del aislamiento de la líneas de transmisión (ver figura 5.5), se analiza en dos puntos A y B. En el tiempo de 2 μs la corriente crítica se utiliza para evaluar la tasa de salidas para una fase dada. Mientras que los flámeos que ocurren más allá de los 6 μs no son tomados en cuenta por el aplanamiento de la curva y para cálculo del voltaje crítico de flameo de aislamiento de impulso negativo es a los 6 μs .

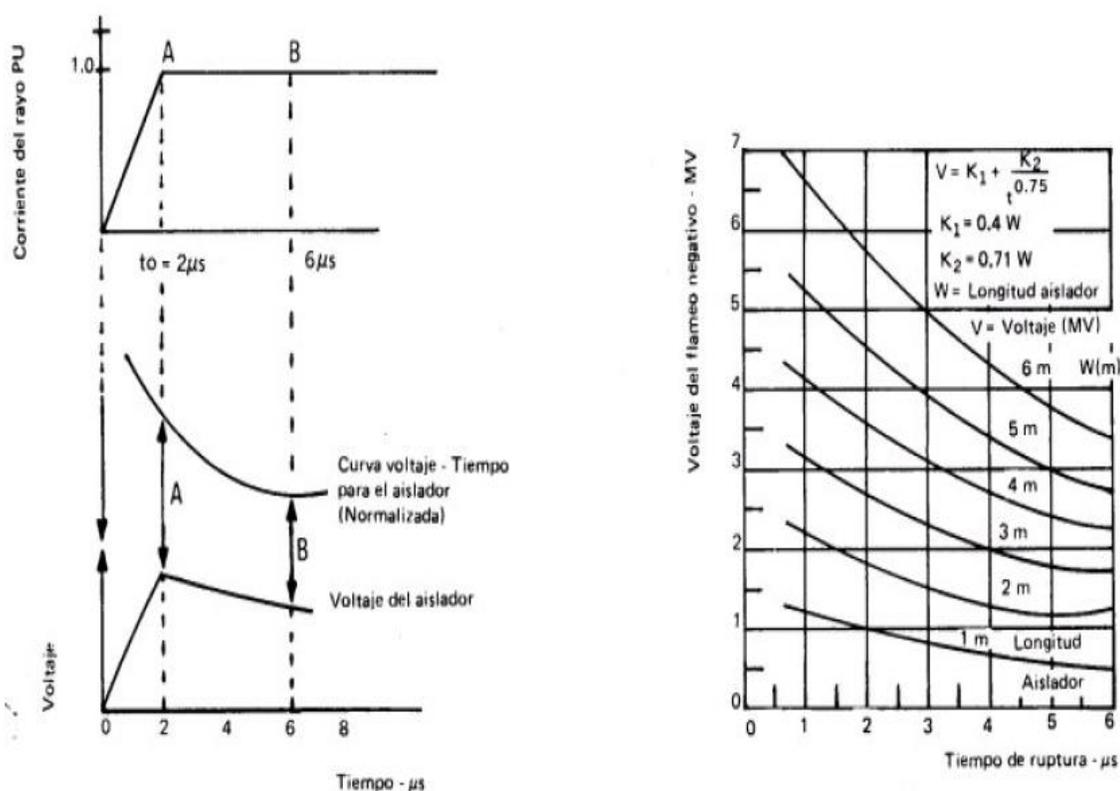


Figura 5.5: Curva de corriente del rayo en función rampa, Voltaje a través del aislamiento evaluado en dos puntos, Curva de la CIGRE de voltaje vs tiempo para flameo de aislamiento de una línea de transmisión

El aislador tiene una longitud de 0,146 m, la cadena de aisladores está constituida de 34 aisladores, el largo total de la cadena es de 4,96 m, aplicando la curva de la CICRE, para encontrar el voltaje de flameo negativo [16]:

$$V = K_1 + \frac{K_2}{t^{0,75}}$$

$$K_1 = 0,4W \quad 5.9$$

$$K_2 = 0,71W$$

Donde:

V= Voltaje de flameo negativo, (kV)

W= Longitud de la cadena de aisladores, (m)

K₁ y K₂= Constantes

t= Tiempo de ruptura, (μs)

El valor del voltaje de flameo negativo para la cadena de 34 aisladores que se utilizara en la línea de transmisión de 500 kV es de 2904,9 kV.

El valor de V_{fl} es aquel voltaje que no produce contorneo el 90% de las veces que se presente en un impulso atmosférico.

5.6 DESCARGADORES DE SOBREVOLTAJES (PARARRAYOS)

Se consideran los descargadores de sobrevoltajes de la referencia [14], que están contemplados a utilizarse en la subestación el Inga, tienen la característica de voltaje – corriente correspondiente a una onda de impulso atmosférico estándar 8/20 μs. A continuación se detalla los parámetros y características del pararrayo:

DESCRIPCIÓN	VALOR
Fabricante	ABB
Tipo	Z _n O
Modelo	HS PEXLIM T-T 420-TH550
Voltaje nominal del sistema (kV _{rms f-f})	500
Voltaje máximo de servicio del sistema (kV _{rms f-f})	550
Frecuencia nominal (Hz)	60
Voltaje asignado o nominal del pararrayo (kV _{rms f-t})	420
Corriente nominal de descarga (kA)	20
Capacidad de absorción de energía, kJ/kV	15,4
Clase de descarga de línea	Clase 5
Voltaje residual máximo con onda de corriente 8/20 μ s	
Corriente	Voltaje
5 kA	888 kV _{pico f-t}
10 kA	924 kV _{pico f-t}
20 kA	998 kV _{pico f-t}
40 kA	1091 kV _{pico f-t}

Tabla: 5.6 Datos del descargador de sobrevoltaje

Los datos de la tabla 5.6, se ingresan en el modelo del resistor no lineal MOV_type 92_3-ph de ATP.

5.7 SUBESTACIÓN

La subestación el Inga de 500 kV según el plan de expansión CELEC EP. - Transelectric, está en forma preliminar, la estructura definitiva se obtendrá una vez concluido los estudios.

- Subestación de tipo convencional aislada en aire
- Esquema de doble barra con disyuntor y medio
- Tres bahía de transformadores
- Tres bahía de línea

- Tres bancos de transformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV
- Un transformador monofásico de 150 MVA, 500/230 kV, de reserva
- Tres reactores de línea de 500 kV (1x28 MVA)

La figura 5.6 muestra el diagrama unifilar del patio de 500 kV de la subestación Inga (antes Pifo), considerando las características detalladas en el Plan de Expansión de Transmisión.

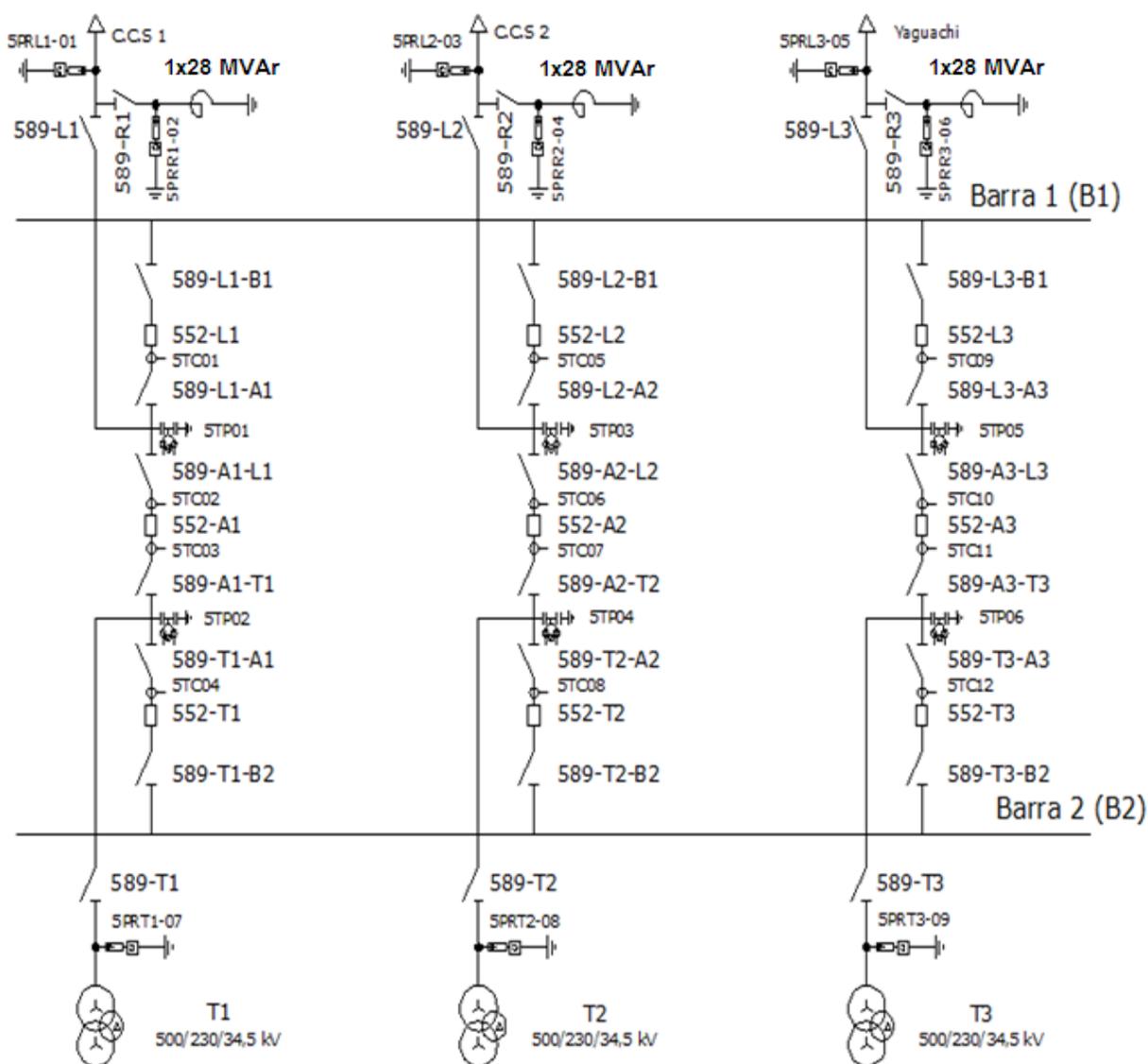
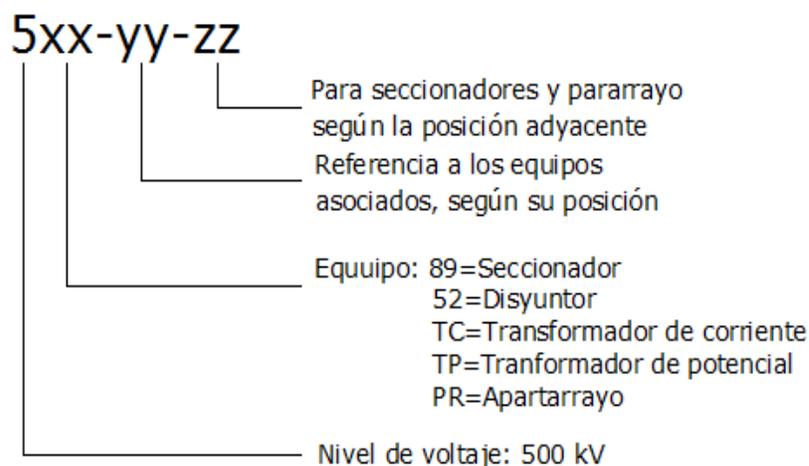


Figura 5.6: Diagrama unifilar de la subestación El Inga (antes Pifo)

Nomenclatura de los elementos y equipos de la subestación:



L₁= Línea hacia Coca Codo Sinclair 1 (C.C.S 1)

L₂= Línea hacia Coca Codo Sinclair 2 (C.C.S 2)

L₃= Línea hacia Yaguachi

T₁, T₂ y T₃= Tres bancos de transformadores monofásicos de 450 MVA, 500/230 kV

A_n= Acoplamiento o disyuntor y medio

B₁= Barra 1

B₂= Barra 2

5.8 EQUIPOS DE UNA SUBESTACIÓN

Según las referencias [10], [11] y [17], los diferentes equipos de una subestación frente a fenómenos de alta frecuencias como el impacto del rayo se comportan como una capacitancia a tierra, tanto los seccionadores, disyuntores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, reactores, y transformadores de potencia. A continuación se presentan los valores de capacitancia según el voltaje:

VOLTAJE NOMINAL, kV	CAPACITANCIA, nF
500	3
187-220-275	2,5
110-155	1,5
66-77	1

Tabla: 5.7: Capacitancia a tierra de transformadores de potencia [10]

VOLTAJE , kV	115	400	765
Transformador capacitivo de potencial, pF	8000	5000	4000
Transformador magnético de potencial, pF	500	550	600
Transformador de corriente, pF	250	680	800
Autotransformador, pF	3500	2700	5000

Tabla: 5.8: Capacitancia típica de transformadores [10]

VOLTAJE , kV	115	400	765
Seccionadores, pF	100	200	160
Disyuntores, pF	100	150	600

Tabla: 5.9: Capacitancia a tierra de disyuntores y seccionadores [10]

Los valores de la tabla 5.8 y tabla 5.9, no tienen valores de capacitancia para 500 kV, mediante regresiones polinómicas se obtiene el valor, que se presenta a continuación:

VOLTAJE , kV	500
Transformador capacitivo de potencial, pF	4414
Transformador de corriente, pF	765
Seccionadores, pF	210
Disyuntores, pF	223

Tabla: 5.10: Capacitancia a tierra

El valor de capacitancia a tierra para los reactores de línea, al no estar especificado en [10], [11] y [17], y como son elementos inductivos al igual de los transformadores de potencia, para la simulación se utiliza el mismo valor de la tabla 5.8.

5.9 FUENTE TRIFÁSICA

El sobrevoltaje máximo producido por una descarga atmosférica depende de la corriente del rayo y del voltaje de 60 Hz en el instante de la descarga. El voltaje requerido es el voltaje pico a tierra.

5.10 CÁLCULOS DE IMPEDANCIA CARACTERÍSTICA

Existen varios elementos como el cable de guardia, conductores de fases, barras de subestaciones y bajantes a los equipos que se debe conocer la impedancia característica de cada uno de ellos. Para los cables de guardia se utiliza la teoría analizada en el capítulo 3.1.1, con una altura de 43 m del suelo y un radio de 0,047625 m, tiene una impedancia característica de 450 Ω . Mientras que para los otros casos se utiliza el comando “*power_lineparam*” de MATLAB [Anexo C], que nos permite obtener la resistencia, inductancia y capacitancia de secuencia positiva, negativa y cero para la línea de transmisión, barras y bajantes de la subestación mediante la disposición geométrica en sus respectivos soportes, y las características eléctricas de los conductores.

- **Línea de transmisión de 500 kV**

La impedancia característica depende de la disposición geométrica de los conductores en la torre de transmisión y de las características propias del conductor, mediante el método de las imágenes se obtienen las impedancias características,

con el comando de *power_lineparam* de MATLAB se obtiene la resistencia, capacitancia e inductancia de la línea de transmisión para aplicar la ecuación 3.2 del capítulo 3.1.

Los resultados obtenidos en MATLAB son:

$$R_{10} = [R_1 \quad R_0] = [0,021291 \quad 0,30528] \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

$$L_{10} = [L_1 \quad L_0] = [0,00092522 \quad 0,0031352] \left[\frac{\text{H}}{\text{km}} \right]$$

$$C_{10} = [C_1 \quad C_0] = [1,2446e^{-8} \quad 7,561e^{-9}] \left[\frac{\text{F}}{\text{km}} \right]$$

Con estos resultados se obtiene la impedancia característica de secuencia positiva y cero de 272,65 Ω y 643,94 Ω respectivamente, a la velocidad de la luz.

- **Barra de subestación de 500 kV**

Para las barras según estudios hechos por CELEC EP - Transelectric, y de acuerdo a [18], en general las barras son del mismo conductor de las líneas de transmisión y en 4 cables por fase. Están a una altura de 15 m y una distancia entre fases de 8 m.

Los resultados obtenidos en MATLAB son:

$$R_{10} = [R_1 \quad R_0] = [0,020464 \quad 0,19197] \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

$$L_{10} = [L_1 \quad L_0] = [0,00083631 \quad 0,0035436] \left[\frac{\text{H}}{\text{km}} \right]$$

$$C_{10} = [C_1 \quad C_0] = [1,3749e^{-8} \quad 7,4172e^{-9}] \left[\frac{\text{F}}{\text{km}} \right]$$

Con estos resultados se obtiene la impedancia característica de secuencia positiva y cero de 246,63 Ω y 691,2 Ω respectivamente a la velocidad de la luz.

- **Bajantes**

Las bajantes son los segmentos de conductor que conectan las barras con los equipos, mediante [18] y según CELEC EP - Transelectric las bajantes también son del mismo material de las líneas de transmisión y barras en cuatro haces, a 8 m de altura y 8 m entre fases.

Los resultados obtenidos en MATLAB son:

$$R_{10} = [R_1 \quad R_0] = [0,028467 \quad 0,19468] \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right]$$

$$L_{10} = [L_1 \quad L_0] = [0,00083631 \quad 0,0035356] \left[\frac{\text{H}}{\text{km}} \right]$$

$$C_{10} = [C_1 \quad C_0] = [1,4119e^{-8} \quad 9,4117e^{-9}] \left[\frac{\text{F}}{\text{km}} \right]$$

Con estos resultados se obtiene la impedancia característica de secuencia positiva y cero de 243,38 Ω y 612,91 Ω respectivamente a la velocidad de la luz.

5.11 MODELO IMPLEMENTADO

Con todos los elementos involucrados y requeridos para el análisis de descargas atmosféricas en la cercanía de la subestación de 500 kV (líneas de transmisión) y sus respectivas modelos, se configuró el modelo a ser simulado.

Cuando una descarga atmosférica cae en la línea de transmisión se produce un disturbio (impulso de voltaje) que viaja en la línea, que dependiendo de la distancia a la que se encuentran las subestaciones adyacentes puede alcanzar a ésta. Esta perturbación a medida que va viajando se va atenuando hasta el punto que puede desaparecer (capítulo 6, en cada elemento de estudio). Por este motivo se realiza el análisis en los seis vanos próximos a la subestación y la incidencia de este disturbio sobre los elementos de la subestación. En el otro extremo del segmento de la línea de transmisión considerado se representan los conductores tanto de fase como de guarda de una línea larga de varios kilómetros con el fin de evitar las reflexiones. En el anexo [B] se detalla el modelo implementado.

Siendo el objetivo calcular el voltaje en cada uno de los equipos que integran la subestación, producido por el ingreso de una onda de impulso atmosférico a ésta, se simula todo el equipo primario del patio: disyuntores, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de potencial, transformadores de potencia, descargadores de sobrevoltajes, etc.

Por otro parte la malla de tierra de la subestación está representada en la resistencia de pie de torre de 1Ω [1] de la estructura que está dentro o contigua a la subestación.

CAPÍTULO 6: APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Con el modelo implementado, es necesario plantear los distintos casos que serán simulados y analizados. Considerando que el evento de mayor probabilidad es la ocurrencia de una descarga atmosférica en la línea de transmisión, antes que en la subestación, se determinan mediante las simulaciones los parámetros de mayor influencia en los sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas. El paso de integración depende de la onda de impulso, generalmente para fenómenos de descargas atmosféricas se recomiendan los siguientes valores:

Paso de integración: 1 a 20 ns, típico 5 ns

Tiempo máximo de simulación: 1 a 30 μ s, típico 30 μ s

El análisis se realizó con la siguiente operación de la subestación [Anexo D].

6.1 SOBREVOLTAJES PRODUCIDOS POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DIRECTAS

Dentro de las descargas atmosféricas directas se dan los siguientes casos:

1. Descarga en la torre de transmisión
 - Descarga en el cable de guarda
 - Descarga en el conductor de fase

2. Descargas en medio vano
 - Descarga en el cable de guarda

6.1.1 DESCARGA ATMOSFÉRICAS EN LA TORRE DE LA LÍNEA TRANSMISIÓN

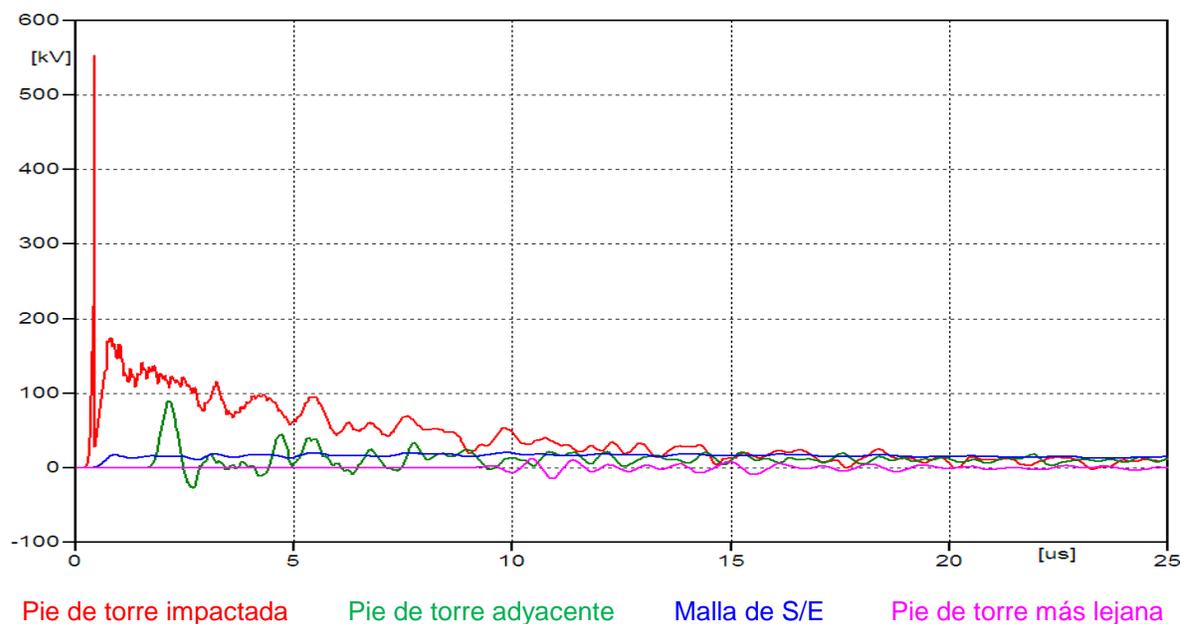
Para el análisis la descarga en la torre de transmisión se ha considerado un segmento de línea de siete torres y una adicional que representa la estructura de soporte dentro de la subestación y en ella se representa la malla de puesta a tierra de la subestación, dando seis vanos de línea con una longitud promedio de 430 metros cada vano. La resistencia de pie de torre se considera constante con un valor de 10Ω para las torres de las líneas de transmisión, excepto parra la torre donde cae el rayo que es variable y en aquella que se considera la malla de subestación con un valor de 1Ω .

6.1.1.1 Descarga en el cable de guarda o en la torre

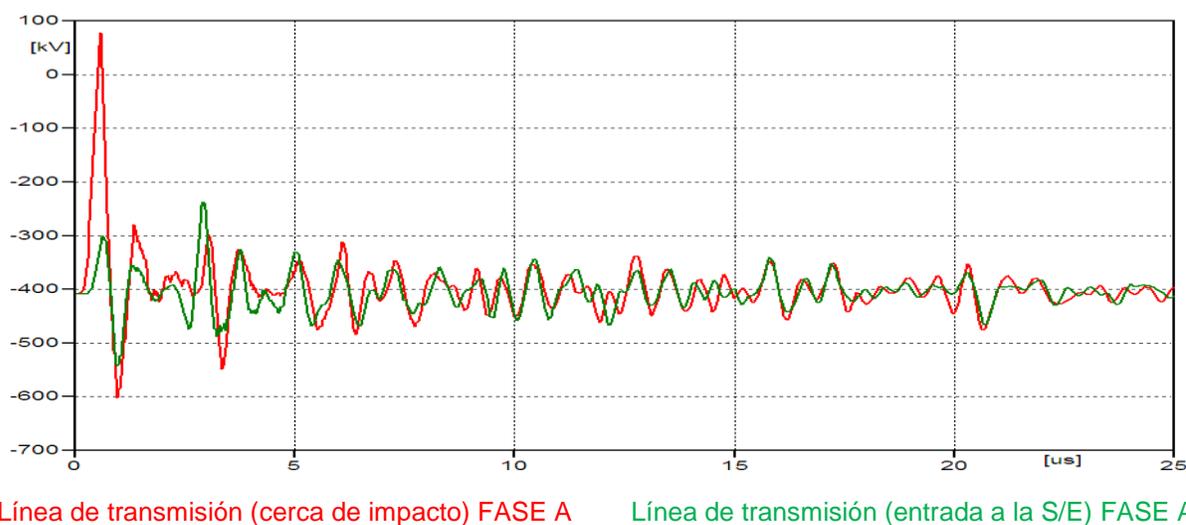
Por la presencia de estos sobrevoltajes se pueden producir descargas inversas entre la estructura de la torre y el conductor de fase, (Backflashover), se da cuando voltaje entre la cruceta y la fase supera el nivel de aislamiento de la cadena de aisladores. Para la simulación se considera que la descarga impacta en la punta de la torre en el instante en que el voltaje de la fase A se encuentra en su valor máximo negativo. Se considera el punto de impacto del rayo en el vano próximo a la subestación.

Cuando el rayo impacta en el cable de guarda, la onda de sobrevoltaje viaja por las líneas de transmisión hacia la subestación, contrario a esta y por las torres de transmisión. Cuando se produce descarga inversa (Backflashover), esta onda de sobrevoltaje dentro de la subestación recorre por todos los elementos que componen la subestación pero se van atenuando a medida que la distancia aumenta hasta llegar al último elemento, y si no hay descarga inversa los equipos de la subestación no son afectados, y los cuales están representados en el programa de simulación digital. En la figura 6.1 se muestran los sobrevoltajes provocados por una

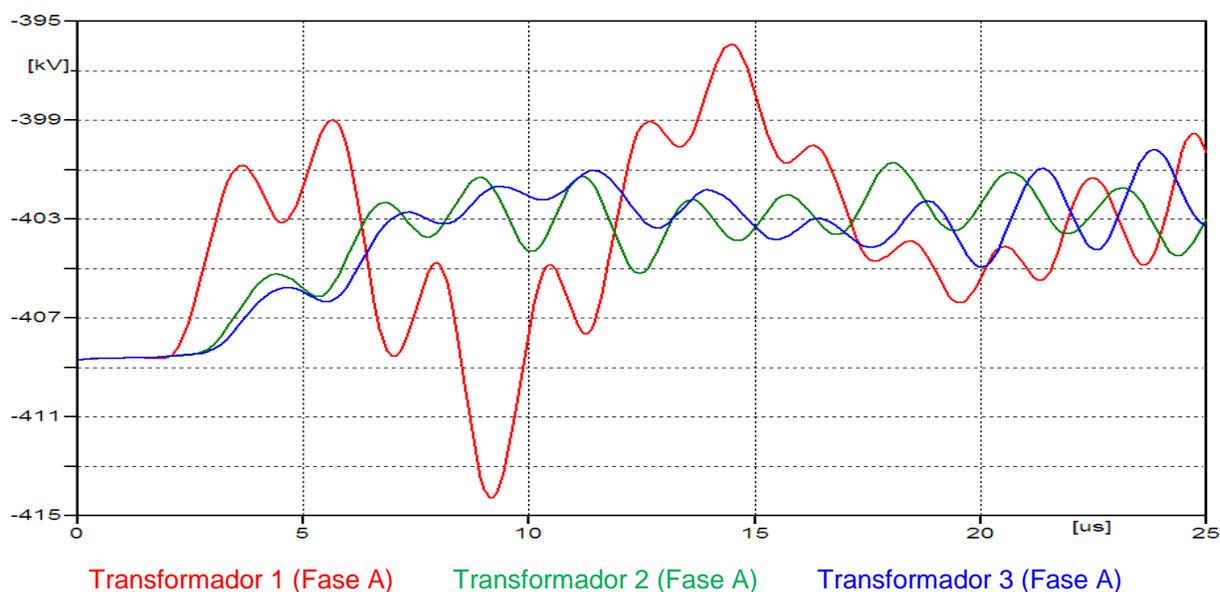
onda de 1.2/50 μs y 30 kA con una probabilidad de ocurrir del 50% cuando se produce una descarga inversa. Mientras que en la tabla 6.1 se detallan todos los sobrevoltajes en diferentes puntos de la línea de transmisión y en cada elemento de la subestación. Se obtienen valores de sobrevoltajes en cada fase y estas magnitudes son valores máximos o pico.



(a)



(b)



(c)

Figura 6.1: Comparación de voltajes en diferentes puntos y elemento: (a) En resistencia de pie de torres y malla de la S/E, (b) Línea de transmisión cerca del impacto y a la entrada de la S/E, (c) Transformadores

En la figura 6.1 (a), se observa que en la resistencia de pie de torre impactada alcanza el máximo voltaje antes de $1.2 \mu\text{s}$, y de la adyacente entre 2 y $3 \mu\text{s}$, esto se debe el coeficiente de reflexión de la base de la torre es negativo, mientras que el sobrevoltaje en la más lejana es casi totalmente atenuado, al igual que en la malla de la subestación. En la figura (b), se presenta el máximo de voltaje de la fase A en comparación de dos puntos el más cercano al impacto y el que está a la entrada de la subestación, que este último tiene una considerable atenuación respecto al primero, esto se debe a que parte del sobrevoltaje transitorio es descargado por la puesta a tierra de la torres de transmisión y la malla de la subestación. Por último en la figura (c) son los sobrevoltajes de las fases A de los tres transformadores, donde en el transformador existe una perturbación pronunciada por la razón que esta a una menor distancia eléctrica que los otros dos transformadores, sin embargo no son sobrevoltajes de gran magnitud, están por debajo del nivel de aislamiento a impulso atmosférico para sistemas de 500 kV.

En la siguiente tabla 6.1, se detallan las magnitudes por fase en cada elemento como línea de transmisión, pie de torre, malla de la subestación, transformadores de corriente, transformadores de potencial y transformadores de potencia, la simbología esta en base al modelo implementado en el ATP y en base al anexo D.

ELEMENTO		VOLTAJE (kV)		
		MÁXIMO		
Resistencia de pie de torre 1 (Cae el rayo)		553		
Resistencia de pie de torre 2		89		
Resistencia de pie de torre 3		39		
Resistencia de pie de torre 4		29		
Resistencia de pie de torre 5		27		
Resistencia de pie de torre 6		20		
Resistencia de pie de torre 7		13		
Malla de la Subestación		21		
	SÍMBOLO	fase A	Fase B	Fase C
Línea de transmisión	line	601	686	680
Entrada de la subestación	IN-s/e	543	371	375
Transformadores de potencial 1	5TP01	418	224	224
Transformadores de potencial 2	5TP02	410	213	216
Transformadores de potencial 3	5TP03	409	212	216
Transformadores de potencial 4	5TP04	409	209	212
Transformadores de potencial 5	5TP05	409	212	216
Transformadores de potencial 6	5TP06	409	209	213
Transformadores de corriente 2	5TC02	418	215	220
Transformadores de corriente 3	5TC03	417	217	220
Transformadores de corriente 4	5TC04	414	218	222
Transformadores de corriente 6	5TC06	411	216	221
Transformadores de corriente 7	5TC07	410	216	218
Transformadores de corriente 8	5TC08	412	215	220
Transformadores de corriente 10	5TC10	409	216	222
Transformadores de corriente 11	5TC11	410	216	221
Transformadores de corriente 12	5TC12	411	213	219
Transformadores de potencial 1	T1	414	214	218
Transformadores de potencial 2	T2	408	209	213
Transformadores de potencial 3	T3	408	209	214
Reactor L1	Rec-L1	417	218	219
Reactor L2	Rec-L2	409	312	217
Reactor L3	Rec-L3	408	212	218

Tabla 6.1: Valor absoluto de voltajes en cada elemento para descarga en el cable de guarda

Los descargadores de sobrevoltajes que están ubicados en la subestación, con la onda de impulso provocada por el impacto del rayo, esta onda no es suficientemente grande de magnitud para que los pararrayos operen, esto se ilustra en la figura 6.2, que los niveles de corriente que descargan a tierra son muy bajos. En ciertas fases en el orden de los mili amperios.

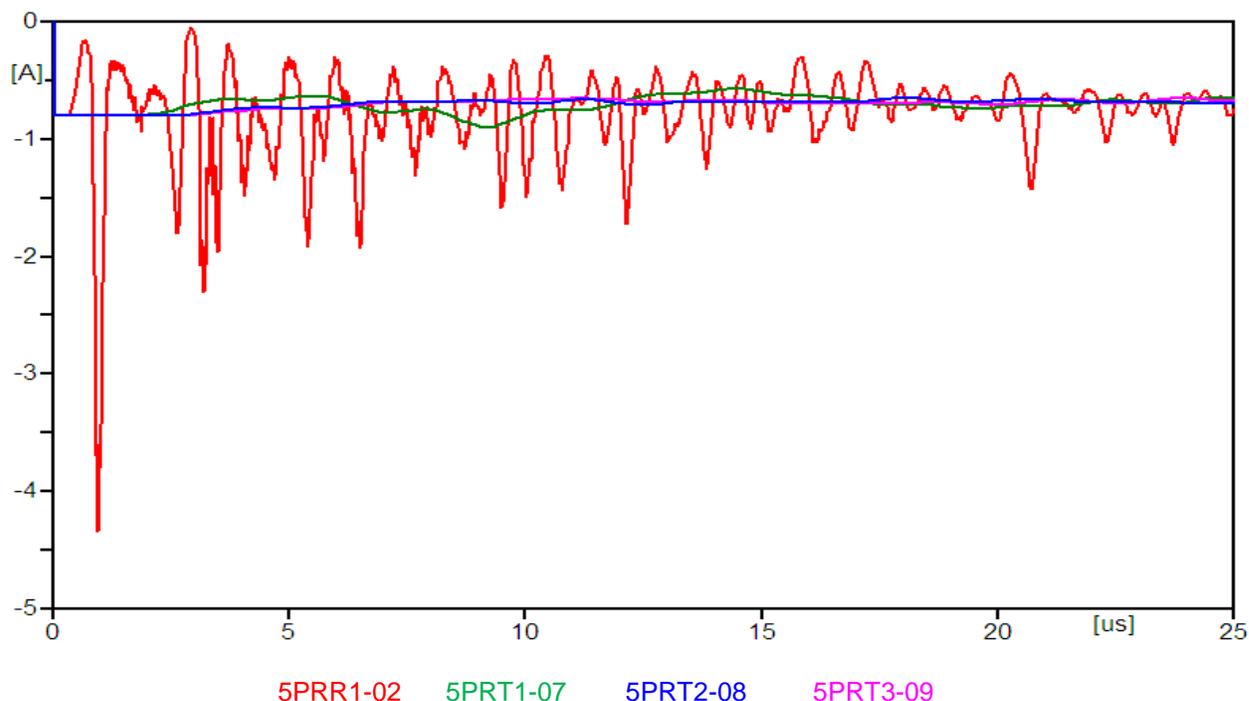
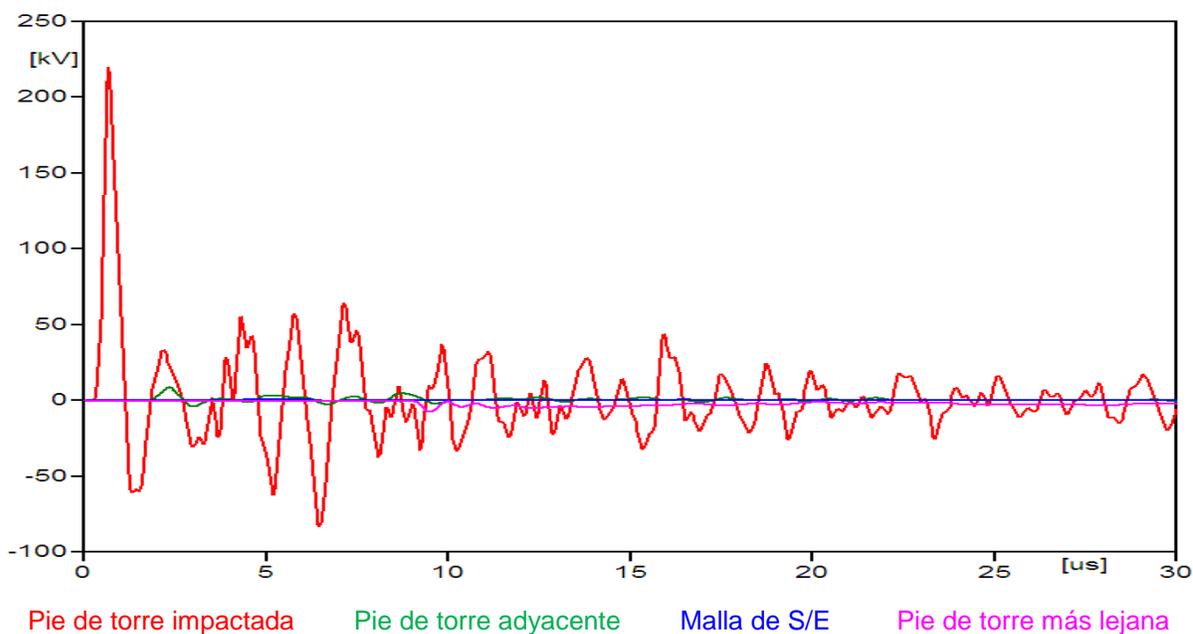


Figura 6.2: Corrientes que circulan en descargadores de sobrevoltajes en la fase A

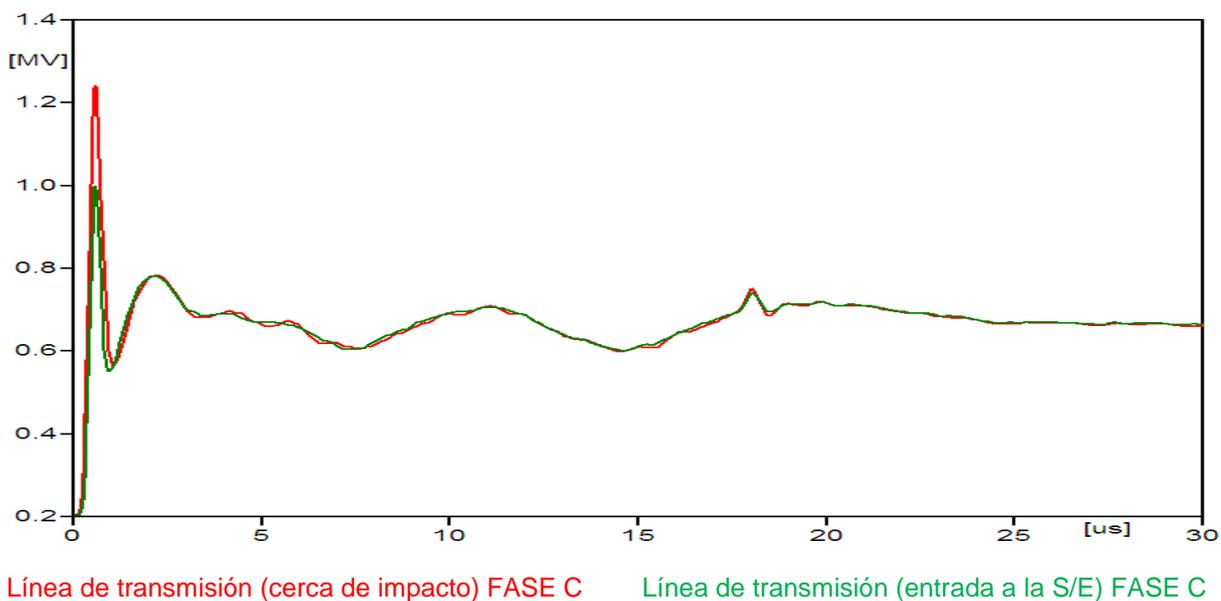
6.1.1.2 Descarga en el conductor de fase

Cuando existe una descarga atmosférica en el conductor de fase (falla del apantallamiento), como se indicó en el ítem 2.3.1.4, son causadas por corrientes de baja intensidad y tiene la mayor probabilidad de ocurrencia. Cuando el rayo golpea una fase produce un sobrevoltaje en la línea y este se propaga en las dos direcciones de la línea de transmisión y dependiendo de su magnitud puede provocar falla de aislamiento de los elementos tanto de la línea de transmisión como en la

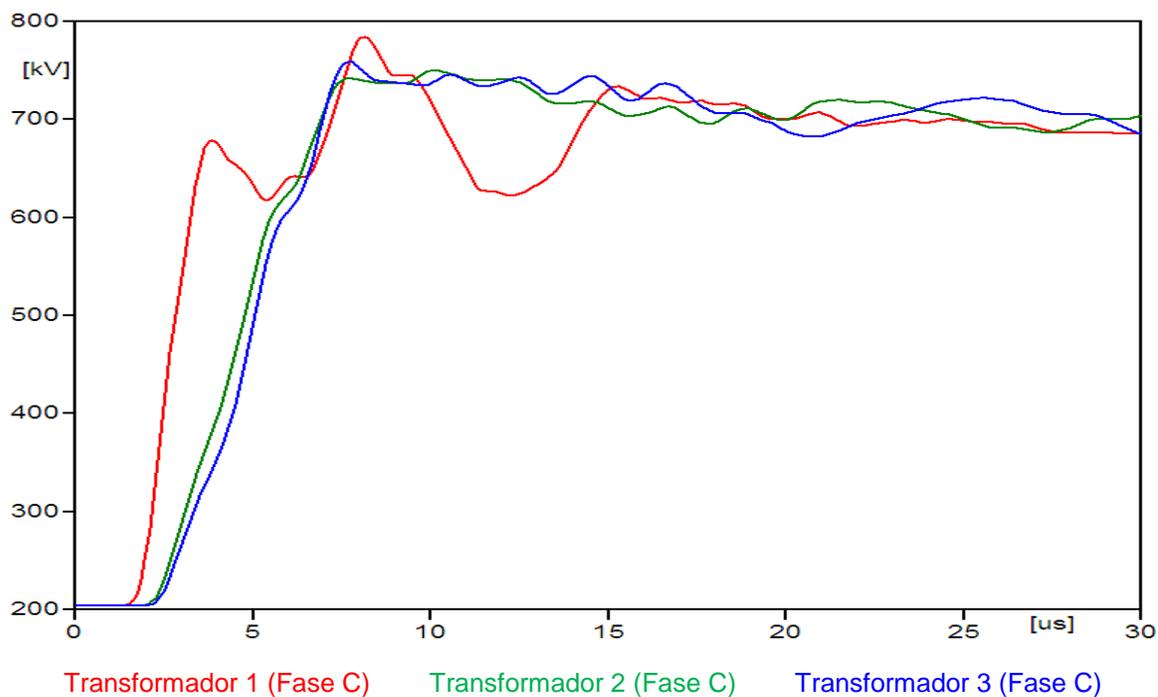
subestación. Las condiciones de simulación son con una intensidad de rayo de 8 kA y de forma de onda 1.2/50 μ s que impacta en la fase C en el primer vano. En la figura 6.3 se ilustra los sobrevoltajes que produce el rayo en diferentes puntos del sistema.



(a)



(b)



(c)

Figura 6.3: Comparación de voltajes en diferentes puntos y elemento: (a) En resistencia de pie de torres y malla de la S/E, (b) Línea de transmisión cerca del impacto y a la entrada de la S/E, (c) Transformadores

En comparación cuando el rayo cae sobre el cable de guarda y en la fase, los sobrevoltajes que viajan por las líneas de transmisión y los que llegan a los transformadores son superiores por el motivo que cuando impacta sobre la fase tiene menor amortiguamiento (resistencia del conductor de fase es menor que del cable de guarda), mientras que el impacto en el cable de guarda tiene varios puntos de amortiguamiento.

En la tabla 6.2 se detalla las magnitudes en cada fase de los sobrevoltajes máximos, en todos los elementos de la subestación y de la línea de transmisión, los cuales en comparación con los de la tabla 6.1 y en las mismas condiciones como: intensidad del rayo, frente y cola de onda, distancia de impacto, frecuencia, etc, tienen un

incremento, el cual es más considerable en la línea de transmisión de la fase C. La simbología está de acuerdo al anexo D.

ELEMENTO	SÍMBOLO	VOLTAJE (kV) MÁXIMO		
		fase A	Fase B	Fase C
Resistencia de pie de torre 1 (Cae el rayo)		219		
Resistencia de pie de torre 2		9		
Resistencia de pie de torre 3		3		
Resistencia de pie de torre 4		2		
Resistencia de pie de torre 5		3		
Resistencia de pie de torre 6		3		
Resistencia de pie de torre 7		0		
Malla de la Subestación		1		
		fase A	Fase B	Fase C
Línea de transmisión	Line	528	473	999
Entrada de la subestación	IN-s/e	529	553	1241
Transformadores de potencial 1	5TP01	532	417	806
Transformadores de potencial 2	5TP02	568	430	775
Transformadores de potencial 3	5TP03	508	328	761
Transformadores de potencial 4	5TP04	471	323	751
Transformadores de potencial 5	5TP05	513	352	746
Transformadores de potencial 6	5TP06	485	324	752
Transformadores de corriente 2	5TC02	504	357	738
Transformadores de corriente 3	5TC03	492	345	741
Transformadores de corriente 4	5TC04	474	329	740
Transformadores de corriente 6	5TC06	502	324	765
Transformadores de corriente 7	5TC07	504	317	758
Transformadores de corriente 8	5TC08	495	314	752
Transformadores de corriente 10	5TC10	497	336	768
Transformadores de corriente 11	5TC11	501	326	772
Transformadores de corriente 12	5TC12	508	325	776
Transformadores de potencial 1	T1	582	459	784
Transformadores de potencial 2	T2	484	323	750
Transformadores de potencial 3	T3	497	326	759
Reactor L1	Rec-L1	525	436	839
Reactor L2	Rec-L2	520	342	751
Reactor L3	Rec-L3	527	348	748

Tabla 6.2: Valor absoluto de voltajes en cada elemento para una descarga atmosférica en la fase C

En este caso los descargadores de sobrevoltajes de la subestación actúan evacuando una corriente considerable en el orden de miles de amperios en la fase C, especialmente los descargadores de sobrevoltajes que están ubicados en la bahía 1 (Ver figura 6.4). Mientras que en los otros posiciones está en el orden centenas de amperios (Ver figura 6.5). En la figura 6.6 la corriente de los descargadores de sobrevoltajes de las fases A y B tienen valores están en orden de decenas de amperios.

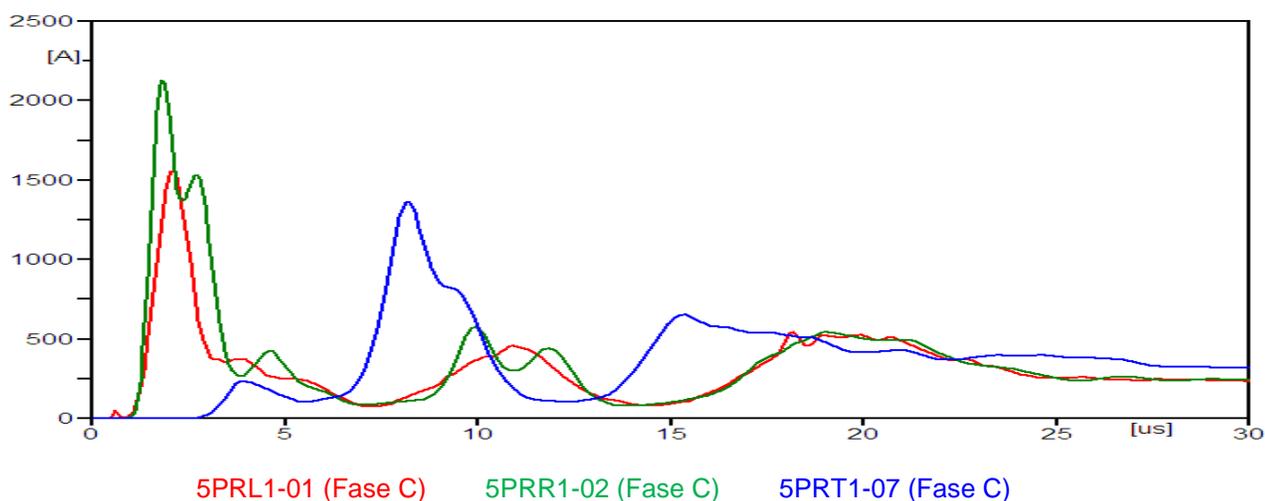


Figura 6.4: Corriente que descargan los descargadores de sobrevoltajes

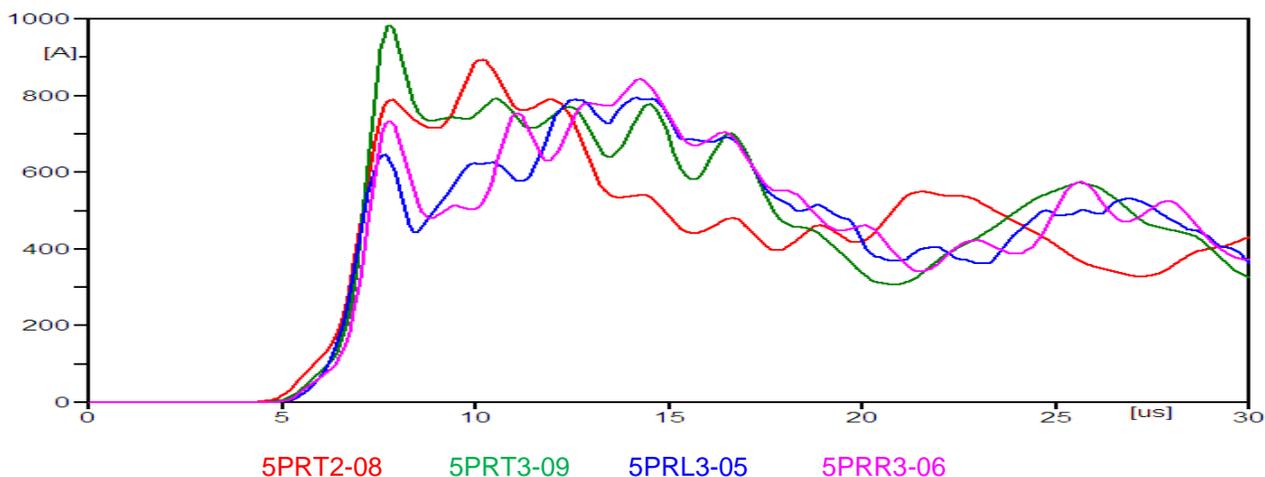


Figura 6.5 Corriente que descargan los descargadores de sobrevoltajes en fase C

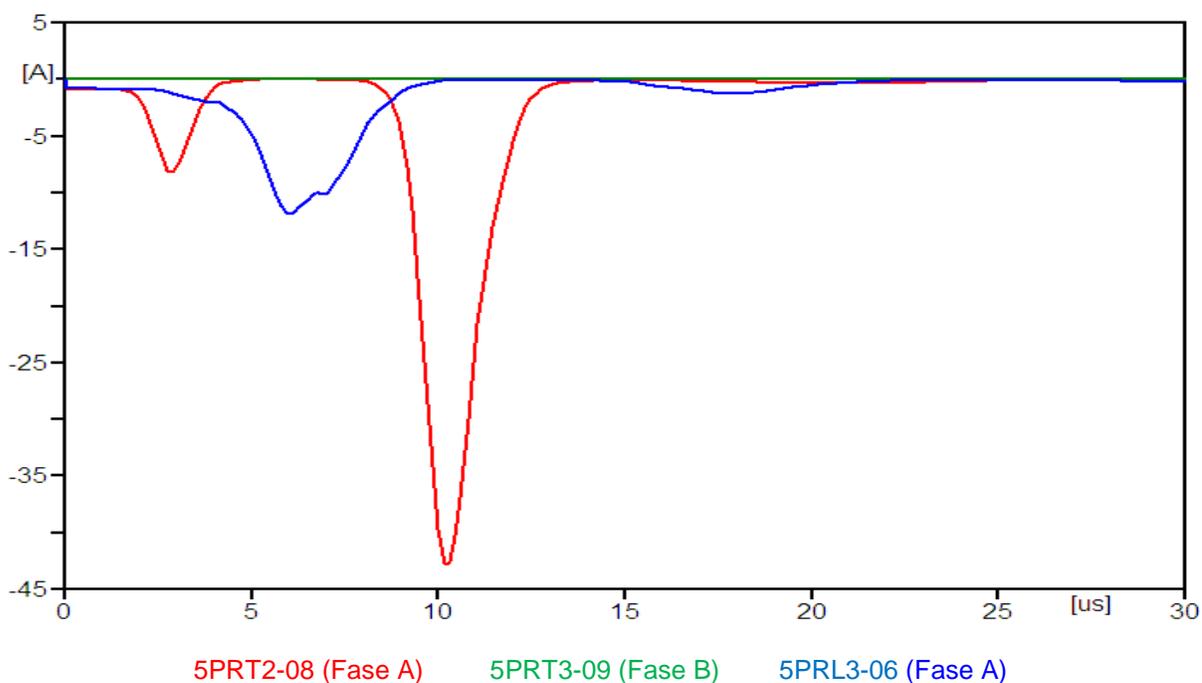


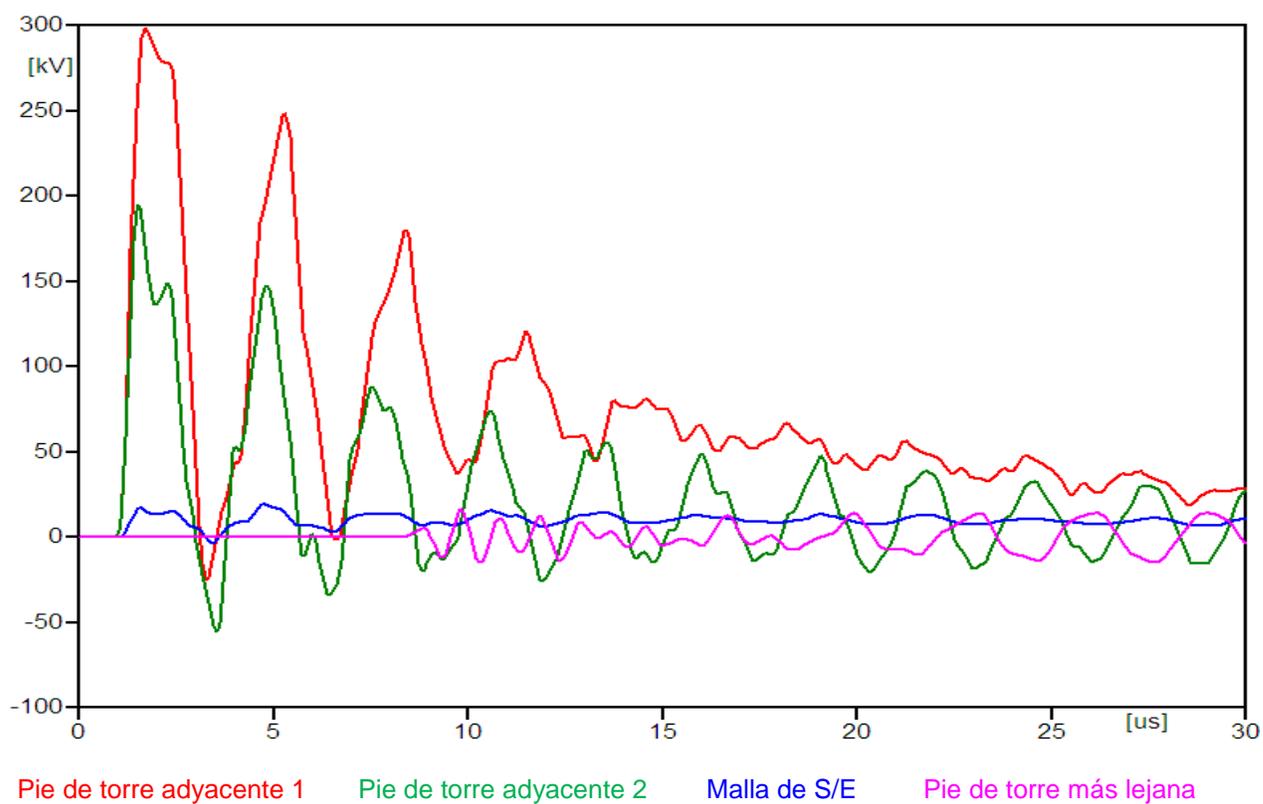
Figura 6.6: Corriente que descargan los descargadores de sobrevoltajes en fases A y fase B

6.1.2 DESCARGA EN MITAD DEL VANO

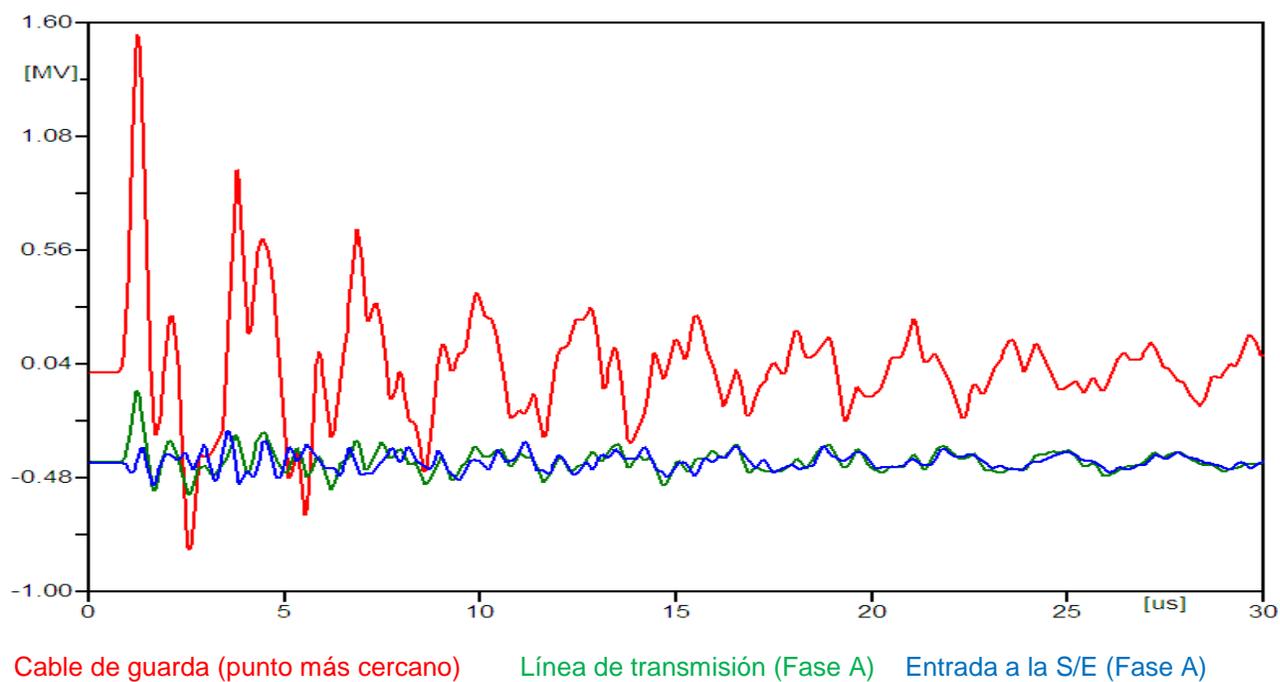
El rayo no solo cae sobre la torre de transmisión sino en cualquier punto del vano, existiendo un punto crítico donde al impactar el rayo se produce los mayores sobrevoltajes que es a la mitad del vano, debido a la simetría que existe en ambas direcciones y los coeficientes de reflexión y transmisión, desde el cual la onda empieza su viaje hacia las estructuras más cercana.

La presente simulación se realiza con una corriente de rayo de 30 kA y forma de onda de 1.2/50 μ s, que impacta en la mitad del vano próximo a la subestación con una resistencia de pie de torre constante para todas las torres.

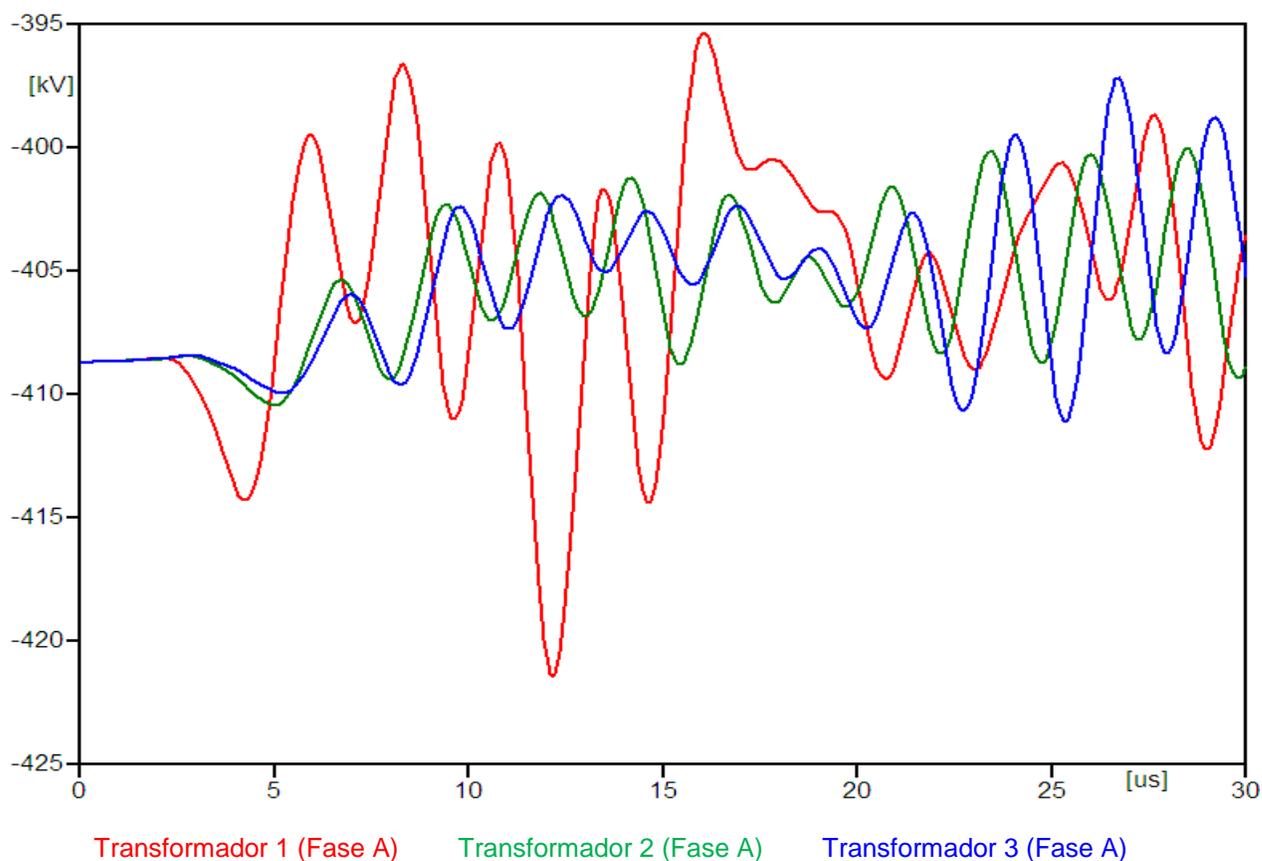
En la figura 6.7 se presentan las formas de ondas en diferentes puntos del sistema.



(a)



(b)



(c)

Figura 6.7: Comparación de voltajes en diferentes puntos y elemento: (a) En resistencia de pie de torres y malla de la S/E, (b) Línea de transmisión cerca del impacto y a la entrada de la S/E, (c) Transformadores

Cuando existe una descarga en la mitad del vano la magnitud del sobrevoltaje producido es elevada en el cable de guarda que viaja por las torres adyacentes hasta la resistencia de pie de torre. En comparación con los sobrevoltajes que caen en la torre, los sobrevoltajes por descarga en la mitad del vano son de mayor magnitud.

ELEMENTO	SÍMBOLO	VOLTAJE (kV) MÁXIMO		
		fase A	Fase B	Fase C
Resistencia de pie de torre 1		195		
Resistencia de pie de torre 2		298		
Resistencia de pie de torre 3		108		
Resistencia de pie de torre 4		52		
Resistencia de pie de torre 5		35		
Resistencia de pie de torre 6		22		
Resistencia de pie de torre 7		16		
Malla de la Subestación		19		
Cable de guarda		1548		
		fase A	Fase B	Fase C
Línea de transmisión	line	558	533	527
Entrada de la subestación	IN-s/e	515	343	347
Transformadores de potencial 1	5TP01	427	223	224
Transformadores de potencial 2	5TP02	413	211	216
Transformadores de potencial 3	5TP03	420	217	223
Transformadores de potencial 4	5TP04	409	207	212
Transformadores de potencial 5	5TP05	416	217	224
Transformadores de potencial 6	5TP06	409	207	215
Transformadores de corriente 2	5TC02	434	230	234
Transformadores de corriente 3	5TC03	436	229	234
Transformadores de corriente 4	5TC04	432	226	230
Transformadores de corriente 6	5TC06	421	222	228
Transformadores de corriente 7	5TC07	419	221	226
Transformadores de corriente 8	5TC08	420	216	224
Transformadores de corriente 10	5TC10	423	222	229
Transformadores de corriente 11	5TC11	426	225	232
Transformadores de corriente 12	5TC12	422	221	226
Transformadores de potencial 1	T1	421	216	219
Transformadores de potencial 2	T2	410	209	215
Transformadores de potencial 3	T3	411	211	218
Reactor L1	Rec-L1	452	248	252
Reactor L2	Rec-L2	426	223	228
Reactor L3	Rec-L3	419	222	230

Tabla 6.3: Valor absoluto de voltajes en cada elemento para descarga en la mitad del vano

Al igual que en el caso de descarga en la torre, los descargadores de sobrevoltajes de la subestación tienen corrientes mínimas que descargan en el orden de las decenas y mili amperios dependiendo de las fases que se midan respectivamente,

esto implica que no actúan los descargadores de sobrevoltajes por cuanto la variación de la onda de impulso no es lo suficiente grande de magnitud para exceder los límites de operación normal del sistema.

Cuando se produce descargas atmosféricas en la mitad del vano en una fase por falla de apantallamiento, estos sobrevoltajes son similares a cuando cae el rayo en una de las fases, debido a que la onda de impulso viaja por la línea de transmisión, y ve la misma impedancia característica.

6.2 ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD

El fenómeno de descarga atmosférica esta caracterizado por parámetros que son de naturaleza aleatoria, por lo tanto, los sobrevoltajes que se producen en cualquier punto o elemento del sistema en estudio, son también aleatorios. El análisis de sensibilidad permite determinar el o los parámetros que tienen mayor influencia en los sobrevoltajes de origen atmosférico, se mantienen los parámetros constantes y solamente uno de ellos varía en base a valores más probables. Se consideran los siguientes parámetros:

- Amplitud de la corriente del rayo
- Frente de onda
- Distancia de impacto del rayo en la línea respecto a la subestación

6.2.1 AMPLITUD DE LA CORRIENTE DEL RAYO

En la descarga del rayo en el cable de guarda (impacto en la torre) o en la fase se consideran los siguientes parámetros constantes: frente de onda de 1.2 μ s, tiempo de cola 50 μ s, resistencia de pie de torre de 10 Ω . La amplitud de la corriente varía entre 17 a 120 kA.

Los sobrevoltajes producidos en los elementos de la subestación para el caso de la descarga atmosférica en la torre de transmisión se indican en la figura 6.8, que muestra como varía el voltaje pico en cada elemento dependiendo de la amplitud de la corriente del rayo. Se puede observar una dependencia directa de estos dos parámetros (corriente del rayo – voltaje pico) con una relación lineal con mínima variación hasta los 60 kA, a partir de éste existe un salto grande del valor de la magnitud del voltaje pico siguiendo una dependencia lineal a partir de 80 kA, pero con variaciones considerables. El punto crítico de inflexión está entre 60 a 80 kA, donde el voltaje pico alcanza valores sobre los mega voltios en el caso de la línea de transmisión. Los valores que están en la figura 6.8 son de la fase A de cada elemento considerado. En el [anexo E] se muestran las tablas de todas las fases y cada elemento de la subestación.

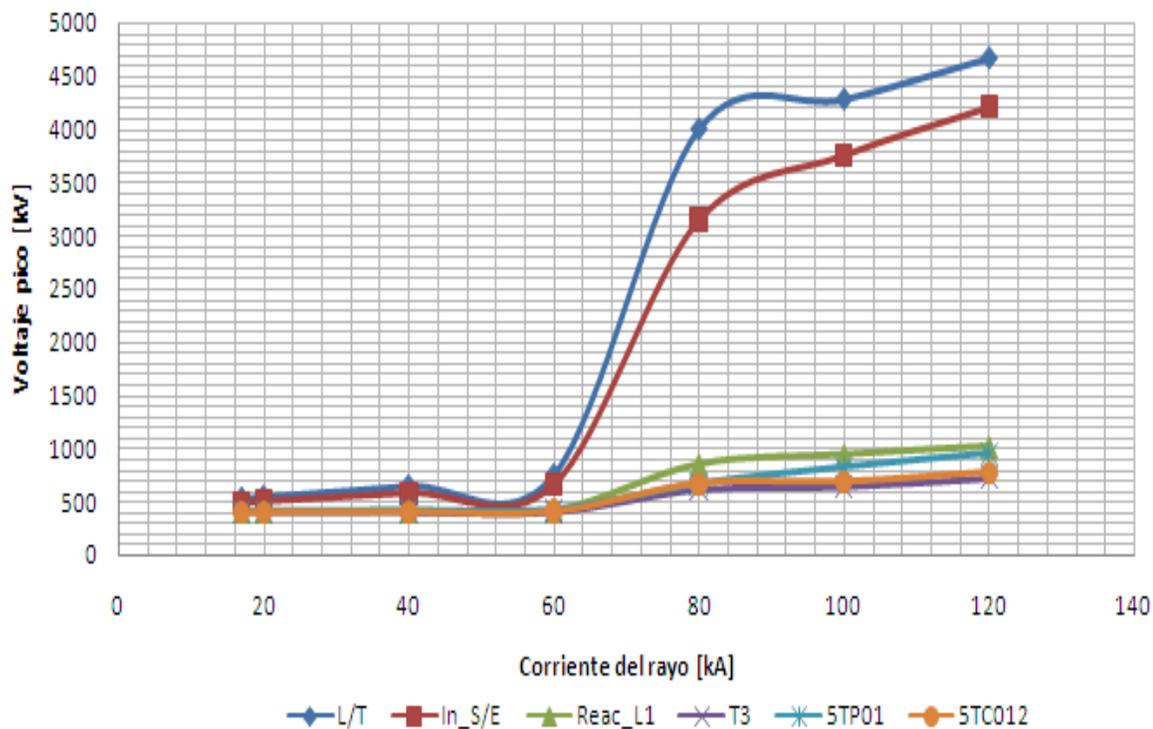


Figura 6.8: Sensibilidad de la amplitud de corriente del rayo (Fase A) para impacto en cable de guarda (Torre de transmisión)

Para el caso de impacto del rayo en una de la fase (falla de apantallamiento), se tiene una relación directa, a mayor corriente es mayor el voltaje pico en cada elemento siguiendo una tendencia lineal. En la figura 6.9 se muestra que el sobrevoltaje en la subestación tiene una gran atenuación a diferencia a los sobrevoltajes que en la línea y en la entrada a la subestación. En el [anexo F] de ilustran las tablas de magnitudes por fase en cada elemento.

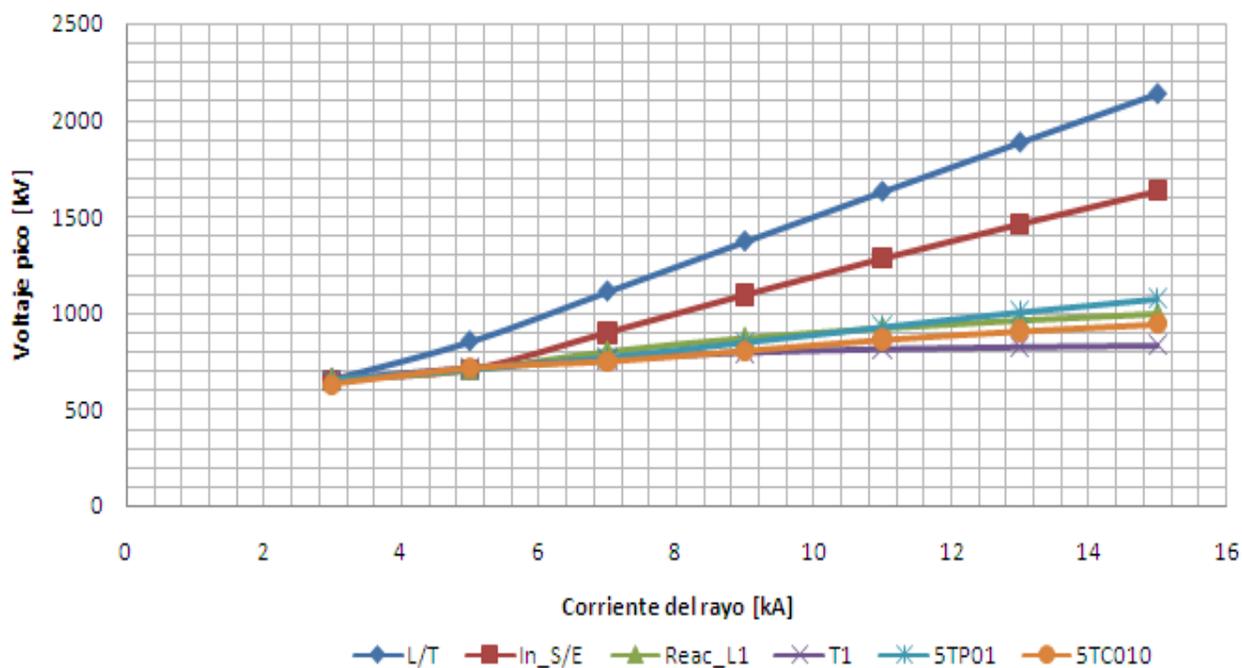


Figura 6.9: Sensibilidad de la amplitud de corriente del rayo (Fase C) para impacto en fase C

6.2.2 FRENTE DE ONDA

Para el caso de descarga del rayo en el cable de guarda (torre de transmisión) y descarga en la fase se consideran constantes los parámetros de corriente del rayo 30 kA, tiempo de cola 50 μ s, resistencia de pie de torre 10 Ω , y un frente de onda entre 1,2 a 10 μ s.

La figura 6.10 muestra como la magnitud de voltaje en los elementos varía en función del frente de la onda de voltaje, existiendo dos comportamientos distintos entre el voltaje en la línea de transmisión y en los elementos de la subestación. El voltaje pico sigue una tendencia descendente con respecto al frente de onda para el voltaje en la línea de transmisión, mientras que el voltaje en los equipos de la subestación la relación del voltaje pico con el frente de onda se mantiene constante.

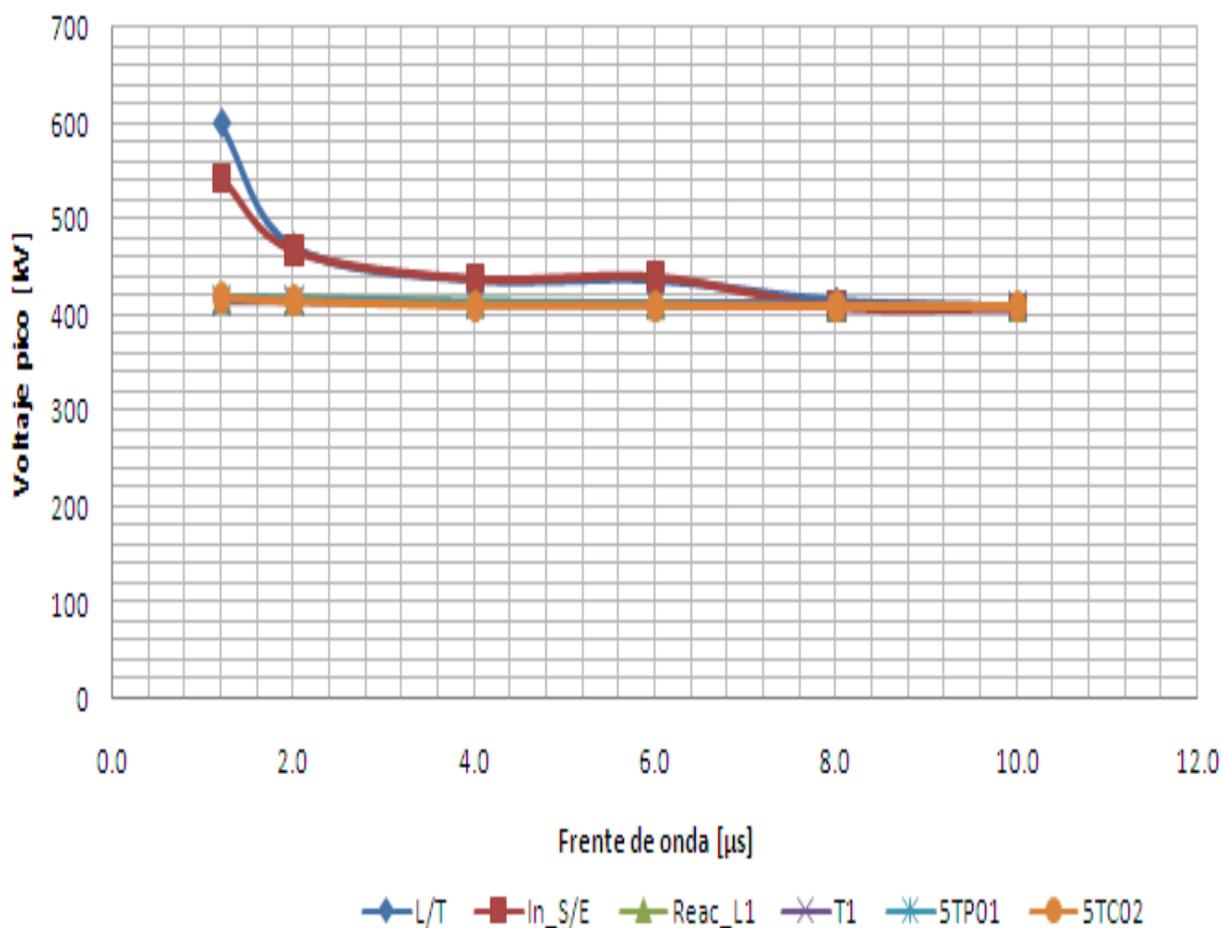


Figura 6.10: Sensibilidad del frente de onda (Fase A)

Para el caso de impacto de falla de apantallamiento, en la figura 6.11, muestra igual comportamiento entre las dos variables voltaje pico y frente de onda del caso de impacto del rayo en el cable de guarda (torre de transmisión).

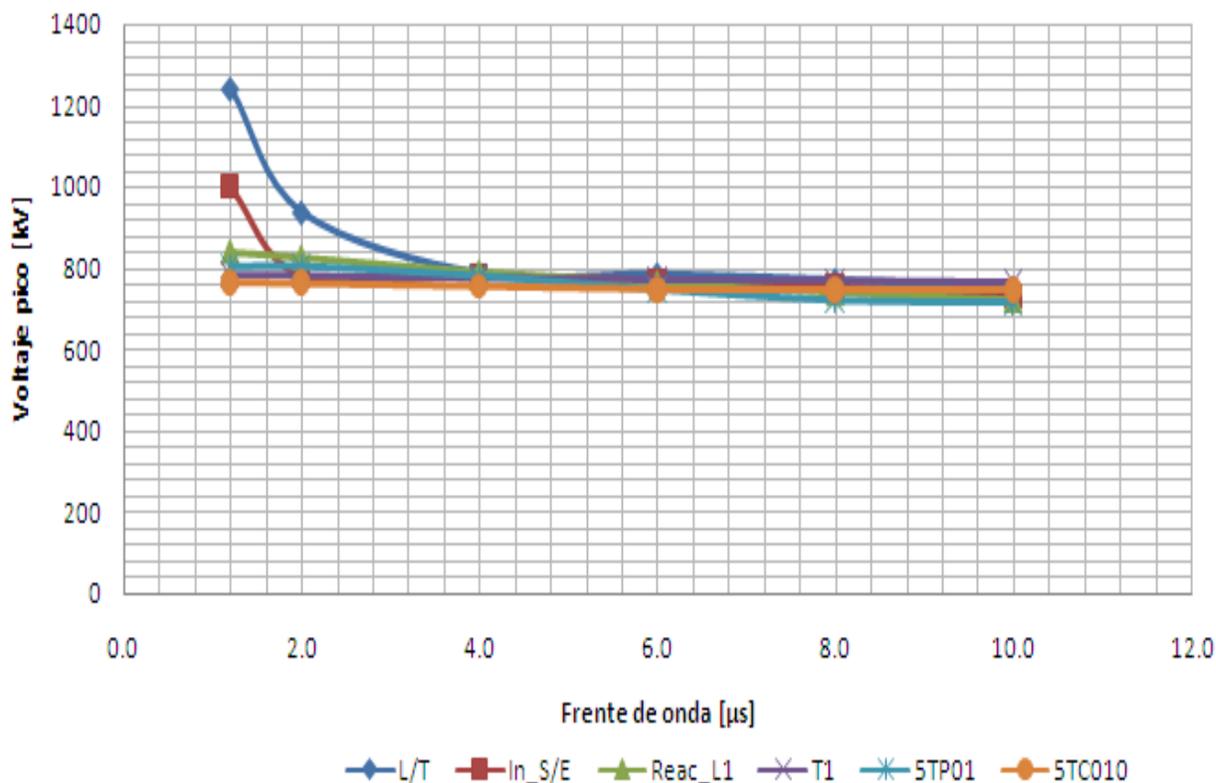


Figura 6.11: Sensitividad del frente de onda (Fase C) para impacto en la fase C

6.2.3 DISTANCIA DE IMPACTO DEL RAYO EN LA LÍNEA RESPECTO A LA SUBESTACIÓN

Para los dos casos que se producen mayores efectos de sobrevoltajes por descargas atmosféricas, se considera constante la amplitud de corriente 30 kA, frente de onda 1,2 μs , tiempo de cola de 50 μs , y el parámetro que varía es el vano donde impactó el rayo en la línea de transmisión.

En la figura 6.12 se muestra el caso de descarga del rayo en el cable de guarda (torre de transmisión) el comportamiento del voltaje en la línea de transmisión es diferente que en la subestación. En los elementos de la subestación es aproximadamente constante en los primeros cinco vanos, mientras que el siguiente

vano existe un descenso vertiginoso del voltaje, debido a la distancia que recorre el impulso de onda. El comportamiento irregular del voltaje pico dependiendo del lugar de impacto del rayo en los vanos de la línea de transmisión, debido a los coeficientes de transmisión y reflexión cuando la onda de impulso viaja por la línea de transmisión y en la subestación, produce subida de voltaje a la entrada de la subestación, pudiendo provocar falla de aislamientos de los equipos o elementos de la subestación.

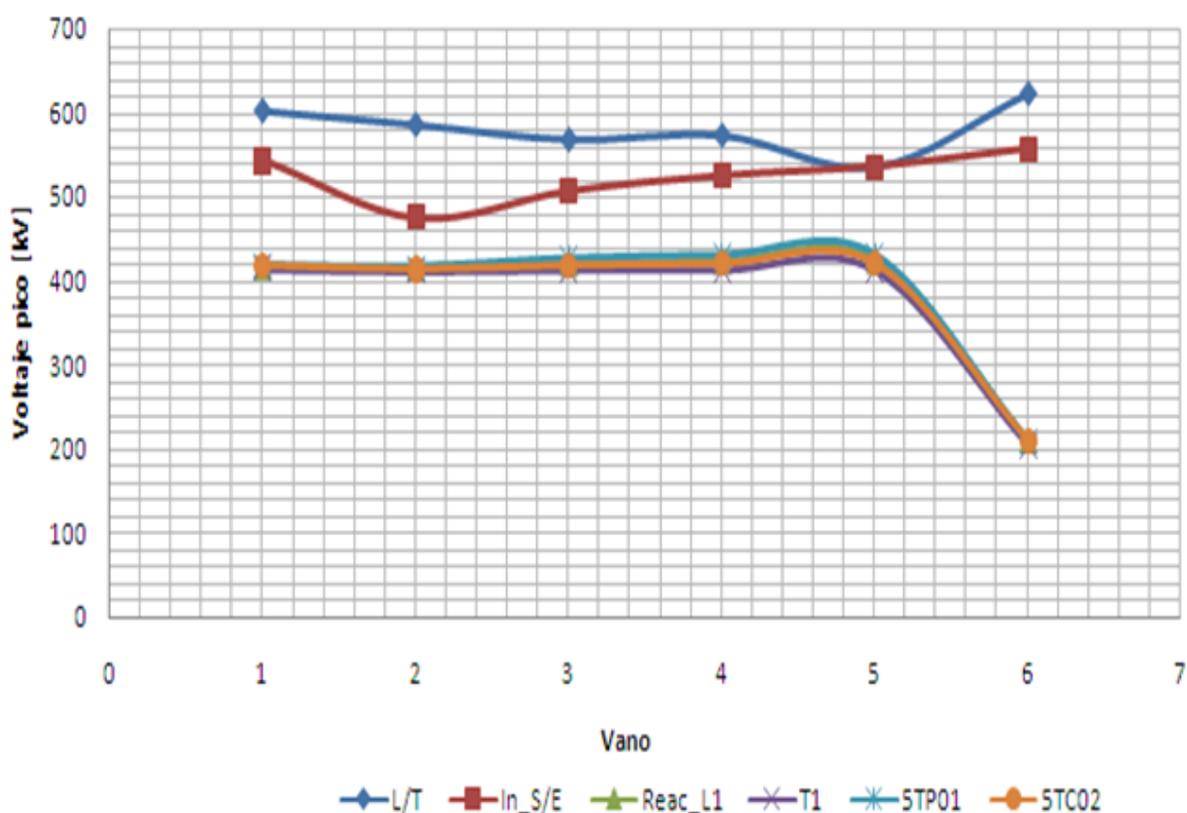


Figura 6.12: Sensitividad de la distancia de impacto del rayo sobre el cable de guarda, en la torre de transmisión en diferentes vanos (Fase A)

En el caso de impacto del rayo en el conductor de la fase C, que se ilustra en la figura 6.13, se determina una relación que a mayor distancia de impacto del rayo sobre la fase, menor es el voltaje en los elementos de la subestación. Por otro lado

en la línea de transmisión existe una relación descendente que a mayor distancia menor es el voltaje.

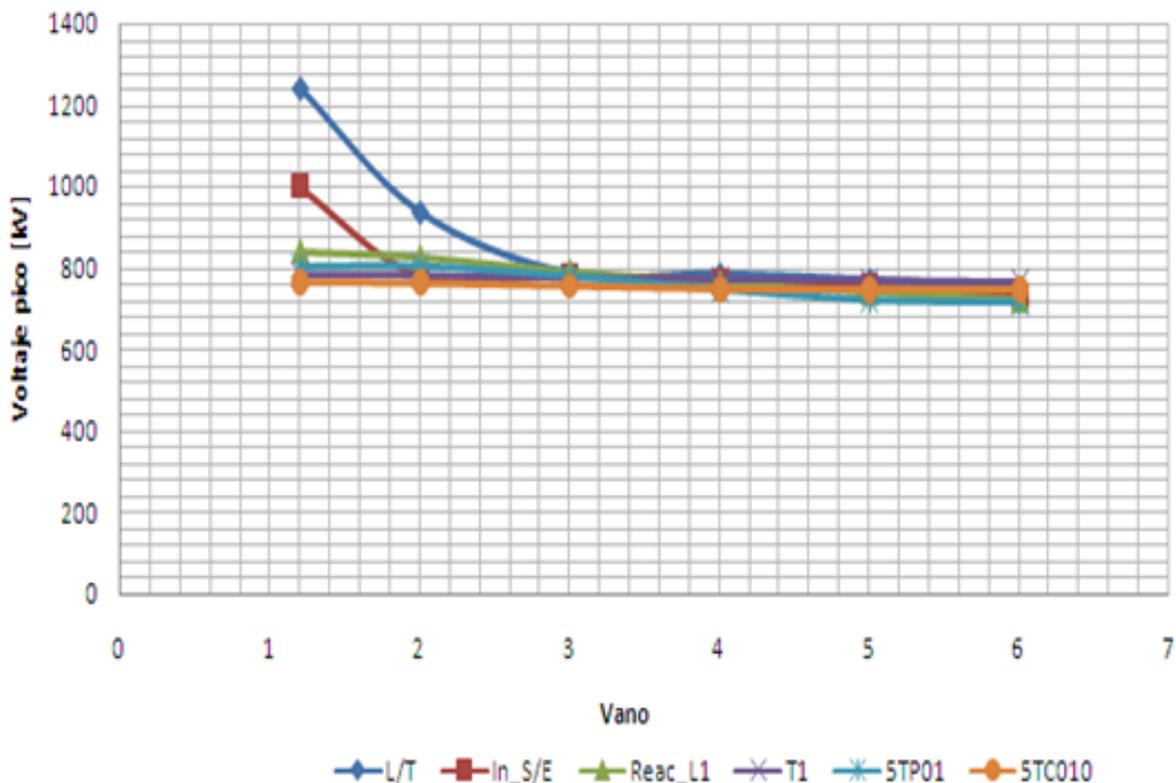


Figura 6.13: Sensibilidad de la distancia de impacto del rayo sobre la fase C

Para el caso de sensibilidad de tiempo de cola del rayo el estudio tiene resultados similares a los realizados en los casos expuestos anteriormente, y estos tienen mínimos cambios en las magnitudes de voltajes medidos.

6.3 CASO ESPECIAL (DISYUNTOR ABIERTO)

Esto sucede cuando la línea de transmisión está energizada desde el extremo remoto hasta el disyuntor que está dentro de la subestación (disyuntor abierto).

En resultados obtenidos en el punto 6.1.2, se determina que la amplitud de corriente tiene una mayor influencia sobre los otros parámetros y a partir de los 80 kA produce voltajes de mayor magnitud, por la cual se utiliza este valor para el análisis de interruptor abierto, manteniendo los otros parámetros constantes. El impacto del rayo se realiza en el primer vano que es caso más crítico, en el cable de guarda (torre de transmisión), en la figura 6.14 se muestra los sobrevoltajes en cada elemento involucrados en el caso de estudio.

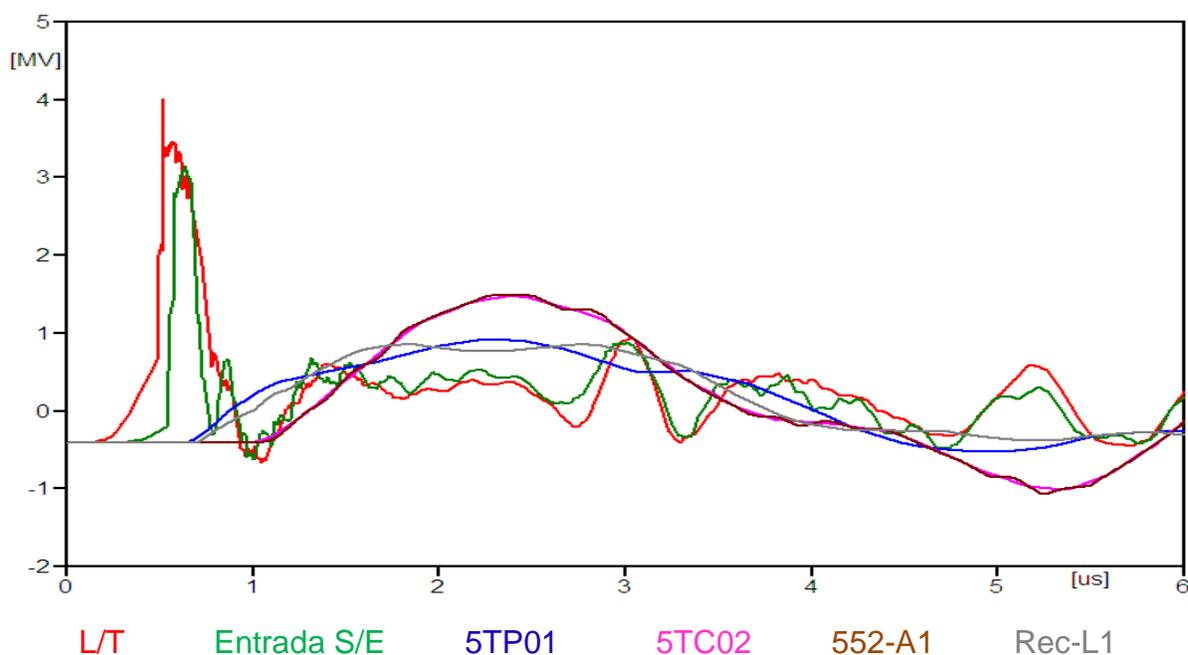


Figura 6.13: Sobrevoltajes en disyuntor abierto de los elementos en la fase A para descarga atmosférica en el cable de guarda (torre de Transmisión)

En el caso de descarga del rayo en el conductor de la fase C, con parámetros de frente de onda y cola de onda normalizados del rayo según norma IEC 61-1, pero la intensidad de corriente de 15 kA. Los resultados de voltajes en cada elemento se presentan en la figura 6.14, cuando el rayo cae en el primer vano desde la subestación.

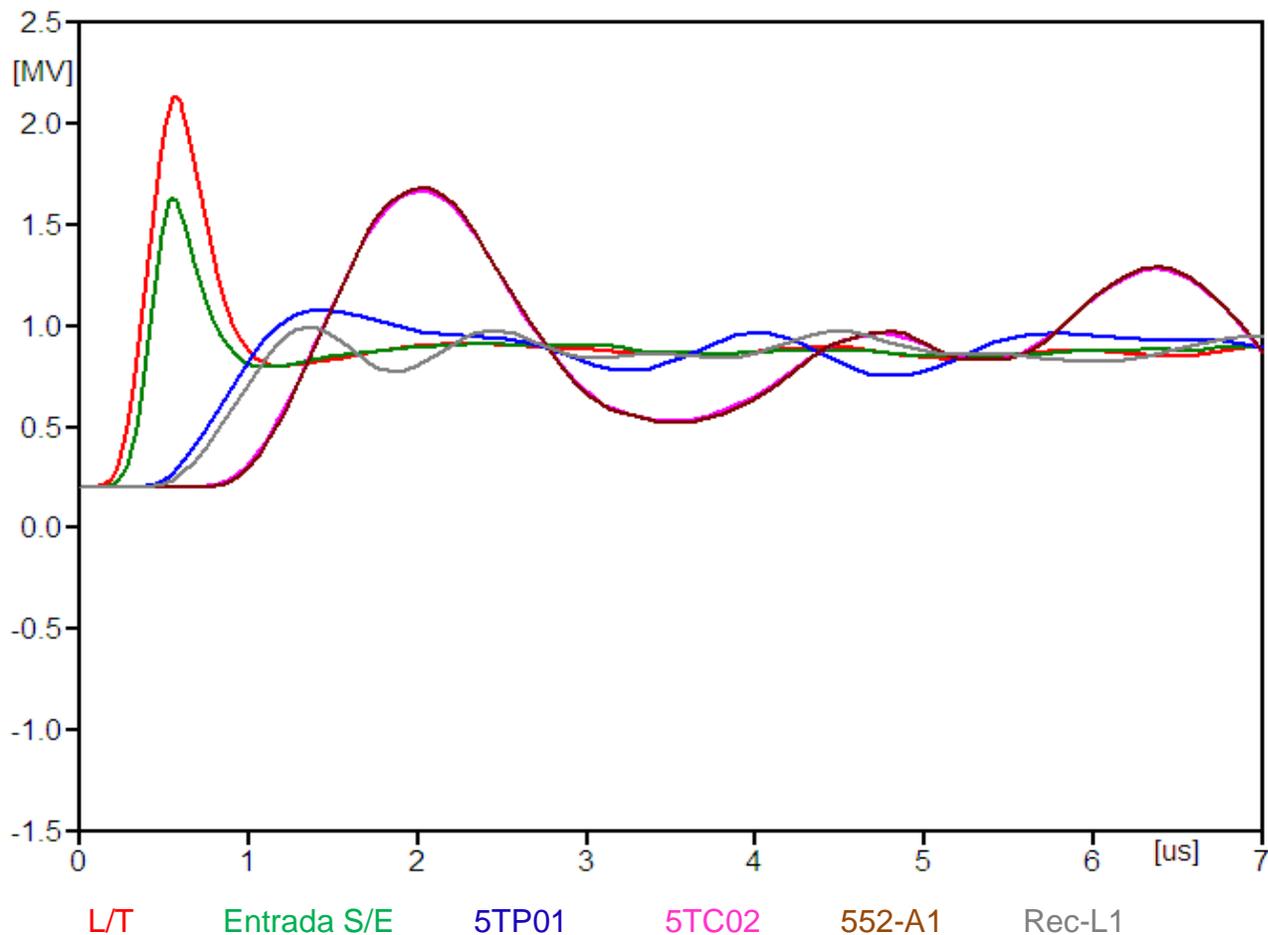


Figura 6.14: Sobrevoltajes en disyuntor abierto de los elementos en la fase C para descarga atmosférica en la fase C

En la tabla 6.4 se presenta los valores de voltaje para los dos casos con diferentes condiciones, en ciertos puntos el sobrevoltaje alcanza valores en el orden de los megavoltios, estos valores pueden producir falla de aislamiento en los equipos involucrados, por tal motivo los equipos deben estar en capacidad de soportar sobrevoltajes, y también los descargadores de sobrevoltajes deben estar en capacidad de evacuar el exceso de voltaje que produce una descarga atmosférica.

Elemento	SOBREVOLTAJE (kV)					
	Cable de guarda (Impacto en la torre)			Impacto del rayo en la fase C		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
L/T (punto de impacto)	4005	2044	1629	664	842	2136
Entrada S/E	3146	1341	1150	609	675	1632
Reactor L1	860	527	488	614	580	995
5TP01	924	443	388	491	428	1079
5TC02	1480	798	753	812	730	1666
552-A1	1489	828	785	820	745	1683

Tabla 6.4: Valores de sobrevoltajes para disyuntor abierto en dos casos

6.4 ENERGÍA DEL DESCARGADOR DE SOBREVOLTAJE

Los descargadores de sobrevoltajes tienen la capacidad de absorber energía dependiendo del fabricante, tipo y modelo del descargador de sobrevoltaje, para el nivel de voltaje de 500 kV los sobrevoltajes de maniobra determinan el tipo de descargador de sobrevoltaje. Según [14], y lo expuesto en la tabla 5.6 se considera la siguiente ecuación:

$$W' = \frac{W}{V_r} \quad 6.1$$

Donde:

W= Energía a ser absorbida, kJ

W'= Energía especificada máxima (Catálogo),= 15,4 kJ/kV

V_r= Voltaje asignado o nominal, 420 kV_{rms f-t}

Con el V_r en kV pico fase tierra y la ecuación 6.1 se obtiene que la energía que puede absorber el descargador de sobrevoltaje es de 9147 kJ.

En el caso de impacto del rayo en el cable de guarda, la máxima energía que absorbe es de 4 kJ aproximadamente. Pero en el caso de la descarga atmosférica en una fase (falla de apantallamiento), existen valores de energía considerables para la peor condición de impacto del rayo con una corriente de 15 kA, y una onda de impulso de 1.2/50 μ s, y en el vano adyacente a la subestación. En la siguiente figura 6.15 se presenta las formas de onda.

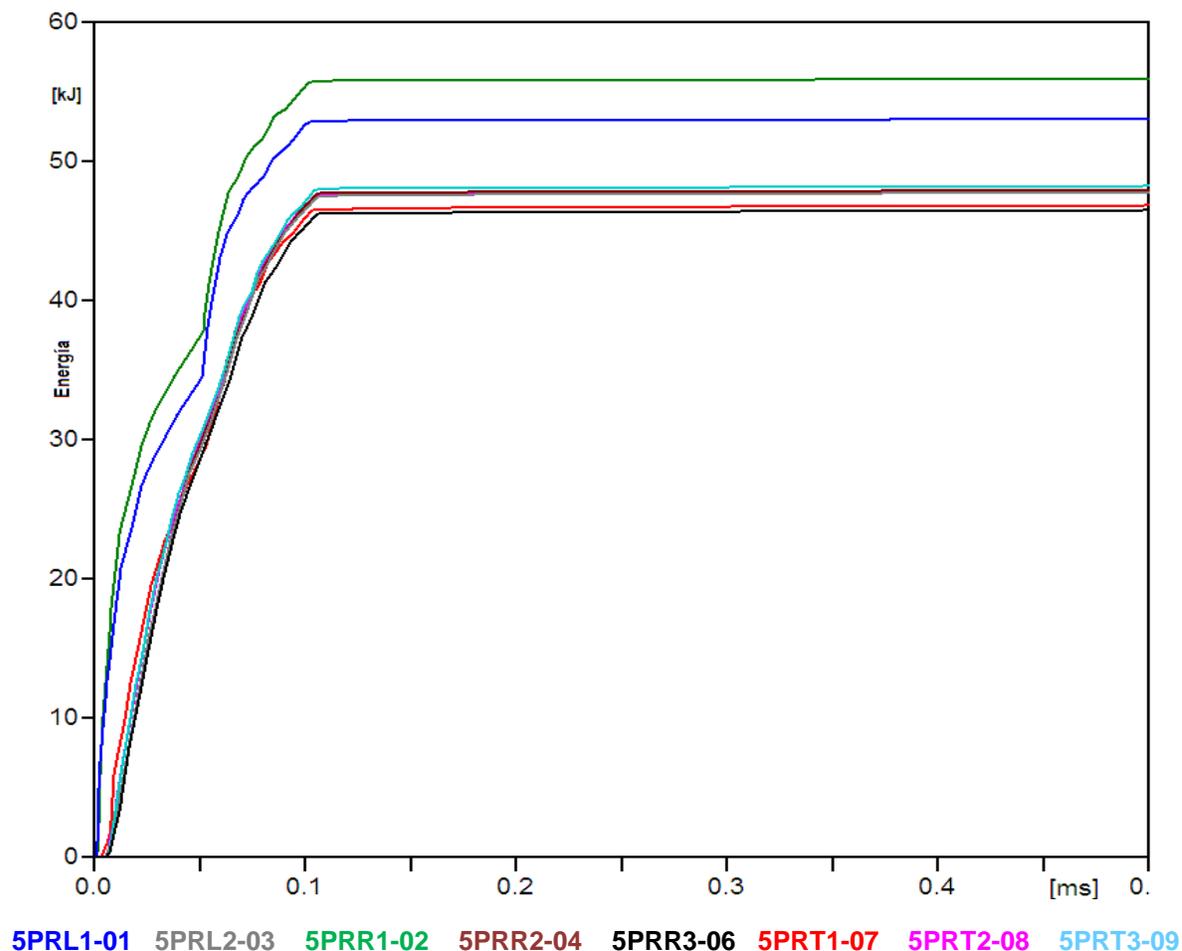


Figura 6.15: Energía absorbida en la fase C

Para la figura 6.16, con las mismas condiciones que de la figura 6.15, pero para el caso de disyuntor abierto, el valor de energía está dentro de la capacidad del descargador de energía.

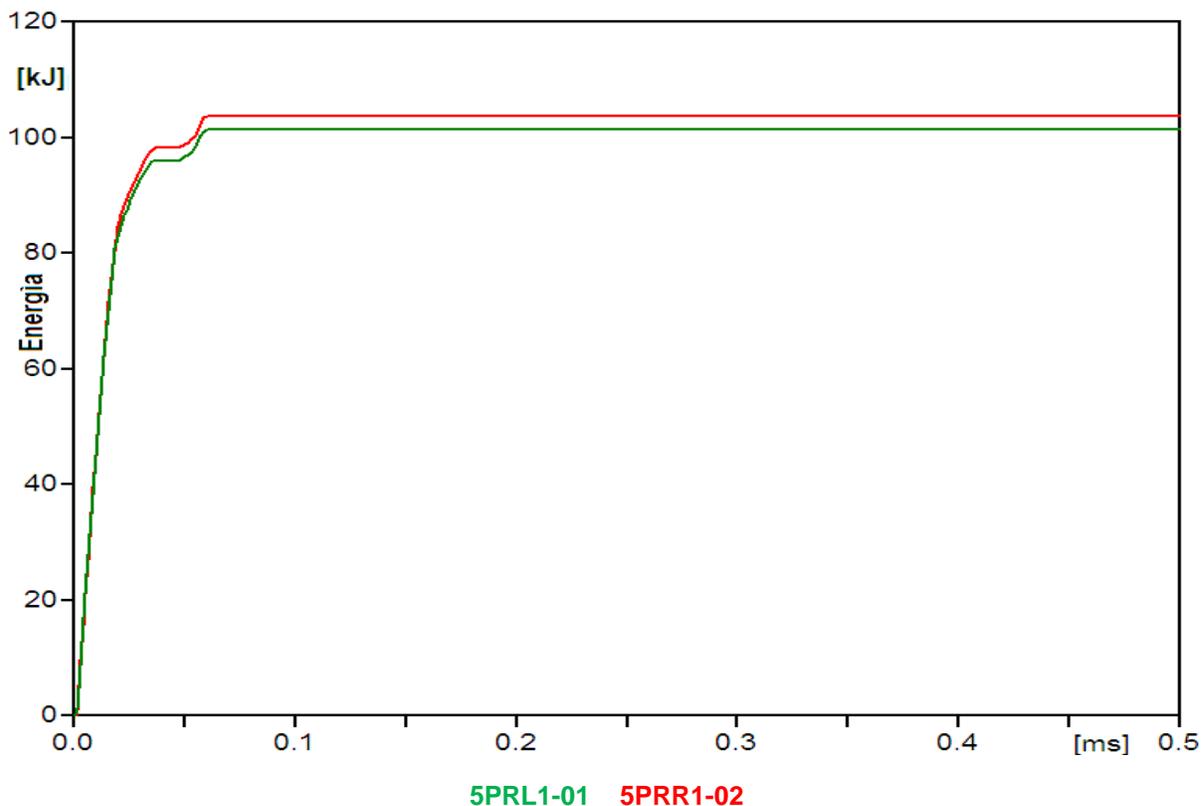


Figura 6.15: Energía absorbida en la fase C para disyuntor abierto

6.5 DETERMINACIÓN DEL NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO (BIL) DE LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN

El objetivo de la coordinación de aislamiento es determinar la característica de aislamiento de los equipos del sistema eléctrico para garantizar que el nivel de aislamiento que soporta los equipos por efecto de transitorios eléctricos.

Según la norma IEC 71-1 [18], define dos rangos de voltajes para sistemas eléctricos en función del voltaje más elevado para los equipos:

- Rango I: 1 kV hasta 245 kV incluido
- Rango II: Voltajes mayores a 245 kV

Para sistemas de rango I los sobrevoltajes por descargas atmosféricas son los que mayor importancia tienen, mientras que para rango II los sobrevoltajes de maniobra son los de mayor importancia [18].

Existe aislamiento interno y externo de los equipo de la subestación, el primero de ellos se refiere al que está protegido contra factores atmosféricos y ambientales, por tal motivo no le afecta la altura ni la humedad. Mientras el aislamiento externo es aquel que está expuesto directamente al ambiente y le afecta la altura, humedad y contaminación. Además existe aislamiento autorecuperable y no autorecuperable, el primero se refiere a que ante pruebas dieléctricas vuelve a sus características iniciales, en cambio el aislamiento no autorecuperable después de una prueba dieléctrica pierde totalmente o parcialmente sus características.

El presente estudio considera que el aislamiento externo es autorecuperable y el aislamiento interno es no autorecuperable, también el equipo con mayor protección es el transformador de potencia y su protección se realiza con el descargador de sobrevoltaje.

A continuación se presenta el análisis del BIL para los equipos de la subestación sólo considerando descargas atmosféricas.

Mediante el siguiente procedimiento se define la coordinación de aislamiento en base a determinar los voltajes y sobrevoltajes:

- Sobrevoltajes representativos, V_{rp}
- Voltaje soportado de coordinación, V_{cw}
- Voltaje soportado requerido, V_{rw}
- Nivel de aislamiento normalizado, V_w

6.5.1 SOBREVOLTAJES REPRESENTATIVOS, V_{rp}

Este valor no se calcula sino se determina directamente V_{cw} .

6.5.2 VOLTAJE SOPORTADO DE COORDINACIÓN, V_{cw}

Para calcular el voltaje V_{cw} se aplica el método estadístico simplificado que determina la ecuación 6.2 y es independiente de las condiciones atmosféricas [14].

$$V_{cw} = V_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad 6.2$$

Donde:

V_{pl} = Nivel de protección del pararrayo a impulsos tipo rayo, kV

A= Parámetro definido según el tipo de línea conectada a la subestación, kV.

Para haz de 4 conductores por fase para 500 kV es 11000 kV

n= El menor número de líneas conectadas a la subestación (n=1 o n=2)

L= Distancia entre el descargador de sobrevoltaje y el equipo a proteger, Km

L_{sp} = Longitud del vano de la línea contigua a la subestación, Km

L_a = Longitud de la línea para cual la tasa de salida es igual a la tasa de fallas aceptables para los equipos, Km, su valor se calcula con la siguiente expresión [14]

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \left[\frac{1/\text{año}}{1/\text{km} \cdot \text{año}} \right] \quad 6.3$$

Donde:

R_a = Tasa de fallas aceptables para equipos

R_{km} = Tasa de salida de la línea

6.5.3 VOLTAJE SOPORTADO REQUERIDO, V_{rw}

Este voltaje V_{rw} depende de las condiciones atmosféricas, en condiciones reales de servicio se determina por factores de compensación para diferentes condiciones de trabajo. Estos factores son: Condiciones atmosférica, K_a , (densidad relativa del aire y humedad), y factores de seguridad (K_s) que están relacionados con el envejecimiento del aislamiento, diferencias entre condiciones de fábrica y el montaje del equipo y inexactitudes en la determinación de los voltajes soportados de coordinación.

6.5.3.1 Voltaje soportado requerido para aislamiento externo

Para aislamiento externo solo influyen los efectos atmosféricos y según la norma IEC [19] el factor se define en función de la densidad relativa del aire y de la humedad [14].

$$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s \quad 6.4$$

Donde:

K_s = Coeficiente de seguridad es 1,05

K_a = Coeficiente de corrección atmosférico

El coeficiente de corrección atmosférica, K_a , depende la altura sobre el nivel de mar (msnm) donde está instalado el equipo [14].

$$K_a = e^{m\left(\frac{H-1000}{8150}\right)} \quad 6.5$$

Donde:

H= Altura sobre el nivel del mar, m

m= Exponente experimental, m=1, para impulsos atmosféricos

6.5.3.2 Voltaje soportado requerido para aislamiento interno

El aislamiento interno no se afecta por las condiciones atmosféricas, y su valor viene dado por [14]:

$$V_{rw} = V_{cw} * K_s \quad 6.6$$

Donde:

K_s = Coeficiente de seguridad es 1,15

6.5.4 NIVEL DE AISLAMIENTO NORMALIZADO, V_w

Una vez calculados estos dos voltajes soportados se procede a normalizar estos valores según la norma IEC [18], donde se refiere a los voltajes máximos para equipos (V_m) que se muestran en la tabla 6.5.

Voltajes pico en kV						
20	95	250	650	1050	1550	2100
40	125	325	750	1175	1675	2250
60	145	450	850	1300	1800	2400
75	170	550	950	1425	1950	

Nota: Estos valores de nivel de aislamiento son validos para alturas hasta los 10000 msnm

Tabla 6.5: Valores normalizados de voltajes soportados tipo impulso, [18]

A continuación se presenta las tablas 6.6 y 6.7, que muestra valores normalizados para rango II según [20] y [19].

Voltaje máximo del sistema V_m, Fase-Fase; kV rms	Nivel básico de aislamiento de impulso atmosférico, BIL, Fase-Tierra, kV pico	Nivel básico de aislamiento de impulso de maniobra, BSL, Fase-Tierra, kV pico
362	900	650
	975	750
	1050	825
	1175	900
	1300	975
		1050
550	1300	1175
	1425	1300
	1550	1425
	1675	1550
	1800	
800	1800	1300
	1925	1425
	2050	1550
		1675
		1800

Nota: Estos valores de nivel de aislamiento son validos para alturas hasta los 10000 msnm

Tabla 6.6: Voltajes soportados estandarizados para rango II, según ANSI/IEEE ($V_m > 245$ kV) [20]

Voltaje máximo para equipos; kV (rms)	Nivel básico de aislamiento de impulso de maniobra		Voltaje soportado nominal a impulso atmosférico, kV pico
	Fase-Tierra, kV pico	Fase-Fase; (Relación con el valor Fase – Tierra kV pico)	
300	750	1,5	850
			950
	850	1,5	950
			1050
362	850	1,5	950
			1050
	950	1,5	1050
			1175
420	850	1,6	1050
			1175
	950	1,5	1175
			1300
	1050	1,5	1300
1425			
525	950	1,7	1175
			1300
	1050	1,6	1300
			1425
	1175	1,5	1425
1550			
765	1300	1,7	1675
			1800
	1425	1,7	1800
			1950
	1550	1,6	1950
2100			

Nota: Estos valores de nivel de aislamiento son validos para alturas hasta los 10000 msnm

Tabla 6.7: Voltajes soportados estandarizados para rango II, ($V_m > 245$ kV) [19]

6.6 CÁLCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO A IMPULSO ATMOSFÉRICO (BIL) DE LOS EQUIPOS

Para este cálculo sólo se considera el aislamiento externo e interno de los equipos.

Para los transformadores se tiene lo siguiente:

$$\text{Si } V_{rp} = V_{cw}$$

$$V_{pl} = 998 \text{ kV, para una corriente } 20 \text{ kA}$$

$$A = 11000 \text{ kV}$$

$n = 1$, Considerando condición mas critica

$L = 20 \text{ m}$, de acuerdo a la distancia entre pararrayos y transformador

$L_{ps} = 400 \text{ m}$, vano característico

$R_a = 0,002$ (falla/año), valor aceptable para equipo

$R_{Km} = 0,002$ (falla/100 Km/año), valor conservador

Con estos parámetros se obtiene:

$$V_{cw} = 1155,14 \text{ kV}_{\text{pico F-t}}$$

Para el resto de equipos, el criterio es que el descargador de sobrevoltaje debe proteger al equipo más lejano, y sólo cambian los siguientes parámetros:

$L = 80 \text{ m}$, de acuerdo a la distancia al equipo, [Anexo B]

$R_a = 0,0025$ (falla/año), valor aceptable para equipo

$R_{Km} = 0,00125$ (falla/100 Km/año), valor realista

Con estos parámetros se obtiene:

$$V_{cw} = 1364,67 \text{ kV}_{\text{pico f-t}}$$

Para V_{rw} , se debe determinar el factor de corrección atmosférico, (K_a), que da un valor para la altura de 2830 msnm, $K_a = 1,25$ (ecuación 6.5).

Aislamiento	Datos	V_{rw} (kV _{pico f-t})	
		Transformador	Resto de equipos
EXTERNO	$V_{rw} = V_{cw} * K_a * K_s$ $R_a = 1,25; R_s = 1,05$	1516,12	1791,13
INTERNO	$V_{rw} = V_{cw} * K_s$ $R_s = 1,15$	1328,41	1569,37

Tabla 6.8: Voltajes soportados requeridos

Por último los valores normalizados que debe cumplir $V_w \geq V_{rw}$

Aislamiento	V_w (kV _{pico f-t})	
	Transformador	Resto de equipos
EXTERNO	1550	1800
INTERNO	1425	1675

Tabla 6.9: Voltajes normalizados según norma IEC, [18]

6.7 OBTENCIÓN DEL BIL DE LOS EQUIPOS SEGÚN LOS RESULTADOS DE SIMULACIÓN

Para determinar el BIL de los equipos de la subestación se considera los dos casos de estudio de impacto del rayo en la peor condición: corriente del rayo de 120 kA y la onda de impulso de 1,2/50 μ s en el vano adyacente a la subestación.

Mediante el método estadístico simplificado se determina que el sobrevoltaje máximo esta multiplicado por factores de seguridad tanto para el aislamiento externo como interno, el factor de corrección atmosférico que influye sólo en el aislamiento externo ya está representado en todos los valores obtenidos en las simulaciones, por tal motivo sólo queda multiplicar por el factor de seguridad.

TRANSFORMADORES*								
EQUIPO	 AISLAMIENTO EXTERNO							
	DESCARGA EN CABLE DE GUARDA (T/T)* **				DESCARGA EN LA FASE C			
	Vmax (kV pico f-t)	Factor de corrección		BIL (kV pico f-t)	Vmax (kV pico f-t)	Factor de corrección		BIL (kV pico f-t)
		K_a	K_s			K_a	K_s	
T1	801	1.25	1.05	1049	827	1.25	1.05	1083
T2	727	1.25	1.05	952	783	1.25	1.05	1026
T3	727	1.25	1.05	952	800	1.25	1.05	1048
 AISLAMIENTO INTERNO								
T1	801	1.15		921	827	1.15		951
T2	727	1.15		836	783	1.15		900
T3	727	1.15		836	800	1.15		920
* En la fase con mayor valor de voltaje ** T/T, En la torre de transmisión								

Tabla 6.10: BIL determinado para los transformadores

RESTO DE EQUIPOS*								
EQUIPO	AISLAMIENTO EXTERNO							
	DESCARGA EN CABLE DE GUARDA (T/T)* *				DESCARGA EN LA FASE C			
	Vmax (kV pico f-t)	Factor de corrección		BIL (kV pico f-t)	Vmax (kV pico f-t)	Factor de corrección		BIL (kV pico f-t)
K _a		K _s	K _a			K _s		
Rec L1	1019	1.25	1.05	1335	1.25	1.25	1.05	1303
Rec L2	826	1.25	1.05	1082	1.25	1.25	1.05	1030
Rec L3	805	1.25	1.05	1055	1.25	1.25	1.05	1031
5TP01	956	1.25	1.05	1252	1.25	1.25	1.05	1404
5TP02	781	1.25	1.05	1023	1.25	1.25	1.05	1134
5TP03	780	1.25	1.05	1022	1.25	1.25	1.05	1062
5TP04	718	1.25	1.05	941	1.25	1.25	1.05	1031
5TP05	785	1.25	1.05	1028	1.25	1.25	1.05	1044
5TP06	731	1.25	1.05	958	1.25	1.25	1.05	1057
5TC02	696	1.25	1.05	912	1.25	1.25	1.05	1196
5TC03	703	1.25	1.05	921	1.25	1.25	1.05	1184
5TC04	625	1.25	1.05	819	1.25	1.25	1.05	1159
5TC06	776	1.25	1.05	1017	1.25	1.25	1.05	1166
5TC07	754	1.25	1.05	988	1.25	1.25	1.05	1140
5TC08	695	1.25	1.05	910	1.25	1.25	1.05	1108
5TC010	786	1.25	1.05	1030	1.25	1.25	1.05	1238
5TC011	795	1.25	1.05	1041	1.25	1.25	1.05	1224
5TC012	777	1.25	1.05	1018	1.25	1.25	1.05	1197
AISLAMIENTO INTERNO								
Rec L1	1019	1.05		1172	995	1.15		1144
Rec L2	826	1.05		950	786	1.15		904
Rec L3	805	1.05		926	787	1.15		905
5TP01	956	1.05		1099	1072	1.15		1233
5TP02	781	1.05		898	866	1.15		996
5TP03	780	1.05		897	811	1.15		933
5TP04	718	1.05		826	787	1.15		905
5TP05	785	1.05		903	797	1.15		917
5TP06	731	1.05		841	807	1.15		928
5TC02	696	1.05		800	913	1.15		1050
5TC03	703	1.05		808	904	1.15		1040
5TC04	625	1.05		719	885	1.15		1018
5TC06	776	1.05		892	890	1.15		1024
5TC07	754	1.05		867	870	1.15		1001
5TC08	695	1.05		799	846	1.15		973
5TC010	786	1.05		904	945	1.15		1087
5TC011	795	1.05		914	934	1.15		1074
5TC012	77	1.05		894	914	1.15		1051

* En la fase con mayor valor de voltaje
** T/T, En la torre de transmisión

Tabla 6.11: BIL determinado para el resto de equipos

DISYUNTOR ABIERTO*								
EQUIPO	AISLAMIENTO EXTERNO							
	DESCARGA EN CABLE DE GUARDA (T/T)**				DESCARGA EN LA FASE C			
	Vmax (kV pico f-t)	Factor de corrección		BIL (kV pico f-t)	Vmax (kV pico f-t)	Factor de corrección		BIL (kV pico f-t)
K_a		K_s						
Rec_L1	860	1.25	1.05	1126	995	1.25	1.05	1303
5TP01	924	1.25	1.05	1211	1079	1.25	1.05	1414
5TC02	1480	1.25	1.05	1939	1666	1.25	1.05	2183
552-A1	1489	1.25	1.05	1950	1683	1.25	1.05	2205
AISLAMIENTO INTERNO								
Rec_L1	860	1.15		989	995	1.15		1144
5TP01	924	1.15		1063	1079	1.15		1241
5TC02	1480	1.15		1702	1666	1.15		1916
552-A1	1489	1.15		1712	1683	1.15		1935

* En la fase con mayor valor de voltaje ** T/T, En la torre de transmisión

Tabla 6.12: BIL para caso especial, Disyuntor abierto

Según los valores obtenidos del BIL en las tablas 6.10 y 6.11 tanto para aislamiento externo e interno y en base a los valores normalizados de la tabla 6.7 [19], se recomienda los valores del BIL, presentados en la tabla 6.13. Los valores de la tabla 6.12, que es el caso más crítico y en las peores condiciones el BIL de el TC y del disyuntor, tienen un BIL alto, esto implica que se debe realizar un análisis técnico económico de riesgo de falla que debe tener una subestación, porque si no se tiene un riesgo de falla el costo de la inversión de la subestación puede ser grande. Este valor del BIL está sujeto a los valores que se obtengan del nivel de aislamiento de maniobra (BSL).

EQUIPO	BIL	
	EXTERNO	INTERNO
	kV pico f-t	kV pico f-t
Transformador	1425	1300
Resto de equipos*	1950	1675

Nota: * Disyuntor, seccionador, transformadores de corriente y potencial y reactores

Tabla 6.13: Valores recomendados del BIL para la S/E de 500 kV (El Inga)

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- En sistemas de extra alto voltaje (EHV) de 500 kV los sobrevoltajes causados por descargas atmosféricas depende de la intensidad de la corriente del rayo, manteniendo una relación directamente proporcional, cuando aumenta la magnitud de la corriente de la descarga, aumenta el sobrevoltaje, sin embargo es menos probable que ocurra.
- Los sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión llegan a la subestación con diferente valor de magnitud, este depende de los parámetros aleatorios y variables del rayo. El tiempo de cola es el parámetro de menor incidencia de producir sobrevoltajes, por que las variaciones de voltaje ante la variación del tiempo de onda son mínimas y sin producir sobrevoltajes.
- Las subestaciones, debido a condiciones de diseño, tienen una probabilidad muy baja de que sean afectadas por descargas atmosféricas, por tal razón los estudios deben realizarse cuando el rayo cae en la línea de transmisión y cerca de las subestaciones, por cuanto al producirse el impacto de rayo, las ondas de impulso viajan por los elementos conductores y pueden llegar a la subestación y causar daño en el aislamiento de los equipos y producir fallas en el sistema, pero estos mismas ondas de impulso pueden atenuarse dependiendo de los elementos por donde viaje dicha onda.
- Los parámetros del rayo son de naturaleza probabilística y aleatoria, de tal forma que los que tienen mayor incidencia en producir sobrevoltajes son la intensidad

del rayo y el frente de onda, y si el rayo impacta en la línea de transmisión, y en el primer vano desde la subestación, se tiene mayor posibilidad de falla de aislamiento de los equipos.

- La distancia de impacto del rayo en la línea de transmisión respecto a la subestación determina la gravedad del sobrevoltaje que llegue a la subestación, siendo en el primer vano y a la mitad de este desde la subestación es una de las condiciones más críticas que puede producir daños en los equipos antes estos sobrevoltajes de origen atmosféricos.
- El nivel de aislamiento a impulso atmosférico (BIL) de los equipos de la subestación dependen de los análisis de sobrevoltajes que ocurren en sistemas eléctricos de potencia, debido a la ubicación de la subestación en el sector El Inga, se encuentra a una altura 2830 msnm, exige corregir mediante el factor de altitud que solo se aplica al aislamiento externo, además del factor ambiental.
- La línea de transmisión deben estar adecuadamente apantalladas, cuando existe falla de apantallamiento el rayo cae sobre una fase, la corriente del rayo es baja y tiene un mayor probabilidad de ocurrir, produciendo mayores sobrevoltajes cuando impacta en el cable de guarda o torre de transmisión, esto se debe cuando la descarga atmosférica impacta en el cable de guarda tiene mayor amortiguamiento porque la onda de impulso viaja por la impedancia de la torre y la puesta a tierra de la torre de transmisión, mientras que cuando cae en la fase (falla de apantallamiento) la onda de impulso viaja por el conductor de la fase.
- Disyuntor abierto es el caso más crítico y la peor condición que puede presentarse en la subestación, cuando la línea esta energizada por un extremo y en él otro extremo está abierto, en el disyuntor, que está en la entrada de la subestación, y el rayo cae sobre la línea de transmisión, el sobrevoltaje

producido en la subestación es muy grande capaz de producir falla de aislamiento de los equipos.

- Para determinar el nivel de aislamiento de los sistemas de extra alto voltaje, se considera las peores condiciones donde se produce sobrevoltajes, considerando los factores de corrección por altitud y contaminación atmosférica, los valores del BIL son valores elevados, los mismos que encarecen los precios de los equipos y la dificultad para adquirirlos. Los valores escogidos son menores a los obtenidos en el análisis (tabla 6.12), esto implica tener una probabilidad de falla del aislamiento en los equipos de la subestación, teniendo en cuenta que los valores obtenidos son en las peores condiciones y la probabilidad que ocurra esto es muy baja.

7.2 RECOMENDACIONES

- Debido a que en sistemas de extra alto voltaje los sobrevoltajes de mayor incidencia en la determinación del nivel de aislamiento son los de maniobra (BSL), y el estudio del presente proyecto se lo realizó sólo para sobrevoltajes de origen atmosféricos se recomienda realizar el análisis de los sobrevoltajes de maniobra y sobrevoltajes a frecuencia industrial.
- Elaborar una base de datos estadísticos de las descargas atmosféricas para tener los parámetros variables del rayo como intensidad, frente de onda, tiempo de cola y localización de impacto del rayo, esto permitiría tener un mejor control en el diseño de apantallamiento de la líneas de transmisión en base al modelo electrogeométrico, esto permitirá bajar las fallas del sistemas eléctrico de potencia debido a éste fenómeno.
- Realizar un análisis técnico – económico para determinar el nivel de aislamiento (impulso atmosférico BIL y maniobra BSL). Mediante el cual permitirá determinar el nivel de aislamiento externo e interno de todos los equipos y elementos de la subestación, y además la ubicación de los descargadores de sobrevoltajes con respecto a los transformadores de potencia.

BIBLIOGRAFIA:

[1] FURNAS CENTRAIS ELETRICAS S.A. Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento aplicado em sistemas de potencia de alta tensão, Primera edición, Editorial Universitária. Brasil. 1987

[2] RIZO DELGADO, Yuri Alexis, Protección de Sobretensiones Transitorias en Sistemas de Distribución de Baja Tensión 2005.

[3] AYORA Paul, Selección y Coordinación de Aislamiento, Diseño de Alto Voltaje

[4] VÁSQUEZ OCAÑA, Kléber Sebastián, Cálculo de sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas en líneas de transmisión utilizando el ATP (Alternative Transients Program) aplicado a la Línea Transmisión Santa Rosa – Pomasqui a 230kV. Diciembre 2003. EPN. Quito.

[5] LUCAS, Joseph Rohan, High Voltage Engineering. Sry Lanka. 2001

[6] CIGRE Working Group 01 (Lightning) of Study Committee 33 (Overvoltage and Insulation Coordination), "Guide to Procedures for Estimating the Formance of Transmission lines" CIGRE Brochure 63, 1991

[7] HILEMAN, Andrew R. Insulation Coordination for Power Systems, Editorial Marcel Dekker. Ing. 1999

[8] LEUVEN EMPT CENTER (LEC). Alternative Transient Program, Rule Book. Bélgica, 1987

[9] DOMMEL, H.W, Electromagnetic Transients Program. Reference Manual (EMTP Theory Book), Bonneville Power Administration, Portland, 1986.

[10] IEC TR 60071-4. Technical Report. Insulation co-ordination. Part 4. Computational guide to insulation co-ordination and modeling of electrical networks.

[11] IEEE, Transactions on Power Delivery, Modeling Guidelines for Fast Front Transients, Report Prepared by the fast Front Transients Task Force Group of the IEEE Modeling and Analysis of System Transactions Working Group, Vol. 11. N° 1, January 1996

[12] IEC-TR-60071-2. Technical Report. Insulation co-ordination. Part 2. Application guide

[13] CELEC EP. - TRANSELECTRIC, Plan de Expansión de Transmisión Periodo 2008 – 2017, diciembre 2007

[14] MORALES MARIÑO, Nathali Elizabeth, Coordinación de aislamiento en subestaciones a nivel de 500 kV, EPN, Quito, agosto 2008

[15] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, Transmission Line Reference Book, 345 kV and above, second edition, 1982

[16] GARCÍA, Jairo León, Método simplificado de “los dos punto” para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión ante descargas atmosféricas, Parte 1, Boletín técnico, Corona, 2005.

[17] IEEE, Modeling Guidelines for Fast Front Transients, Report Prepared by the fast Front Transients Task Force Group of the IEEE Transactions on Power Delivery, DRAFT Dec, 1997

[18] IEC TR 60071-1, International Standard, Insulation Coordination, Part 1, Definitions, Principles, and Rules, Seventh Edition, 1993-12

[19] IEC TR 60-1, International Standard, High – Voltage, Test Techniques, Part 1, General Definitions and Test Requirements, 1989

[20] ANSI/IEEE Std 1313.1, Standard for Insulation Coordination - Definitions and Rules, 1996

[21] T&D COMMITTEE OF THE IEE POWER ENGINEERING SOCIETY, Draft Full-Use Guide for Improving the lightning Performance of Electric Power Overhead distribution lines. Febrero, 2003.

[22] ANDERSON, J.A. Lightning performance of transmission lines.

[23] MARTÍNEZ VELASCO, Juan Antonio, Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión, Redes Eléctricas de España, Editorial McGraw Hill, 2008

[24] RAMÍREZ DÍAS Jorge, MARTÍNEZ LÁZARO Miguel, Influencia de los sobrevoltajes por descargas atmosférica y comportamiento de los sistemas de puesta a tierra en líneas aéreas de transmisión y distribución, Universidad Simón Bolívar, Guatemala

ANEXO A

Catálogo de los aisladores

AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE

Norma ANSI

Aisladores estándar

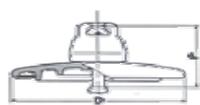
Carga mínima de rotura mecánica

KN

70

100

120

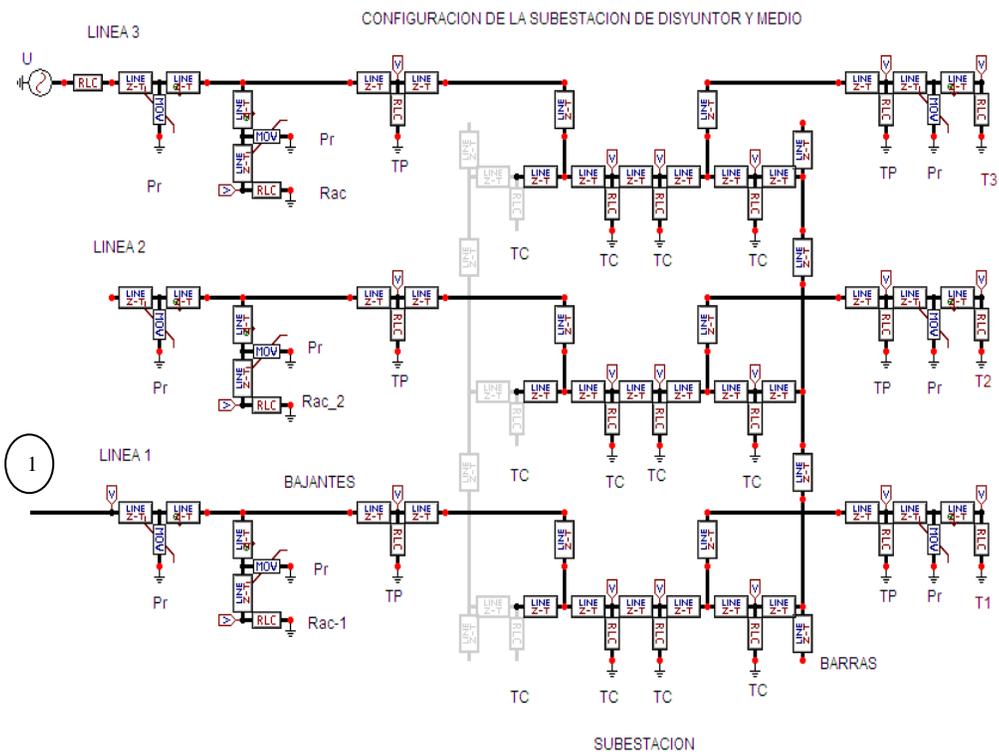
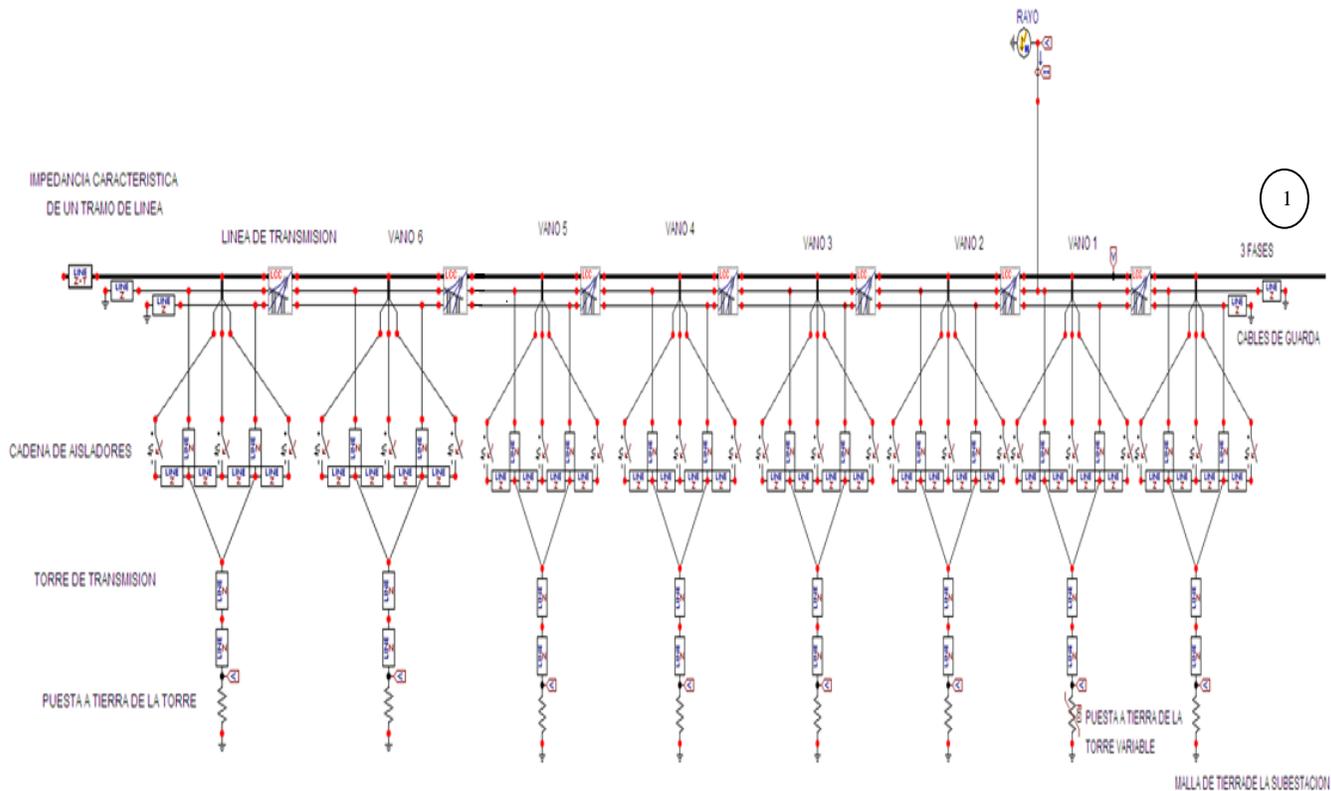


Carga rotura mecánica (KN)		70	100	120
Modelo catálogo		NB-70-146	NB-100-146	NJ-120-146
Clase ANSI C.29.2		52-3		52-5
Datos Dimensionales	Paso (P) mm. (pulgadas)	146 (5 ³ / ₄)	146 (5 ³ / ₄)	146 (5 ³ / ₄)
	Diámetro (D) mm. (pulgadas)	255 (10)	255 (10)	255 (10)
	Línea de fuga mm. (pulgadas)	320 (12 ¹ / ₂)	315 (12 ² / ₅)	315 (12 ² / ₅)
	Tipo de acoplamiento ANSI C.29.2	B	B	J
Valores mecánicos	Resistencia electromecánica KN (lb)	70 (15000)	100 (22000)	120 (25000)
	Impacto mecánico N.m (lb x pulgada)	45 (400)	45 (400)	45 (400)
	Prueba rutina KN (lb)	35 (7500)	50 (11000)	60 (12500)
	Esfuerzo mantenido KN (lb)	45 (10000)	70 (15000)	70 (15000)
Valores eléctricos	Tensión de contorneo a frecuencia industrial			
	en seco (kV)	80	80	80
	bajo lluvia (kV)	50	50	50
	Tensión crítica de descarga			
	Positiva (KV)	125	125	125
	Negativa (KV)	130	130	130
	Tensión de perforación en aceite (kV)	130	130	130
	Tensión de ensayo R.I.V. a Tierra (KV)	10	10	10
Máximas perturbaciones a 1.000 kHz (microV)	50	50	50	
Información de embalaje	Peso neto aproximado por unidad Kg (lb)	3,4 (7,6)	3,8 (8,4)	3,9 (8,6)
	Embalaje nº de un/caja madera	6	6	6

Los ensayos y tolerancias en dimensiones están de acuerdo con las normas ANSI C.29.1 y ANSI C.29.2

ANEXO B

Modelo implementado en el ATPDraw de la subestación



ANEXO C

Cálculo de impedancias características de líneas de transmisión, también aplicada a barras y bajantes de la subestación según ayuda del manual del MATLAB.

POWER_LINEPARAM

Es un interfaz gráfico de MATLAB que permite calcular los parámetros RLC de una línea de transmisión en base a características de los conductores y la geometría de la línea de transmisión.

DESCRIPCIÓN

Power_lineparam es una función que calcula las matrices R, L y C de una posición geométrica de conductores de líneas de transmisión aéreas, para líneas de tres fases el componente simétrico RLC también se determina. La figura C1, muestra un típico conductor de una disposición de tres fases a doble circuito.

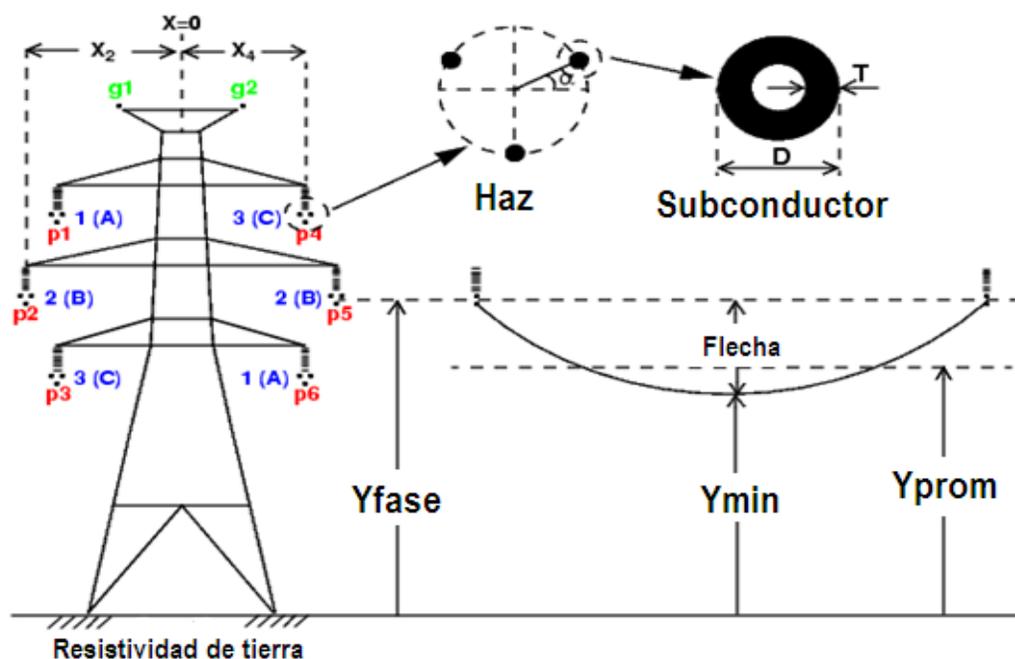


Figura C1: Tres fase a dobles circuitos

Para un conjunto de N-conductores el *power_lineparam* calcula N*N matrices en serie las matrices [R] y [L] y en paralelo [C]. Estas matrices son requeridas para el modelo de parámetros distribuidos para un modelo de N-fases para líneas

asimétricas y para líneas monofásicas de modelo π , también `power_lineparam` calcula las componentes simétricas RLC requerido cuando existe tres fases para el modelo π . Para dos conductores i y k , se calcula los valores propios y mutuos de las matrices R, L y C mediante el método de las imágenes de los conductores.

Resistencia propia y mutua

$$R_{ii} = R_{int} + \Delta R_{ii} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

$$R_{ik} = \Delta R_{ik} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Inductancia propia y mutua

$$L_{ii} = L_{int} + \frac{\mu_0}{2\pi} \log \frac{2h_i}{r_i} + \Delta L_{ii} \left[\frac{H}{km} \right]$$

$$L_{ik} = \frac{\mu_0}{2\pi} \log \frac{D_{ik}}{d_{ik}} + \Delta L_{ik} \left[\frac{H}{km} \right]$$

Capacitancia propia y mutua

$$P_{ii} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \log \frac{2h_i}{r_i} \left[\frac{km}{F} \right]$$

$$P_{ik} = \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \log \frac{D_{ik}}{d_{ik}} \left[\frac{km}{F} \right]$$

$$[C] = [P]^{-1} \left[\frac{F}{km} \right]$$

Donde:

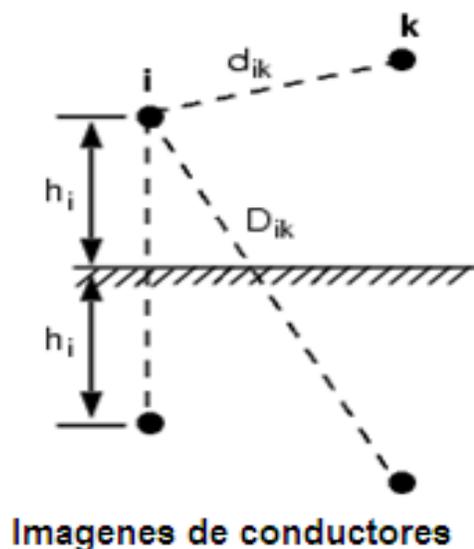
μ_0 = Permeabilidad del aire = $4\pi \times 10^{-4}$ H/km

ϵ_0 = Permitividad del aire = $8,8542 \times 10^{-9}$ F/km

r_i = Radio del conductor i en metros

d_{ik} = Distancia entre conductores i y k en metros

D_{ik} = Distancia entre el conductor i e imagen de k en metros



h_i = Altura del conductor i con respecto a tierra en metros

R_{int} , L_{int} = Resistencia e inductancia interna del conductor

ΔR_{ii} , ΔR_{ik} = Factor de corrección de Carson de R debido a la resistividad del suelo

ΔL_{ii} , ΔL_{ik} = Factor de corrección de Carson de L debido a la resistividad del suelo

El valor de inductancia propia se calcula desde el flujo magnético que circula por el interior y alrededor del conductor, y esto es producto por la corriente que fluye por el mismo conductor. La parte de flujo que circula por el interior del conductor da origen a la inductancia interna L_{int} que depende de la geometría del conductor. Asumiendo que el conductor es hueco o sólido, la L_{int} se calcula a partir de T/D , donde D es el diámetro del conductor y T el espesor del material (ver la figura C1). La inductancia propia depende de los siguientes parámetros: diámetro del conductor, T/D , resistividad y la permeabilidad relativa del material del conductor y de la frecuencia especificada. También la inductancia propia puede ser calculada a partir de los parámetros de tablas de fabricantes como GMR (Radio Medio Geométrico) y este GMR también permite calcular la reactancia del conductor X_a . El GMR es un radio del conductor equivalente hueco con un espesor cero, lo que produce ningún flujo interno dando la misma inductancia propia, y se obtiene mediante:

$$L_{ii} = \frac{\mu_0}{2\pi} \log \frac{2h_i}{GMR} + \Delta L_{ii} \left[\frac{H}{km} \right]$$

Para conductores sólidos ($T/D=0,5$), y el GMR es dado por:

$$GMR = r e^{-\frac{\mu_r}{4}}$$

Donde:

r = Radio del conductor

μ_r = Permeabilidad relativa del material del conductor

La reactancia X_a es de secuencia positiva de una línea de tres fases que tiene un metro (o pie) entre las tres fases y la altura del conductor, se calcula mediante:

$$X_a = w \frac{\mu_0}{2\pi} \log \frac{1}{GMR} \left[\frac{\Omega}{km} \right]$$

Donde:

GMR= Radio medio geométrico en metros

$w = 2\pi f$ (rad/s)

f= Frecuencia en Hertz

A continuación la figura B2 muestra el interfaz gráfico, donde se digitan los siguientes parámetros:

The screenshot shows the 'Power_lineparam. Line Data of DefaultLineParameters.mat' window. It is divided into several sections:

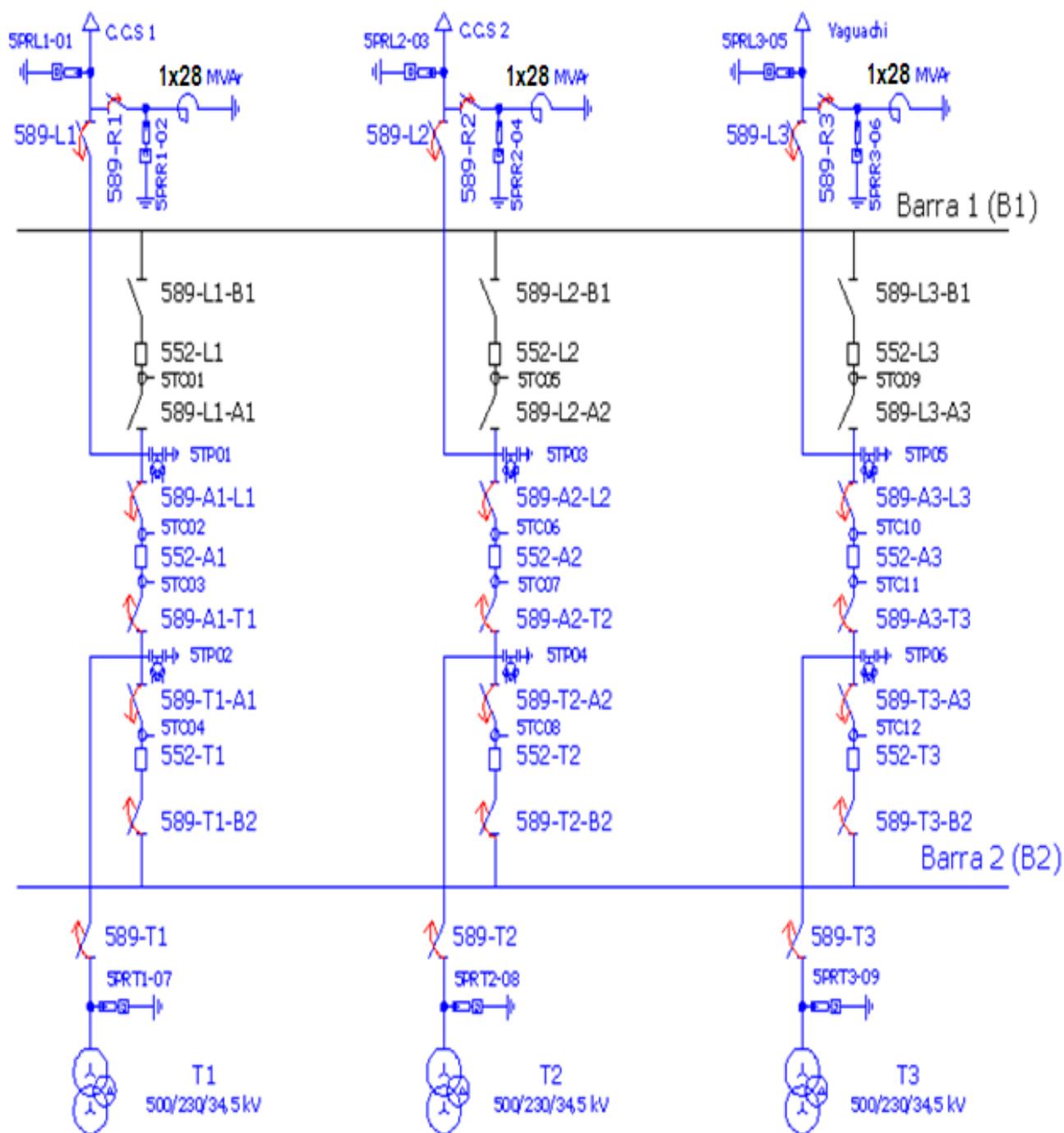
- Units:** A dropdown menu set to 'english'.
- Frequency (Hz):** A text input field containing '60'.
- Ground resistivity (ohm.m):** A text input field containing '100'.
- Comments:** A text area containing: 'Example of a 735-kV three-phase line. 3 bundles of 4 Bersfort ACSR 1355 MCM conductors, 2 steel ground wires. Ytower and Ymin are the average heights of conductors.'
- Line Geometry:**
 - Number of phase conductors (bundles): 3
 - Number of ground wires (bundles): 2
 - A table with columns: Conductor (bundle), Phase number, X (feet), Y tower (feet), Y min (feet), Conductor (bundle) type.
- Conductor and Bundle Characteristics:**
 - Number of conductor types or bundles types: 2
 - Conductor internal inductance evaluated from: T/D ratio
 - Include conductor skin effect
 - A table with columns: Conductor (bundle) type, Conductor Outside diameter (inches), Conductor T/D ratio, Conductor GMR (inches), Conductor DC resistance (Ohm/mi), Conductor relative permeability, Number of conductors per bundle, Bundle diameter (inches), Angle of conductor 1 (degrees).

At the bottom, there are buttons for 'Load', 'Save', 'Compute RLC Parameters', 'Help', and 'Close'.

Figura C2: Interfaz gráfico

ANEXO D

Diagrama unifilar de la operación de la Subestación El Inga de 500 kV para cual está realizada las simulaciones.



ANEXO E

Tablas de resultados de las simulaciones del análisis de sensibilidad de la amplitud de la corriente del rayo para el caso de impacto en el cable de guarda (torre de transmisión), caso más representativo

Corriente de impacto del rayo [kA]	VALORES DE VOLTAJES EN LA DE LÍNEA TRANSMISIÓN EN EL VANO DE IMPACTO DEL RAYO (kV)					
	Línea			Entrada S/E		
	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C
17	535	492	489	493	307	310
20	551	537	534	505	321	325
40	652	833	824	583	420	426
60	755	1113	1098	661	516	524
80	4005	2044	1629	3146	1341	1151
100	4286	2599	4535	3757	2050	3678
120	4673	2935	4736	4207	4299	4299

Corriente de impacto del rayo [kA]	VALORES DE VOLTAJES EN LOS REACTORES DE LÍNEA (kV)								
	Rec L1			Rec L2			Rec L3		
	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C
17	414	213	214	409	209	213	409	209	214
20	415	214	215	409	210	214	409	209	215
40	421	224	224	410	216	220	409	215	221
60	427	233	233	412	223	227	209	221	228
80	855	614	585	760	437	418	706	459	436
100	945	737	812	783	572	498	756	465	401
120	1019	806	934	826	585	498	805	519	418

Corriente de impacto del rayo [kA]	VALORES DE VOLTAJES EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA (kV)								
	T1			T2			T3		
	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C
17	412	209	213	409	207	211	409	207	212
20	412	210	214	409	208	211	409	207	212
40	416	218	222	409	212	216	409	212	217
60	420	225	229	409	216	220	409	216	222
80	692	636	643	613	373	346	621	438	415
100	522	787	469	686	403	441	649	420	393
120	598	801	561	727	431	451	727	455	377

Datos		Corriente de impacto del rayo [kA]							
		17	20	40	60	80	100	120	
VALORES DE VOLTAJES EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (kV)	5TP01	Fase A	414	415	422	428	672	828	956
		Fase B	216	218	229	241	566	610	585
		Fase C	216	218	230	242	558	694	898
	5TP02	Fase A	409	409	411	412	574	522	552
		Fase B	209	210	216	222	587	749	781
		Fase C	212	213	220	227	595	416	460
	5TP03	Fase A	409	409	409	410	761	752	780
		Fase B	208	209	215	221	430	518	562
		Fase C	212	213	219	225	417	464	486
	5TP04	Fase A	409	409	409	409	587	689	718
		Fase B	207	207	211	214	356	372	396
		Fase C	210	211	214	218	331	387	385
	5TP05	Fase A	409	409	409	409	682	727	785
		Fase B	208	209	215	222	445	456	484
		Fase C	213	214	220	226	422	384	410
	5TP06	Fase A	409	409	409	409	591	698	731
		Fase B	207	207	211	215	421	397	427
		Fase C	211	212	215	219	393	350	341

Datos			Corriente de impacto del rayo [kA]						
			17	20	40	60	80	100	120
VALORES DE VOLTAJES EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (kV)	5TC02	Fase A	414	415	422	429	545	460	540
		Fase B	211	212	218	225	436	563	653
		Fase C	215	216	224	232	417	595	696
	5TC03	Fase A	414	415	420	426	529	481	528
		Fase B	212	213	222	231	451	551	620
		Fase C	215	216	225	234	425	585	703
	5TC04	Fase A	412	412	416	421	541	520	562
		Fase B	212	214	222	232	477	569	625
		Fase C	216	218	227	237	449	493	614
	5TC06	Fase A	410	410	412	414	665	682	776
		Fase B	211	212	221	231	454	444	492
		Fase C	216	217	226	236	437	459	493
	5TC07	Fase A	409	410	411	413	624	679	754
		Fase B	210	212	219	227	444	429	509
		Fase C	214	215	222	229	423	419	483
	5TC08	Fase A	411	411	414	417	604	674	695
		Fase B	210	211	220	228	432	451	471
		Fase C	215	216	225	234	415	442	495
	5TC010	Fase A	409	409	410	411	674	713	786
		Fase B	210	212	221	231	452	477	592
		Fase C	216	218	227	237	421	405	426
	5TC011	Fase A	409	409	411	412	662	708	795
		Fase B	210	212	221	230	457	472	571
		Fase C	216	217	226	235	430	411	414
5TC012	Fase A	410	410	412	415	674	689	777	
	Fase B	209	210	217	225	429	463	526	
	Fase C	215	216	224	231	405	404	421	

ANEXO F

Tablas de resultados de las simulaciones del análisis de sensibilidad de la amplitud de la corriente del rayo para el caso de impacto en el conductor de fase C, caso más representativo

Corriente de impacto del rayo [kA]	VALORES DE VOLTAJES EN LA DE LÍNEA TRANSMISIÓN EN EL VANO DE IMPACTO DEL RAYO (kV)					
	Línea			Entrada S/E		
	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C
3	474	335	659	474	312	657
5	505	423	853	505	373	710
7	522	510	1112	522	439	901
9	534	596	1371	533	504	1096
11	538	681	1629	537	565	1284
13	537	763	1884	536	621	1462
15	535	843	2136	535	675	1632

Corriente de impacto del rayo [kA]	VALORES DE VOLTAJES EN LOS REACTORES DE LÍNEA (kV)								
	Rec L1			Rec L2			Rec L3		
	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C
3	476	314	658	461	290	636	465	297	640
5	505	382	706	493	325	724	498	337	706
7	519	425	802	513	336	744	519	348	736
9	528	444	871	525	346	758	535	348	756
11	526	454	922	536	352	770	549	358	769
13	530	485	962	545	356	779	560	365	779
15	535	513	995	552	361	786	569	370	787

Corriente de impacto del rayo [kA]	VALORES DE VOLTAJES EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA (kV)								
	T1			T2			T3		
	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C	fase A	Fase B	Fase C
3	522	342	656	440	274	629	446	286	632
5	569	415	718	460	301	699	470	308	701
7	579	449	763	477	317	736	490	322	739
9	580	469	798	491	329	761	504	329	772
11	595	485	816	500	338	775	514	333	789
13	600	497	827	508	344	783	523	337	800
15	616	506	834	514	349	791	529	341	809

Datos			Corriente de impacto del rayo [kA]						
			17	20	40	60	80	100	120
VALORES VOLTAJES EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (kV)	5TP01	Fase A	474	508	525	539	545	547	549
		Fase B	313	373	403	432	460	487	512
		Fase C	651	704	767	845	925	1003	1072
	5TP02	Fase A	518	564	567	571	579	587	593
		Fase B	330	396	423	436	444	450	453
		Fase C	645	709	743	799	830	851	866
	5TP03	Fase A	455	483	502	514	523	530	535
		Fase B	283	317	324	333	339	342	345
		Fase C	637	721	750	773	790	802	811
	5TP04	Fase A	437	454	466	475	482	488	493
		Fase B	274	302	318	329	338	344	348
		Fase C	625	696	737	761	774	782	787
	5TP05	Fase A	457	486	506	519	529	536	542
		Fase B	296	334	349	353	359	366	370
		Fase C	629	708	734	757	774	787	797
	5TP06	Fase A	443	464	480	490	497	503	508
		Fase B	282	307	320	329	335	339	343
		Fase C	630	694	733	768	787	799	807

Datos			Corriente de impacto del rayo [kA]						
			17	20	40	60	80	100	120
VALORES DE VOLTAJES EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (kV)	5TC02	Fase A	471	497	503	506	513	523	533
		Fase B	290	321	339	373	395	417	439
		Fase C	637	694	721	769	833	879	913
	5TC03	Fase A	466	489	493	491	492	510	536
		Fase B	292	319	331	358	385	408	427
		Fase C	633	695	726	779	835	875	904
	5TC04	Fase A	453	472	476	476	494	508	526
		Fase B	290	312	317	340	355	365	373
		Fase C	631	693	729	760	814	855	885
	5TC06	Fase A	440	463	489	516	544	569	590
		Fase B	275	300	318	329	338	344	348
		Fase C	631	701	747	780	828	863	890
	5TC07	Fase A	439	462	490	516	539	560	578
		Fase B	275	296	312	322	330	336	340
		Fase C	627	699	740	772	812	845	870
	5TC08	Fase A	435	457	483	506	524	538	549
		Fase B	276	296	309	319	327	334	339
		Fase C	622	699	734	772	809	831	846
	5TC010	Fase A	445	470	490	503	529	553	572
		Fase B	293	312	328	343	354	361	366
		Fase C	629	714	748	805	863	908	945
	5TC011	Fase A	442	466	491	511	531	549	564
		Fase B	293	309	322	331	338	342	344
		Fase C	629	707	736	806	859	900	934
5TC012	Fase A	442	467	495	520	538	552	562	
	Fase B	291	301	319	331	340	347	352	
	Fase C	631	707	742	806	849	884	914	