

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

**ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS DE FRENTE RÁPIDO EN
LA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA PERTENECIENTE AL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE S.A. PARA LA COORDINACIÓN DE
AISLAMIENTO.**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

Autor:

Roberto Carlos Álvarez Ramos.

Tutor:

MBA. Segundo Hernán Pérez Cruz.

Ibarra - Ecuador

2022



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1003598826		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Álvarez Ramos Roberto Carlos		
DIRECCIÓN:	Ibarra, Pugacho Bajo, calle 1° de mayo y pasaje 27 de diciembre		
EMAIL:	rcalvarezr@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	6001221	TELÉFONO MÓVIL:	0990108819

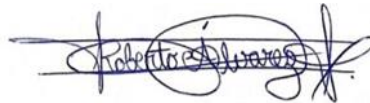
DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido en la subestación la esperanza perteneciente al sistema de subtransmisión de Emelnorte S.A. para la coordinación de aislamiento.
AUTOR (ES):	Álvarez Ramos Roberto Carlos
FECHA: DD/MM/AAAA	28/02/2022.
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Pérez Cruz Segundo Hernán MBA

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 24 días del mes de mayo de 2022.

EL AUTOR:

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Roberto Álvarez Ramos', with a stylized flourish extending to the right.

Álvarez Ramos Roberto Carlos.

C.I. 1003598826

Certificación del director del trabajo de grado

MBA. Hernán Pérez.

Certifico que después de haber examinado el trabajo de investigación desarrollado por el señor: Álvarez Ramos Roberto Carlos, el estudiante ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de grado titulado “ANÁLISIS DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS DE FRENTE RÁPIDO EN LA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA PERTENECIENTE AL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE S.A. PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO”. Previo a la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico, aprobando su defensa impresión y empastado.



Firmado electrónicamente por:

**SEGUNDO
HERNAN PEREZ
CRUZ**

MBA. Segundo Hernán Pérez Cruz

Director del trabajo de grado

Dedicatoria

Dedico este trabajo y todo mi esfuerzo a mi familia, especialmente a mis papás que con su apoyo, ejemplo y amor han sido mi mayor inspiración para nunca rendirme, porque siempre han confiado en mí, a pesar de los malos momentos; a mis hermanos, que con sus consejos me han motivado a esforzarme para tratar de ser un mejor ser humano, y a todas las personas que de una u otra forma me han ayudado y me han impulsado a levantarme en los momentos difíciles.

¡Esto es por y para ustedes!

Agradecimientos

Agradezco a la vida por la familia que me dio, por mi papá Boile Álvarez, que me ha demostrado que el que quiere y se esfuerza lo suficiente puede conseguir todas sus metas, a mi mamá, Lucita Ramos por ser incondicional y la mejor mamá del mundo, a cada uno de mis hermanos: Edison, Sandra; Franklin, Evelin, Jenifer y Francis de los que siempre aprendo cosas nuevas; agradezco también a mi alma mater la Universidad Técnica del Norte y cada uno de los profesores que a más de ayudarme a entender conceptos teóricos y prácticos de ingeniería, han dejado en mí enseñanzas de moral y profesionalismo que me han llevado a entender desde un punto de vista diferente lo que es la vida; a la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. pues a más de que me ha permitido realizar este estudio en su sistema, brindándome la información necesaria y facilitándome visitas a sus instalaciones, también me permitió realizar mis prácticas preprofesionales en tan prestigiosa institución, las que me sirvieron para conocer de mejor manera el apasionante mundo de la industria eléctrica, y a cada uno de los profesionales que ahí trabajan y me brindaron sus conocimientos y ayuda cuando así lo requerí; al ingeniero MBA. Hernán Pérez que con su paciencia y conocimientos me ayudado a concluir con éxito el presente trabajo de grado. A mis amigos y amigas con los que un día nos propusimos conseguir esta meta y aunque una de ellas ya no esté con nosotros físicamente, siempre será parte de mi vida, mil gracias por haber compartido momentos buenos y malos en las aulas y fuera de ellas.

Punto aparte y agradecimiento especial al Ingeniero Washington Varela quién de forma desinteresada y con sus conocimientos me ha guiado a lo largo del presente trabajo y ha hecho posible el convenio interinstitucional para conseguir el software para la elaboración del presente trabajo de grado.

Tabla de contenido

Dedicatoria	V
Agradecimientos	VI
Índice de figuras	XI
Índice de tablas.....	XIV
Resumen	XVI
Abstract	XVII
A1. Introducción.....	XVIII
A2. Planteamiento del Problema.....	XVIII
A3. Formulación del problema	XIX
A4. Alcance	XIX
A5. Justificación e Impacto	XX
A4. Objetivo General.....	XX
A5. Objetivos Específicos	XXI
CAPÍTULO 1.....	1
Descripción de transitorios electromagnéticos y sus efectos en un Sistema eléctrico de potencia	1
1	1
1.1 Introducción a los transitorios electromagnéticos.....	1
1.2 Nociones de transitorios electromagnéticos.....	1
1.3 Definición de sobrevoltajes.	2
1.3.1 Voltaje de frecuencia industrial permanente.	3
1.3.2 Sobrevoltajes transitorios.....	6
1.3.3 Re cierre de una línea de transmisión.....	9
1.3.4 Rechazo de carga.	11
1.3.5 Sobrevoltajes de frente rápido (descargas atmosféricas).	11
1.3.6 Ecuación de primer orden.....	16
1.3.7 Ecuación de segundo orden.	17
1.4 Sistema sobre amortiguado.	18

1.5	Sistema críticamente amortiguado.....	18
1.6	Sistema sub- amortiguado.....	18
1.6.3	Pararrayos.....	24
1.6.4	Funcionamiento del Pararrayos.....	25
1.6.5	Correlación de funcionamiento sobrevoltaje – MCOV en el pararrayos.	27
1.6.6	Cálculo de Pararrayos (descargadores).....	28
1.6.7	Sobrevoltajes de frente muy rápido.	30
1.1.1	Sobrevoltajes combinados.....	30
1.6.8	Efectos de los transitorios electromagnéticos en los equipos y redes de un sistema de potencia	30
1.6.9	Modelo Electrogeométrico.....	32
1.6.10	Concepto de coordinación de aislamiento.....	36
1.6.11	Nivel básico de aislamiento.....	38
1.6.12	Puestas a tierra.....	39
1.6.13	Resistividad del terreno (ρ).....	39
CAPÍTULO 2.....		40
Análisis de transitorios electromagnéticos en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte.....		40
2 Descripción de actividades.....	40
2.1	Descripción del Lugar de estudio.....	40
2.2	Metodología de estudio propuesta.....	422.3
	Levantamiento de datos.....	43
2.3.1	Torre de subtransmisión S1G.....	44
2.3.2	Torre de subtransmisión S-1.....	44
2.3.3	Revisión bibliográfica de modelos.....	47
2.3.4	Implementación del modelado.....	48
2.4	Softwares para el análisis y simulación de transitorios electromagnéticos.....	48
2.4.1	HYPERSim.....	49
2.4.2	DIGSILENT Power Factory.....	49

2.4.3	ETAP.....	49
2.4.4	Software utilizado.....	49
2.4.5	EMTP RV.....	50
2.4.6	Modelamiento de líneas de subtransmisión.....	51
2.4.7	Procedimiento para selección de pararrayos.....	65
2.4.8	Procedimiento para la Coordinación de Aislamiento.....	69
CAPÍTULO 3.....		71
Resultados.....		71
3Introducción.	71
.....		
3.1	Sobrevoltaje en el transformador de potencia tras el impacto de un rayo en la torre 1 sin la presencia de un pararrayos.....	71
3.2	Cálculo de Sobrevoltajes frente rápido.....	79
3.2.1	Factores de seguridad.....	82
3.2.2	Factor de corrección por altura.....	82
3.2.3	Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U_{rw}).....	83
3.2.4	Voltajes soportados al impulso tipo rayo (BIL).....	83
3.2.5	Selección de línea de fuga para el pararrayo.....	83
3.2.6	Margen de protección.....	84
3.2.7	Modelo y características de pararrayo a utilizar Ups	85
3.3	Procedimiento para la coordinación de Aislamiento.....	86
3.3.1	Factor de corrección por altura.....	86
3.3.2	Voltajes soportados al impulso tipo rayo BIL.....	86
3.3.3	Cadena de aisladores.....	87
3.3.4	Cálculo de aislamiento en aisladores, requerida debido a contaminación....	87
3.3.5	Cálculo de aislamiento en aisladores, requerida debido a impulso rayo	88
3.3.6	Comparativa de valores utilizados con los calculados	90
Conclusiones.....		92
Recomendaciones.....		93
Referencias		94

Anexo B: Asignación de valores en el software EMTP.....	100
Frecuency dependent line (FD).....	100
Line/Cable Data.....	101
CP line/cable model (multiphase).....	102
Ground.....	103
RLC: R.....	104
RLC C: non polarized.....	104
ZnO arrester.....	105
ZoN Data Funtion.....	106
Anexo C. Cálculo de coordinación de aislamiento.....	108
Sobrevoltajes temporales.....	108
Sobrevoltajes por fallas a tierra:.....	108
Sobrevoltajes por rechazo de carga.....	108
Sobrevoltajes representativas Temporales:.....	109
Sobrevoltajes de frente lento.....	110
Extremo remoto (entrada de la línea).....	112
Extremo local (ubicación de los equipos).....	112
Voltaje del 2% de probabilidad fase-tierra. (Ue2):.....	112
Voltaje del 2% de probabilidad fase-fase (Up2):.....	112
Ubicación de los pararrayos en entrada de línea y cerca de transformadores:.....	113
Equipos en entrada de línea (extremo remoto): Urp (p – e) fase-tierra:.....	113
Ubicación de equipos (extremo local): Urp (p – e) (fase-tierra):.....	114
Conversión hacia tensiones soportadas normalizadas para la gama 1.....	117
Subestación eléctrica GIS ABB modelo ELK-04.....	119
Subestación encapsulada con alimentador típico de doble barra.....	121
Anexo E: Simulaciones.....	122

Índice de figuras

Figura1. Falla fase-tierra en la fase a.....	3
Figura1.1. Rechazo de carga en el sistema(a), Esquema de un sistema (b), Diagrama fasorial antes de rechazo de carga(c) Diagrama fasorial después del rechazo de carga.....	5
Fig1.2. Forma de onda de sobrevoltaje de frente lento	6
Fig.1.3 Formas de onda básicas para el voltaje de maniobras de reconexión	8
Fig.1.4. Energización de una línea en vacío	8
Fig.1.5 Interrupción de corriente capacitiva, a) circuito capacitivo, b) formas de onda de voltaje y corriente	10
Fig. 1.6. Representación sinusoidal de un armónico (a) y sus espectros: en notación real (b) y notación compleja (c).	14
Fig.1.7. Circuito serie RLC accionado por una fuente de voltaje	15
Fig.1.8. Circuito serie RLC dos mallas accionado por una fuente de voltaje	16
Fig.1.9. Respuestas de circuitos a) sobre amortiguada b) críticamente amortiguada y c) sub amortiguada.....	19
Fig. 1.10. Descarga atmosférica típica de polaridad negativa	20
Fig.1.11. Origen de los rayos	21
Fig.1.12. Tipos de Rayos	23
Fig.1.13. Tipos de Rayos	23
Fig.1.14. Tasa de descarga de un capacitor	32
Fig.1.15. Vista ampliada del modelo Electrogeométrico. (Martinez Velasco, 2013).....	33
Fig. 1.16. Línea apantallada según el modelo electrogeométrico (Martínez Velazco , 2013).....	34
Fig. 1.17. Diagrama unifilar del interior de la subestación aislada en GAS SF6 La Esperanza	35
Figura 1.15. Flujograma para la determinación del nivel de aislamiento nominal o estándar	38
Fig. 2. Subestación La Esperanza-EMELNORTE S.A.....	41
Fuente: Departamento de estudios eléctricos	41
Fig. 2.1. Diagrama de flujo de la metodología del estudio	42

Fig. 2.2. Torre de subtransmisión, estructura tipo S1G.....	44
Fig.2.3. Torre de subtransmisión estructura S1.....	45
Fig.2.4. Medición de resistencia del suelo.....	45
Fig. 2.5. Influencia de la humedad en la resistividad del suelo.....	46
Fig. 2.6. Estructura principal de EMTP-RV.....	50
Fig. 2.7. Representación de una torre de subtransmisión y sus elementos constitutivos ..	56
Fig. 2.8. Resistencia al impulso de un electrodo hemisférico, incluida la ionización del suelo.	57
Fig. 2.9. Ventana Overhead lines de configuración de datos	60
Fig. 2.10. Parámetros característicos de un rayo.....	62
Fig. 2.11. Valores del sistema de EMELNORTE S.A. ingresados en el software EMTP ..	63
Fig. 2.12. Valores de impedancias equivalentes de Thevenin EMELNORTE S.A.	64
Figura 2.13. Características típicas de un pararrayos de óxido metálico.....	64
Fig.3. Comportamiento del transformador de potencia en la fase A, sin la presencia del pararrayos, cuando el impacto del rayo se da en la torre 1	71
Fig. 3.1. Comportamiento del transformador de potencia en la fase A, con la presencia del pararrayos, cuando el impacto del rayo se da en la torre 1	72
Fig.3.2., comportamiento de los equipos de la subestación cuando no existe un pararrayos instalado, y el rayo se presenta en la fase A, de la torre 1.....	73
Fig.3.3., comportamiento de los equipos de la subestación cuando existe un pararrayos instalado, y el rayo se presenta en la fase A, de la torre 1.....	74
Fig.3.4.comportamiento del transformador de potencia de la subestación La Esperanza sin protección de un pararrayo tras el impacto de un rayo en la fase A de la torre 6	75
Fig.3.5., comportamiento del transformador de potencia de la subestación La Esperanza con la protección de un pararrayo tras el impacto de un rayo en la fase A de la torre 6	76
Fig. 3.6. comportamiento de la resistencia variable de puesta a tierra de cada una de las torres.....	77
Fig.3.7., Comportamiento de las cadenas de aisladores tras el impacto de un rayo	78
Fig. 3.8. Distancias entre un pararrayos y los equipos protegidos.....	80
Fig. 3.9. Relación exponencial m y voltaje soportado en coordinación de impulso tipo maniobra	82

Fig. A. Subestación La Esperanza y líneas de subtransmisión entre las subestaciones La Esperanza y Cayambe	99
Fig. B. Propiedades de la línea dependiente de la frecuencia.....	100
Fig.B.1. Configuración de los valores de distancias entre las torres y distancia total del tramo entre las subestaciones La Esperanza y Cayambe	101
Fig.B.2. Configuración de valores de Line/Cable Data.	102
Fig.B.3. Valores configurados del tipo cable ingresados en el software EMTP, empleado para la simulación de la subestación La Esperanza	103
Fig.B.5. Configuración de la impedancia para el transformador de potencia de la subestación La Esperanza. Según los valores empleados en la norma IEC 60071-4.....	105
Fig. B.6. Configuración de valores de pararrayos empleados en la simulación de la subestación La Esperanza de acuerdo a los valores de catálogos.....	106
Fig.B.7. Matriz Corriente vs voltaje de las características de los pararrayos utilizados en la subestación La Esperanza.	107
Fig. C. Sobrevoltajes de frente lento en el extremo receptor debido a la energización y re energización de líneas.....	110
Fig.C.1. Relación entre los valores del 2% de los sobrevoltajes de frente lento U_{e2} , U_{p2} , para la selección de coordinación de aislamiento.....	111
Fig. C.2. Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd}	115
Fig. D. Subestación eléctrica encapsulada GIS ABB modelo ELK-04.	120
Fig.D.1. Subestación encapsulada con alimentador típico de doble barra	121
Fig. E. Comportamiento de la fase afectada de las torres cuando el rayo se presenta en la fase A, de la torre 1	122
Fig.E.1. Comportamiento de las fases A de las diferentes torres cuando el impacto se produce sobre la torre 6 en la fase A.....	123
Fig.E.2, comportamiento de los equipos de la subestación la Esperanza cuando el impacto se da en la torre 6 y no existe un pararrayos que los proteja.	124
Fig.E.3. comportamiento de los equipos de la subestación La Esperanza cuando el impacto se da en la torre 6 y existe un pararrayo que los proteja.	125

Índice de tablas

TABLA I.1. Detalle de desconexión por descargas atmosféricas, factores climáticos y por maniobra del mes de junio del 2020 en diferentes cantones y provincias del sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A.....	XIX
TABLA 1. Clasificación de las sobrevoltajes según la norma IEC 60071-4	2
TABLA 1.1. Aplicaciones de la transformada de Laplace para elementos de circuitos eléctricos de líneas de transmisión.....	13
TABLA 1.2. Valores habituales de corrientes nominales de descargas I_n y clase de descarga de línea en función del voltaje nominal U_n del sistema.	28
TABLA 1.3. Línea de fuga específica nominal en función de contaminación.....	29
TABLA 2. Características de los equipos de la subestación La Esperanza.....	43
TABLA 2.1. Torres y conductores empleados en el tramo de las subestaciones La Esperanza/ Cayambe.....	43
TABLA 2.2. Valores de puesta a tierra del transformador de potencia de la subestación La Esperanza.....	46
TABLA 2.3. Valores de puesta a tierra de la subestación La Esperanza.....	47
TABLA 2.4. Datos de disyuntores aislado en SF6.....	53
TABLA 2.5. Resistencias de puesta a tierra de una torre.....	54
TABLA 2.6. Valores de U_0 , k , DE para diferentes configuraciones de elementos de red propuestos	55
TABLA 2.7. Valores estandar ingresados para modelar líneas de subtransmisión.....	59
TABLA 2.8. Correspondencia entre la distancia de fuga específica y distancia de fuga específica unificada.....	66
TABLA 2.9. Niveles de aislamiento normalizados para gama I	67
TABLA 2.10. Comparativa de modelos de pararrayos, según los parámetros (a, b, c, d, y e) ya calculados	68
TABLA 2.11. Características técnicas de un pararrayo	69
TABLA 3. Factor A de acuerdo al tipo de línea aérea	79
TABLA 3.1. Valores tomados in situ (subestación La Esperanza).....	81
TABLA 3.2. Valores calculados para coordinación de aislamiento por sobrevoltajes de frente rápido	81

TABLA 3.3. Valores de U_{cw} calculados	82
TABLA 3.4 Valores de factor de falla a tierra de la red, según la conexión de neutro.	84
TABLA 3.5. Características del pararrayo a utilizar	85
TABLA 3.6 Valores del pararrayo para simulación	85
TABLA 3.7 Conversión de valores de impulso tipo maniobra a impulso tipo rayo	86
Tabla 3.8. Características de los aisladores y valores calculados para su coordinación de aislamiento requerida debido a contaminación.....	88
Tabla 3.9., valores de catálogo de aisladores tipo 53.2, empleados en la subestación La Esperanza	88
Tabla 3.10. Valores para cálculo de CFO de los aisladores, y longitud de cadena de aisladores.....	89
TABLA 3.11. Valores calculados para selección de aislamiento externo e interno para la coordinación de aislamiento.	89
TABLA 3.12., Valores a emplear para coordinación de aislamiento tipo rayo en la subestación La Esperanza	90
TABLA 3.13., Comparativa de valores calculados con valores existentes en la subestación La Esperanza	90
Tabla C. Valores de sobrevoltajes representativas temporales calculados	110
TABLA C.1 Valores de sobrevoltajes representativas de frente lento o maniobra.....	111
Tabla C.2. sobrevoltajes de frente lento calculadas	113
Tabla C.3. valores calculados para equipos de entrada de línea extremo Remoto	114
Tabla C.4. Valores calculados para extremo local (ubicación de quipos)	114
Tabla C.5. Valores de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})	116
TABLA C.7. Factores de conversión de prueba de valores gama I, para convertir SIWV requerido a SSW y LIWV.....	117
TABLA C.8. Valores calculados para selección de aislamiento externo e interno para la coordinación de aislamiento.	118

Resumen

En un mundo que requiere cada vez mayores retos tecnológicos y energéticos, la electricidad es una de las mejores herramientas para ayudar a desarrollarlo; en este sentido, los sistemas eléctricos de potencia constituyen la fuente fundamental para proveer de energía eléctrica hasta los puntos más recónditos en donde el ser humano puede llegar a vivir, las empresas distribuidoras como EMELNORTE S.A. se encargan de llevarla, convertirla y distribuirla sin embargo en esos lugares, en ocasiones se necesitan equipos diferentes a los convencionales para procesar esa energía, como es el caso de la subestación sumergida en gas SF6 (tipo GIS) La Esperanza, que con el afán de optimizar espacio y reducir costos de mantenimiento fue instalada en el cantón Tabacundo, provincia de Pichincha. Uno de los problemas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia es la aparición de transitorios electromagnéticos que para el caso de estudio de frente rápido tienen su origen en la caída de rayos sobre elementos del sistema, esto ocurre cuando las subestaciones están construidas en zonas geográficas con altos niveles cerámicos siendo más probable que este fenómeno físico ocurra, dañando así los equipos; En el pasado, se empleaban métodos matemáticos complejos para resolver problemas de ingeniería como este, hoy en día existen softwares y normativas que facilitan esas actividades y a su vez minimizan los riesgos para los trabajadores del sector eléctrico que ponían sus vidas en peligro para encontrar soluciones a esa clase de inconvenientes. En la actualidad el software EMTP RV, es una de las herramientas más completas para la simulación de transitorios electromagnéticos, y con la ayuda de normas como (IEC 60071-1, IEC 60071-2, e IEC 60071-4) se observan mejores resultados en la coordinación de aislamiento de un sistema, que dan las pautas de los valores a tener en cuenta de los elementos presentes y como modelarlos. Una vez simulados dichos elementos, las curvas características que se originan ante la presencia de transitorios se atenúan, debido a la presencia de los equipos de protección adecuados ubicados a la entrada y en la subestación, protegiendo de forma eficiente al equipamiento de potencia de la misma.

Palabras Clave:

Transitorios electromagnéticos de frente rápido, Subestación tipo GIS, pararrayo, coordinación de aislamiento, Normas IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60071-4

Abstract

In a world that requires increasing technological and energy challenges, electricity is one of the best tools to help develop it, therefore, electrical power systems are the fundamental source to provide electricity to the most remote places where human beings can live, distribution companies such as EMELNORTE S.A. are responsible for bringing it, converting it and distributing it in those places, However, in those places, sometimes different equipment is necessary than conventional ones to process this energy, as is the case of the substation submerged in SF6 gas (GIS type) La Esperanza, which was installed in the Tabacundo canton, province of Pichincha, in order to optimize space and reduce maintenance costs. One of the problems that occur in electrical power systems is the appearance of electromagnetic transients that in the case of fast front study have their origin in lightning strikes on system elements, it happens when the substations are built-in geographical areas with high levels of ceramics being more likely that this physical phenomenon occurs, thus damaging the equipment; In the past, complex mathematical methods were used to solve engineering problems like this; Nowadays there are software and regulations that facilitate these activities and in turn minimize the risks for workers in the electrical sector who put their lives at risk to find solutions to these types of problems. Currently, the EMTP RV software is one of the most complete tools for the simulation of electromagnetic transients, and with the help of standards such as (IEC 60071-1, IEC 60071-2, and IEC 60071-4) better results are observed in the coordination of system isolation, which gives the guidelines of the values to be considered like the elements present in a system and how to model them. Once these elements are simulated, the characteristic curves that originate in the presence of transients are attenuated, due to the presence of adequate protection equipment located at the entrance and in the substation, efficiently protecting the substation's power equipment.

Keywords:

Fast-front electromagnetic transients, GIS substation, lightning arrester, insulation coordination, IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60071-4 Standards

A1. Introducción.

La Empresa Eléctrica Regional Norte, acorde con el crecimiento poblacional, año tras año amplía sus servicios para brindar mayor cobertura a su zona de concesión, por lo que cada determinado tiempo se debe hacer ajustes en el equipamiento de su sistema, esto representa inversiones para la empresa, porque se debe dimensionar de forma técnica los equipos, teniendo en cuenta lo que puede ocurrir cuando se presenta un inconveniente y por diversos factores salen de funcionamiento; es aquí que surge la necesidad de estudiar y analizar los sobrevoltajes que se presentan cuando los equipos vuelven a ser conectados; existen dos estados en este proceso, el estado transitorio y el estado permanente.

El estado transitorio, ocurre en el momento en el que se conecta un equipo a un sistema, presentándose picos de corriente y voltaje muy elevados, fuera de los rangos que se manejan en el estado estable, razón por la que se debe analizar el tiempo que duran, los valores de frecuencia y cómo afectan a los equipos y a las líneas que conforman el sistema.

A pesar de que se trata de un período muy pequeño de tiempo, puede ser suficiente para que los transitorios electromagnéticos quemem los equipos.

El otro es el estado permanente en el que los valores de voltaje y corriente se estabilizan, trabajando dentro de los parámetros considerados normales.

El uso de un software computacional especializado para su análisis es una alternativa adecuada, por las facilidades que brinda, al poder modelar y simular lo que ocurre en los equipos de la subestación y en que pueden verse afectados, por otra parte, el análisis en este caso sirve para verificar la metodología de coordinación de aislamiento, enfocado directamente en descargas atmosféricas.

Si se consideran todos los factores que se mencionaron, el análisis es viable desde el punto de vista académico y técnico.

A2. Planteamiento del Problema

El Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) alimenta al sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte (EMELNORTE S.A. S.A.), mismo que como cualquier otro sistema de potencia puede verse afectado por diversos factores causantes de transitorios electromagnéticos, entre ellos: descargas atmosféricas y otros factores climáticos, así como también fallas en líneas o maniobras de equipos, que de no contar con una adecuada coordinación de aislamiento, podrían resultar dañados, afectando así a las subestaciones de las empresas distribuidoras; esos mismos daños podrían ser temporales o permanentes de

acuerdo a la magnitud del evento, provocando cortes en el suministro eléctrico y afectaciones financieras para las empresas.

TABLA I.1. Detalle de desconexión por descargas atmosféricas, factores climáticos y por maniobra del mes de junio del 2020 en diferentes cantones y provincias del sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A.
Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

Código de interrupción	Causas	Subestación	Provincia/Cantón	Etapa funcional en la que se presentó la interrupción
NOR.06.2020.013	Climática/Descargas atmosféricas.	La Esperanza	Pichincha – Pedro Moncayo	Red de Media voltaje/subtransmisión
NOR.06.2020.014	Climática/Descargas atmosféricas.	La Esperanza	Pichincha – Pedro Moncayo	Red de Media voltaje/subtransmisión
NOR.06.2020.015	Climática/Descargas atmosféricas.	La Esperanza	Pichincha – Pedro Moncayo	Red de Media voltaje/subtransmisión
NOR.06.2020.038	Climática/Descargas atmosféricas.	Otavaló	Imbabura-Otavaló	Red de Media voltaje/subtransmisión
NOR.2020.06.157	Climática/Descargas atmosféricas.	La Carolina	Imbabura-Ibarra	Red de Media voltaje/subtransmisión

En la tabla I.1 se muestran los eventos de desconexión más significativos que se presentaron en diversos sectores del sistema de subtransmisión de la empresa durante el mes de junio del presente año; cómo se puede observar, uno de los factores es el climático, específicamente las descargas atmosféricas, por lo que resulta importante analizar los transitorios electromagnéticos de frente rápido que pueden llegar a originarse debido al nivel cerámico relativamente alto de la zona sur del sistema de subtransmisión de la empresa.

A3. Formulación del problema

¿Qué motivos causan transitorios electromagnéticos de frente rápido en la subestación de distribución perteneciente al sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A.? “La Esperanza 69/13.8 kV”, y como se puede verificar la coordinación de aislamiento en subestaciones de distribución del mismo sistema?

A4. Alcance

Se realizará el análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido ocasionados por descargas atmosféricas en la subestación La Esperanza 69/13.8 kV, ubicada en la zona sur del sistema de subtransmisión de EMELNORTE utilizando el software especializado EMTP y su simulador EMTPWorks.

Además, mediante el empleo de las Normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2, se evaluará la coordinación de aislamiento de la subestación La Esperanza basándose en los sobrevoltajes representativos de frente rápido ocasionados por descargas atmosféricas.

A5. Justificación e Impacto

La Empresa Eléctrica Regional Norte, acorde con el crecimiento poblacional, año tras año amplía sus servicios para brindar mayor cobertura a su zona de concesión, por lo que cada determinado tiempo se debe hacer ajustes en el equipamiento de su sistema, esto representa inversiones para la empresa, porque se debe dimensionar de forma técnica los equipos, teniendo en cuenta lo que puede ocurrir cuando se presenta un inconveniente y por diversos factores salen de funcionamiento; es aquí que surge la necesidad de estudiar y analizar los sobrevoltajes que se presentan cuando los equipos vuelven a ser conectados; existen dos estados en este proceso, el estado transitorio y el estado permanente.

El estado transitorio, ocurre en el momento en el que se conecta un equipo a un sistema, presentándose picos de corriente y voltaje muy elevados, fuera de los rangos que se manejan en el estado estable, razón por la que se debe analizar el tiempo que duran, los valores de frecuencia y cómo afectan a los equipos y a las líneas que conforman el sistema.

A pesar de que se trata de un período muy pequeño de tiempo, puede ser suficiente para que los transitorios electromagnéticos quemem los equipos.

El otro es el estado permanente en el que los valores de voltaje y corriente se estabilizan, trabajando dentro de los parámetros considerados normales

El uso de un software computacional especializado para su análisis es una alternativa adecuada, por las facilidades que brinda, al poder modelar y simular lo que ocurre en los equipos de la subestación y en que pueden verse afectados, por otra parte, el análisis en este caso sirve para verificar la metodología de coordinación de aislamiento, enfocado directamente en descargas atmosféricas.

Si se consideran todos los factores que se mencionaron, el análisis es viable desde el punto de vista académico y técnico.

A4. Objetivo General

Analizar transitorios electromagnéticos de frente rápido ocasionados por descargas atmosféricas, mediante su modelamiento y simulación, utilizando software especializado, para verificar la coordinación de aislamiento en base a las Normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2 en la subestación La Esperanza 69/13.8 kV perteneciente al sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A.

A5. Objetivos Específicos

1.- Describir los transitorios electromagnéticos y sus efectos en sistemas eléctricos de potencia.

2.- Analizar los transitorios electromagnéticos de frente rápido originados por descargas atmosféricas en la subestación La Esperanza, por medio de modelamiento y simulación en un Software especializado.

3.- Evaluar la coordinación de aislamiento para la subestación de distribución La Esperanza 69/13.8 kV, de la Empresa Eléctrica Regional Norte en base a las Normas IEC 60071-1 e IEC 60071

CAPÍTULO 1

Descripción de transitorios electromagnéticos y sus efectos en un Sistema eléctrico de potencia

1 Descripción de sistemas eléctricos de potencia.

Para comprender el fenómeno transitorio en los sistemas eléctricos de potencia, es necesario analizar cómo están conformados y que función o efecto tiene cada elemento dentro de estos, por lo que es necesario describirlos de forma básica, es así que se detallan los elementos inductivos, capacitivos y resistivos que conforman un sistema eléctrico de potencia de manera general.

1.1 Introducción a los transitorios electromagnéticos.

El estudio de transitorios electromagnéticos nace por la necesidad de encontrar soluciones a los problemas que se presentan en las líneas que transportan energía eléctrica especialmente en gran potencia, pues es precisamente en ese tipo de sistema que se pueden presentar daños significativos económica y técnicamente hablando, si bien el modelamiento matemático es posible su desarrollo es complejo por la cantidad de variables que se debe manejar en la actualidad los paquetes computacionales han reducido y facilitado mucho ese trabajo, sin embargo, en ingeniería eléctrica y afines deben estar muy claros los conceptos que este fenómeno engloba, por lo que a continuación se hace un recuento conceptual del mismo.

1.2 Nociones de transitorios electromagnéticos.

Los sistemas eléctricos de potencia están expuestos a un sin número de acciones y circunstancias, sean estas planificados o no, pues cuando los equipos de una determinada subestación necesitan mantenimiento de cualquier tipo muchas veces deben salir de funcionamiento para realizarlo, se entiende que estas son actividades planificadas en la mayoría de casos, mientras que cuando se producen fallas que llevan consigo inconvenientes a los clientes por desconexiones, se entiende que estas no son actividades planificadas; es precisamente cuando esos equipos vuelven a ser conectados al sistema, que se producen los transitorios electromagnéticos que se dan en el equipamiento eléctrico de un sistema, y que hacen que pasen de un estado estacionario antiguo, es decir antes de la conexión, a uno nuevo, tras haber soportado valores elevados de voltaje, intensidad y potencia en el tiempo que dura el estado transitorio, por lo que resulta indispensable saber por qué, cuándo, cómo y dónde se

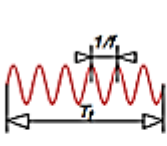
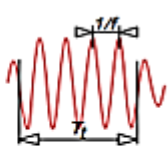
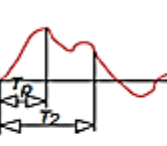
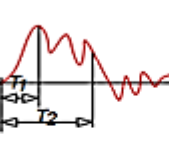
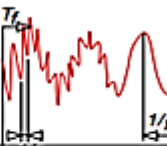
originan y cuales son más frecuentes, para de esta forma estar preparados y evitar daños en los equipos.

Se conoce que los transitorios se almacenan en forma de campo magnético en los elementos inductivos y en forma de campo eléctrico en los elementos capacitivos, tras intercambiar energía, siempre considerando que el tiempo que dura el transitorio por más pequeño que este sea (mili o microsegundos) no puede considerarse como abrupto, porque esto implicaría una potencia infinita e iría en contra de las propiedades y leyes físicas. (Shenkman, 2005)

1.3 Definición de sobrevoltajes.

Las sobrevoltajes son valores que están por encima de los que un sistema normalmente maneja, debiéndose a factores internos o externos; Existen varias causas que causan este fenómeno, dentro de las que sobresalen las descargas atmosféricas, siendo estas consideradas como factores externos para el origen de las sobrevoltajes en redes, y otros como las maniobras que se realizan cuando se conectan y desconectan disyuntores, son consideradas factores internos que sacan del régimen permanente a los elementos del sistema por un tiempo pequeño. (Martinez Velasco, 2013)

TABLA 1. Clasificación de las sobrevoltajes según la norma IEC 60071-4
Fuente: (Institution, 2004)

Clase	Baja frecuencia		Transitorios		
	Continuo	Temporal	Frente lento	Frente rápido	Frente muy rápido
Formas de tensión o sobretensión					
Rango de formas de tensión o sobretensión	F= 50 Hz o 60 Hz T1 >= 3600s	10 Hz < F < 50 Hz 0.03 s <= T1 <= 3600 s	20 micro s < Tpag <= 5000 micro s T2 <= 20 mili s	0.1 micro s < T1 <= 20 micro s T2 <= 300 micro s	3 ns < Tf <= 100 ns 0.3 MHz < F1 < 100 MHz 30 kHz < F2 < 300 kHz

Formas de voltaje estandar	 F = 50 Hz o 60 Hz Tt 1)	 48 Hz <= F <= 62 Hz Tt = 60s	 Tpag = 250 micro s T2 2500 micro s	 T1 = 1.2 micro s 60 Hz T2 = 50 micro s	1)
Prueba de resistencia estandar	1)	Prueba de frecuencia de potencia de corta duraci3n	Prueba de impulso de conmutaci3n	Prueba de impulso de rayo	1)
1) A especificar por los comit3s de aparatos correspondientes					

En la tabla 1 se puede ver que, segun la norma IEC 60071-4 los sobrevoltajes se clasifican en: temporales o de baja frecuencia y sobrevoltajes transitorios, pero es necesario primero definir lo que es el voltaje de frecuencia industrial permanente

1.3.1 Voltaje de frecuencia industrial permanente.

Se la define como el voltaje a la que normalmente trabaja un sistema el3ctrico en su estado estable, aproximándose a la frecuencia del mismo, que en el Ecuador es de 60 Hz. (Pazmiño Morillo, 2018)

1.3.1.1 Fallas a tierra.

Son aquellas que se generan en una de las fases de la red por lo que también se las conoce como fallas monofásicas, cuando estas entran en contacto con tierra, debido a diversos factores como la rama de un árbol sobre una de las líneas, descargas atmosféricas o fallas en los equipos a tierra originando sobrevoltajes en las otras fases; la magnitud de onda de dicha sobrevoltaje dependerá de la ubicación de la falla, pero principalmente de la conexi3n que exista entre tierra y neutro. (Escobar Lomas, 2015) (Martinez Velasco, 2013).

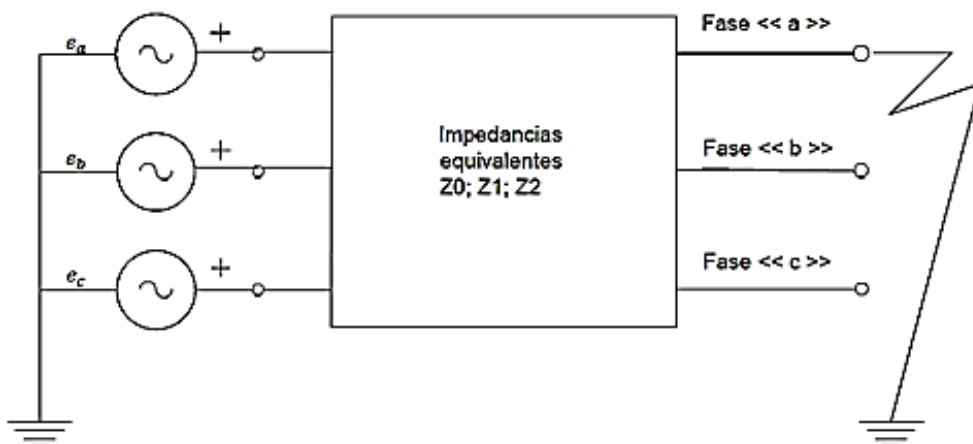


Figura1. Falla fase-tierra en la fase a
Fuente: (Martinez Velasco, 2013)

En la fig.1 se representa una falla a tierra en la fase <<a>>, que afecta al resto de fases y cambian parámetros eléctricos como la impedancia de línea e impedancias equivalentes.

1.3.1.2 Efecto Ferranti.

Es un efecto capacitivo que se presenta en las líneas de transmisión, especialmente en las más largas, debido a la corriente de carga que llevan consigo por la capacitancia distribuida en la línea, siendo esta mayor que la corriente de las cargas en el extremo final de la misma; las líneas se hallan aisladas entre ellas y también con respecto a tierra.

Dicho de otra forma, el efecto Ferranti describe el aumento de voltaje en el extremo final de una línea con respecto al extremo inicial, cuando esta no tiene cargas (circuito abierto) o tienen valores mínimos de carga. Su forma de onda generalmente es sinusoidal a frecuencia industrial. (D´Ajuz, 1987).

1.3.1.3 Resonancia y ferresonancia.

Estos fenómenos son considerados sobrevoltajes de tipo temporal, que se producen tras la conexión a la red de elementos eléctricos de constitución inductiva o capacitiva de grandes valores y tienen características de magnetización no lineales. Los valores que los sobrevoltajes que tienen origen en la resonancia electromagnética pueden llegar a ser muy altos y para eliminarlos hay que utilizar filtros de armónicos o cambiar la configuración del sistema. (Turrubiates Guillen, 2017)

Se produce resonancia en las siguientes condiciones:

a) Cuando existe elevada capacitancia entre las líneas y reactores que limitan la corriente.

b) Entre una capacitancia y una inductancia lineal que se encuentran en una línea de transmisión con poca carga. (Paredes Quito S. , 2011)

Mientras que la ferresonancia se produce por las interacciones que tienen las capacitancias e inductancias no lineales en las redes que han sido construidas sobre núcleos ferromagnéticos; la forma de onda se puede ver afectada y esto a su vez puede causar daños en los equipos, además de mucho ruido, sobrecalentamiento en transformadores, etc.; no se deben considerar para el dimensionamiento de pararrayos (Mier Mier, 2010) (Sailema Morales & Proaño Maldonado, 2010).

Se produce ferresonancia en las siguientes condiciones:

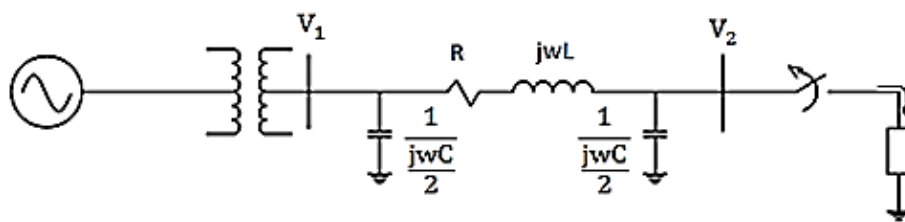
a) Entre la reactancia de transformadores y la capacitancia entre bobinas de un transformador de distribución.

b) En sistemas eléctricos que contienen elementos saturables y filtros de armónicos. (Paredes,2011, p 43).

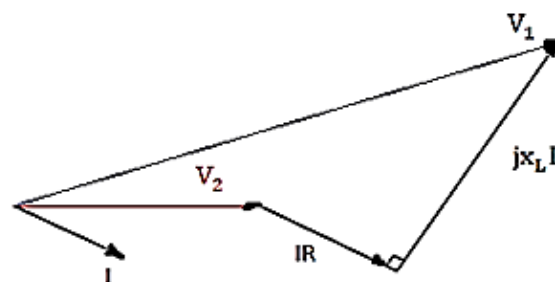
1.3.1.4 Rechazo de carga.

Tiene como principal objetivo analizar las medidas que se pueden tomar en la operación al producirse pérdidas de cargas en el sistema, cuando un interruptor tiene una mala maniobra se produce un sobrevoltaje en el sistema porque disminuye el flujo de corriente aumentando el efecto capacitivo de las líneas y el voltaje en las inductancias disminuye.

Antes de presentarse un rechazo de carga los generadores se encuentran suministrando energía a cargas inductivas por lo que se deduce que están operando sobreexcitados, sin que el voltaje del generador se modifique en un instante posterior de rechazo de carga.



(a)



(b)

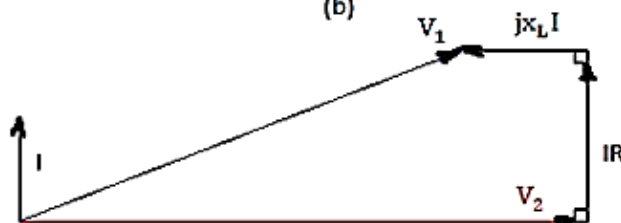


Figura 1.1. Rechazo de carga en el sistema (a), Esquema de un sistema (b), Diagrama fasorial antes de rechazo de carga (c) Diagrama fasorial después del rechazo de carga.

Fuente: (D'Ajuz, pág. pág 43)

En la figura 1.1, se observa la clásica representación de un sistema eléctrico de potencia, en el que en el literal b) se ve el comportamiento de una carga previo al rechazo de carga, lo que cambia en la fig.1.1 c) luego de originado el fenómeno de rechazo de carga por lo que se ha modificado el tamaño del vector V_2 y con esto el ángulo de jX_{L1} (Morales, 2008) (Paredes Quito S. , 2011).

1.3.2 Sobrevoltajes transitorios.

Son fenómenos generalmente muy amortiguados y de corta duración que pueden ser ondulatorios o no ondulatorios y que son independientes de los transitorios temporales, a pesar de que se pueden producir de forma consecutiva, tienen duraciones en el orden de μs e inclusive ms pero pueden ser muy dañinos para los equipos de un sistema eléctrico de potencia por los valores que manejan. Se pueden clasificar de la forma que sigue: (Martinez Velazco, Transient analysis of power system solution techniques, tools and applications, 2015) (Paredes Quito S. , 2011) (Escobar Lomas, 2015)

1.3.2.1 Sobrevoltajes de frente lento.

Los sobrevoltajes de este tipo se generan por acciones de conmutación en un SEP, llegando a tener un valor máximo en su forma de onda de entre 20 y $5000 \mu s$, con un valor medio de tiempo de $20 ms$, a continuación, se puede observar la forma que estos tienen: (Paredes Quito S. , 2011) (Martinez Velazco, Transient analysis of power system solution techniques, tools and applications, 2015)

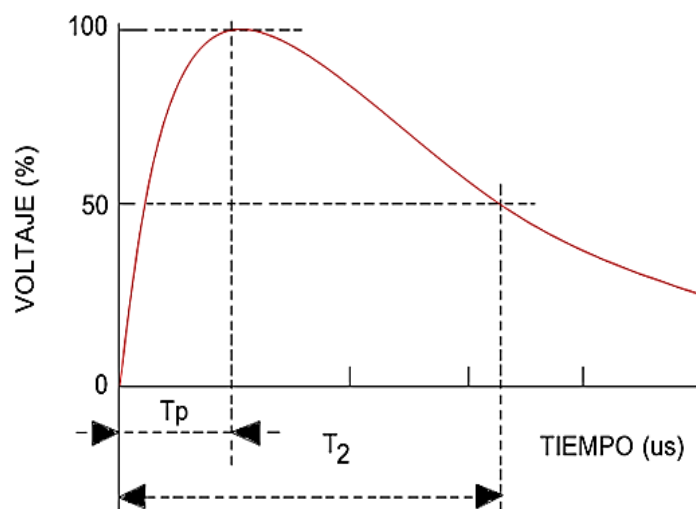


Fig1.2. Forma de onda de sobrevoltaje de frente lento
Fuente: (Martinez Velasco, 2013)

En la fig.1.2. se observa la forma de onda de este tipo de sobrevoltaje que depende del instante de tiempo en el que se realiza una maniobra con respecto a la frecuencia de la onda sinusoidal del voltaje del sistema. (Soria Albán & Varela Guerrero, 2015)

Dentro de las principales causas que lo originan se tiene:

- a) Energización de líneas**
- b) Fallas y eliminación de fallas**
- c) Conmutación de corrientes capacitivas o inductivas**
- d) Rechazo de carga.**

Para poder comprender de mejor manera se presenta una descripción breve de cada una, así:

a) Energización de líneas.

Cuando se energiza o reconecta una red se pueden producir sobrevoltajes de gran magnitud debido a la carga que se halla en la línea represada por lo que para calcular su valor es necesario tener en cuenta dicha carga; este efecto se presenta también en redes trifásicas afectando potencialmente a las tres líneas, causando en el peor de los casos sobrevoltajes fase – tierra o fase – fase. (Martinez Velazco, Transient analysis of power system solution techniques, tools and aplicaciones, 2015)

Se pueden considerar tres periodos dentro de la energización o reconexión de una línea de alta potencia, estos son:

- **El período transitorio.**

Depende de la longitud de la línea y de las ondas viajeras que se presentan en las mismas, su duración está en el orden de los milisegundos y sus picos de voltaje se superpone con las componentes del sobrevoltaje de frecuencia industrial. (Pazmiño Morillo, 2018)

- **El periodo dinámico.**

Es el tiempo que se demora el sobrevoltaje en cambiar de estado del transitorio al estado permanente o estable; este periodo se caracteriza por tener valores de voltaje periódicos del tipo de los de la frecuencia industrial. (Pazmiño Morillo, 2018)

- **El periodo estable.**

Se caracteriza por ser netamente periódico como lo son los voltajes de frecuencia industrial y distorsionados por el efecto que tiene la saturación los núcleos ferromagnéticos de elementos inductivos como transformadores. (Pazmiño Morillo, 2018)

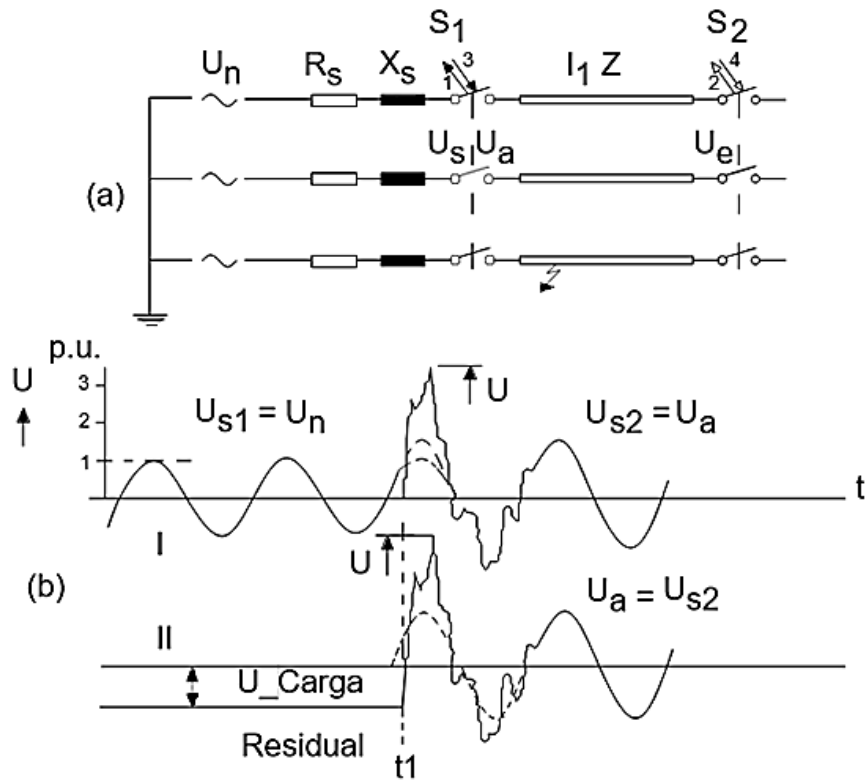


Fig.1.3 Formas de onda básicas para el voltaje de maniobras de reconexión
Fuente: (D' Ajuz, 1987, pág. 74).

En la figura 1.3., se puede observar el comportamiento de las formas de ondas cuando se produce una reconexión dentro del sistema, originando transitorios de maniobras, y por ende una distorsión en la onda.

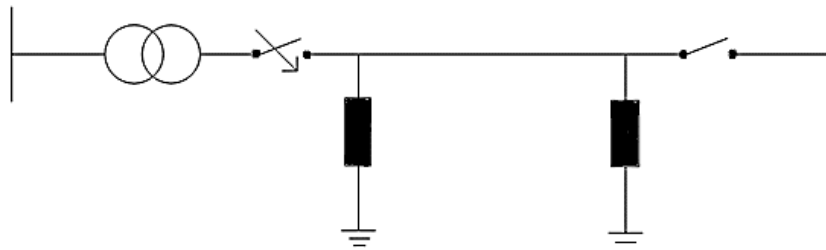


Fig.1.4. Energización de una línea en vacío
Fuente: (Martínez Velasco, 2013)

En la figura 1.4., se muestra la energización de una línea en vacío y sus consecuente efectos, causando transitorios de maniobra en el mismo.

Para reducir el impacto de los sobrevoltajes de frente lento pueden jugar un papel fundamental elementos como los transformadores de potencial inductivo en las barras de las subestaciones, el efecto corona de los conductores, el tiempo que se demore en reconectarse las líneas, etc.

Los principales parámetros para que se produzcan sobrevoltajes entre fases y fase-tierra son los siguientes:

- Potencia de cortocircuito del sistema en el punto de la maniobra
- Punto de la onda de voltaje en que opera el interruptor
- Grado de compensación de la línea de transmisión
- Longitud de la línea de transmisión
- Voltaje residual (carga atrapada) en caso de re cierre
- Transposición de la línea
- Pérdidas a lo largo de la línea
- Disponibilidad de equipos de protección (pararrayos)
- Geometría de la línea de transmisión
- Grado de puesta a tierra del sistema
- Valor de la resistencia de preinserción en los interruptores
- Disparidad de polos del interruptor

(Blandon, 2016)

1.3.3 Re cierre de una línea de transmisión.

Cuando se produce el re cierre de una línea de transmisión puede ser de dos tipos monopolar o tripolar, ambos únicamente se diferencian por la carga residual que se encuentra en la fase a cerrar, que se establece luego de que el arco desaparece en esta, esto ocurre por el acoplamiento entre fases.

Cuando una línea es desconectada la corriente se interrumpe en cero, mientras que el voltaje es completamente lo opuesto, es decir en su valor pico más alto, cuando esto sucede se origina una carga residual en la línea que puede desaparecer gracias a la acción de un reactor o un transformador, de no haber ninguno de los dos, dicha carga permanecerá en la línea con su máximo valor, este valor puede llegar a ser 5 en pu., si el interruptor reconecta en un punto de la onda con polaridad opuesta a la carga presente en la línea (D'Ajuz, y otros, 1985)

b) Fallas y eliminación de fallas.

Se conoce que el sobrevoltaje por fallas se produce debido al cambio del estado normal del voltaje a un sobrevoltaje temporal en las fases que no han sido afectadas. Estos fenómenos únicamente pueden producir sobrevoltajes entre fase y tierra. La eliminación de fallas por su parte de está relacionada con el grado de puesta a tierra que tenga el sistema, y se presenta en el estado transitorio del sobrevoltaje. (Soria Albán & Varela Guerrero, 2015)

c). Conmutación de corrientes inductivas y capacitivas.

Los sistemas eléctricos de potencia en su extensión tienen componentes inductivos y capacitivos que son utilizados normalmente como elementos de compensación en el sistema, mismos que cuando se maniobran pueden ocasionar un arco eléctrico en los disyuntores, pues cuando la corriente es interrumpida la onda de voltaje estará en su punto más alto generando que el voltaje se incremente en los terminales; los inductores almacenan energía en forma de campo magnético y los capacitores lo hacen en forma de campo eléctrico que ocasionan desfases con respecto al voltaje. (Pazmiño Morillo, 2018)

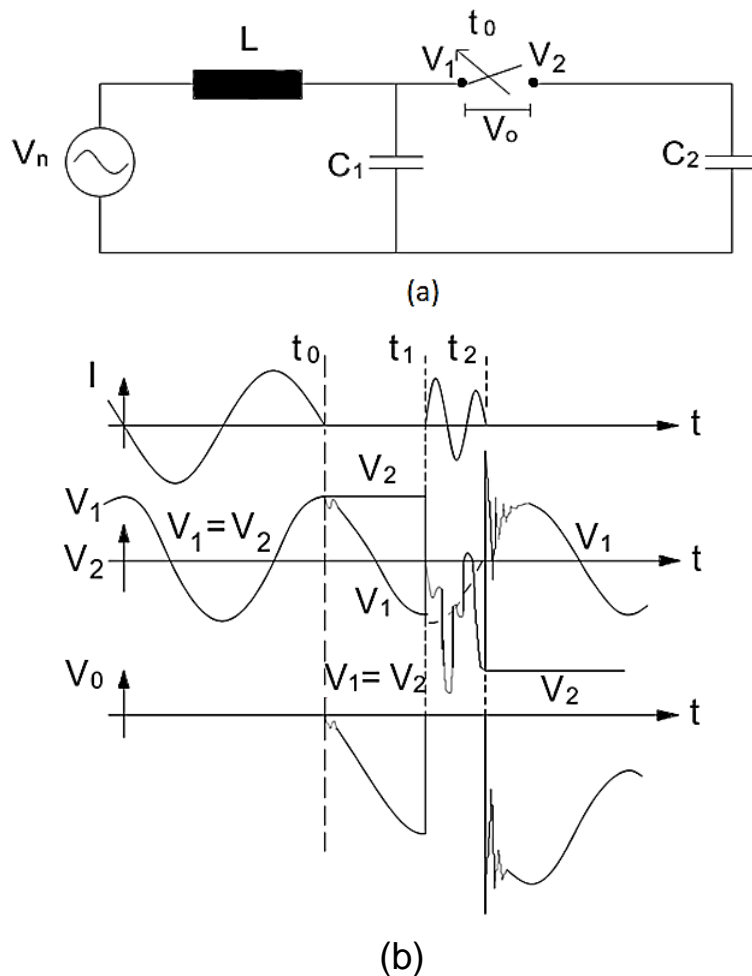


Fig.1.5 Interrupción de corriente capacitiva, a) circuito capacitivo, b) formas de onda de voltaje y corriente
Fuente: (Martínez Velasco, 2013)

Según (Soria Albán & Varela Guerrero, 2015), en la figura 1.5 a) existe una capacitancia concentrada C_2 que puede ser la capacitancia distribuida de la línea o un capacitor de potencia. C_1 es la capacitancia de la fuente.

Luego de interrumpir una corriente capacitiva, el voltaje en la capacitancia C_2 mantiene el valor pico del voltaje de frecuencia industrial.

1.3.4 Rechazo de carga.

El rechazo de carga origina dos tipos de sobrevoltajes, el uno es de tipo transitorio y el otro de tipo permanente; el transitorio tiene una duración de entre 1 y 2 ciclos, posteriores al rechazo luego que se apertura el interruptor que desconecta la carga, este no se ve afectado porque trabaja a valor nominal; por otro lado el disyuntor final, que interrumpirá la corriente capacitiva puede verse afectado por los valores elevados de voltaje y frecuencia que con los que debe trabajar pudiendo verse afectado.

Por otra parte, el sobrevoltaje permanente se mantendrá en el sistema debido a los equipos que este tiene, originando armónicos por saturación de las cargas de tipo no lineal; generalmente el valor de la forma de onda de sobrevoltaje de frente lento es menor que el que se produce por energización y re-energización de líneas de transmisión. (Pazmiño Morillo, 2018) (Paredes Quito S. , 2011).

1.3.5 Sobrevoltajes de frente rápido (descargas atmosféricas).

Son ocasionados por los rayos, pero también por conmutar equipos cercanos a la fuente los pueden generar, llamando a estas últimas, sobrevoltajes de conmutación de frente rápido; deben su nombre al tiempo que duran entre 0.1 y 20 μ s.

Los relámpagos también causan sobrevoltajes de este tipo, se originan por golpes en las fases del sistema conocidas como fallas de blindaje que generan descargas disruptivas o también por golpes cercanos al suelo que son importantes en sistemas de distribución.

Estos problemas repercuten en los equipos de las subestaciones; en el caso de Ecuador estos valores entran en el orden de la transmisión y subtransmisión, porque considera valores menores a 400 kV. (Martinez Velazco, Transient analysis of power system solution techniques, tools and aplicaciones, 2015) (Villalba Noriega, 2016)

También son conocidas como sobrevoltajes por descargas atmosféricas y pueden afectar a una o todas las líneas de la red por igual, generalmente se ocasionan en las líneas cuando existe una falla en la línea de guarda del sistema, siendo poco probable que se produzcan en las subestaciones; este fenómeno se presenta por la ruptura de aislamiento en el aire y se da entre dos superficies de cargas eléctricas diferentes. (Paredes Quito S. , 2011).

Entre las principales propiedades de los sobrevoltajes de frente rápido se tiene:

1.3.5.1 Forma de onda de la descarga atmosférica.

Su frente de onda y su cola definen la forma que tendrá la onda de una descarga atmosférica, ya que el frente de onda es el tiempo que esta se demora en llegar al punto más alto de la corriente máxima, mientras que la cola es el tiempo que se necesita para que llegar al promedio de la corriente máxima. (Paredes Quito S. , 2011)

1.3.5.2 Intensidad y polaridad de la corriente.

La corriente no depende de la resistencia del punto de afectación, pues la impedancia del canal por donde circula el rayo es bastante alta. (Paredes Quito S. , 2011).

1.3.5.3 Frecuencia de ocurrencia.

Es el registro anual de tormentas eléctricas que se registran en una región, depende del **nivel cerámico**¹ que caracterice a dicha región. (Paredes Quito S. , 2011)

1.3.5.4 Ángulo de incidencia.

Cada rayo tiene una inclinación con respecto al suelo que los diferencia entre sí, lo que dificulta una protección total por medio del blindaje de las subestaciones y de los cables de guarda de un sistema pues las descargas generalmente son múltiples utilizando un mismo canal ionizado, la duración del frente de onda de la corriente está entre 1 y 5 μ s y su cola puede llegar a 100 μ s. (Paredes Quito S. , 2011)

Las descargas atmosféricas pueden influir en las líneas de transmisión de forma directa sobre los conductores, esto se da cuando un rayo cae directamente sobre cualquiera de las fases lo que origina que en el sitio exacto de la caída del rayo se produzcan dos ondas viajeras, una opuesta a la otra, originando sobrevoltajes de gran dimensión, mientras mejor diseño de blindaje por línea de guarda tenga el sistema será menor la probabilidad de que este fenómeno ocurra sobre el sistema.

Por otra parte, puede producirse una descarga atmosférica directa a los cables de guarda o sobre torres originando una alta corriente a tierra; estas son más probables en las líneas de menos de 230 kV, es decir en los sistemas de subtransmisión, cuando un rayo cae sobre la línea de guarda, la corriente recorre ese conductor y también las torres que se encuentran en las inmediaciones, causando sobrevoltajes en la cruceta y en la base de la torre.

¹ El nivel cerámico es el número de días de tormenta al año en un lugar especificado. El nivel cerámico (Td) se expresa en días de tormenta por año.

1.3.5.5 Métodos para el análisis de transitorios electromagnéticos.

Aunque en la actualidad la utilización de paquetes computacionales especializados se ha extendido debido a que agiliza el trabajo que llevaría un tiempo largo en su desarrollo de forma manual, es necesario conocer de forma teórica lo que se está haciendo, para lo cual se pueden emplear diferentes herramientas matemáticas para modelar este fenómeno físico.

Entre las principales herramientas empleadas se tiene:

- Transformada de Laplace.
- Transformada de Fourier.
- Impedancia Característica

1.3.5.6 Aplicación de transformada de Laplace.

La transformada de Laplace es un método numérico que sirve para analizar los transitorios electromagnéticos en el dominio de la frecuencia utilizando para ello ecuaciones integro-diferenciales hasta llevarlas al plano algebraico. (Shenkman, 2005).

Los términos más empleados son:

TABLA 1.1. Aplicaciones de la transformada de Laplace para elementos de circuitos eléctricos de líneas de transmisión.

Fuente: (Shenkman, 2005)

Elemento /Magnitud/función	Nomenclatura	Ecuación Laplace
Voltaje constante	V	$LV = \frac{V}{s}$ (1)
Función rampa	$I(t) = I'(t)$	$LI' = \frac{I'}{s^2}$ (2)
Exponente	$e^{\alpha t}$	$Le^{\alpha t} = \frac{1}{s-\alpha}$ (3)
Exponente: Si $s < \alpha$	$\int_0^{\infty} e^{\alpha t} e^{-st} dt$	$Le^{\alpha t} = \frac{1}{s+\alpha}$ (4)
Seno	$\sin \omega t = \frac{e^{j\omega t} - e^{-j\omega t}}{2j}$	$L \sin \omega t = \frac{\omega}{s^2 - \omega^2}$ (5)
Coseno	$\cos \omega t = \frac{e^{j\omega t} + e^{-j\omega t}}{2}$	$L \cos \omega t = \frac{\omega}{s^2 - \omega^2}$ (6)
n derivadas	$\frac{\partial y}{\partial x_1} + \frac{\partial y}{\partial x_2} + \dots + \frac{\partial y}{\partial x_n}$	$LF^n(t) = s^n LF(t) - s^{n-1} F(D) - s^{n-2} F'(D)$ (7)
Integral de una función que varía en el tiempo	(corriente de carga de un capacitor)	$L \left[\int_{-\infty}^t I(t) dt \right] = \frac{t(s)}{s} + \frac{Q(0)}{s} = q(s)$ (8) Nota: donde Q (0) es la carga inicial del capacitor, ósea la integral de toda la corriente

		que ha entrado o salido del capacitor luego del $t=0$
--	--	---

En la tabla 1.1., se apunta la nomenclatura, elementos y magnitudes de función de la transformada de Laplace, que matemáticamente es como se utilizan en el análisis de transitorios electromagnético.

Las descritas son las ecuaciones base que se emplean al interior de los softwares de simulación, se ejecutan a altas velocidades computacionales, haciendo que el trabajo sea ágil y más seguro que hacerlo manualmente.

1.3.5.7 Transformada de Fourier.

Es una técnica que al igual que la transformada de Laplace, se la utiliza para convertir una función de tiempo en función de frecuencia que permite el análisis transitorio de cualquier circuito lineal; se la emplea para la resolución de circuitos eléctricos en el análisis de transitorios electromagnéticos, con la diferencia de que la transformada de Laplace llega a un valor de frecuencia completa, mientras que en la transformada de Fourier se obtienen valores de frecuencia imaginaria pura.

Es decir, mientras con la transformada de Laplace se obtienen valores del tipo $j\omega$ con transformada de Fourier se lleva a un valor de este tipo ($s = c + j\omega$); se puede concluir entonces que esta transformada extiende la serie de Fourier, por una suma infinita de armónicos de diferente frecuencia. (Shenkman, 2005)

Cuando se convierte una función de tiempo en una de frecuencia los términos de frecuencia que permiten su análisis son: la impedancia $Z(j\omega)$, la admitancia $Y(j\omega)$ y / o transferencia. coeficiente $K(j\omega)$.

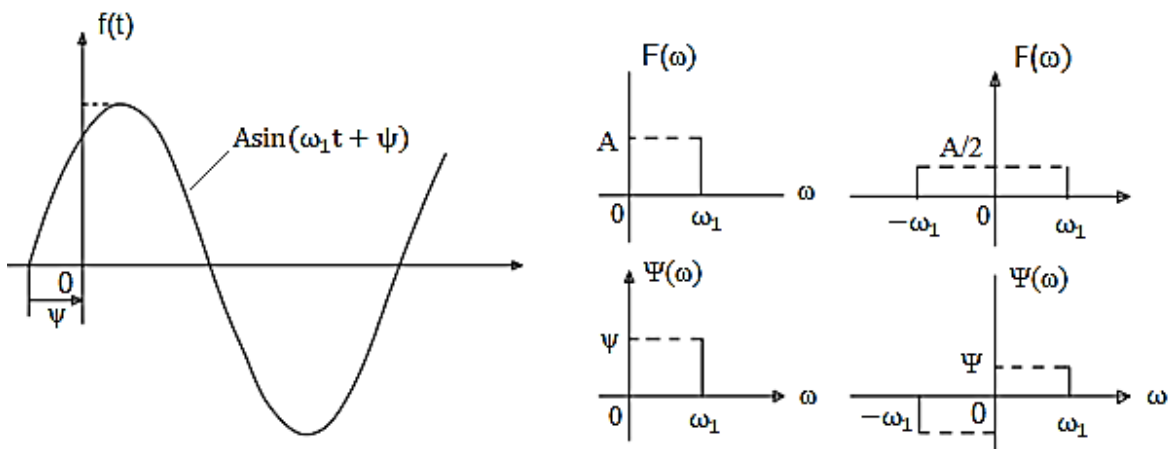


Fig. 1.6. Representación sinusoidal de un armónico (a) y sus espectros: en notación real (b) y notación compleja (c). Fuente: (Shenkman, 2005)

La fig.1.6., representa el armónico de ecuación:

$$A \sin(\omega t + \psi) \quad (9)$$

que es una representación de la función periódica; los espectros de amplitud y fase se muestran en c. (Shenkman, 2005)

1.3.5.8 Impedancia Característica.

Este es un método matemático con el cual se puede calcular las corrientes transitorias en un circuito eléctrico en base al voltaje y la impedancia, que pueden ser complejos, es más exacto cuando, por ejemplo, el disyuntor se encuentra desconectado, es decir que no hay corriente que fluya por el circuito y los capacitores están descargados; de ahí su utilidad, pues facilita su cálculo al usar una impedancia operacional que se la obtiene aplicándole un voltaje en un sistema de corriente alterna. (Montalvo Saá, 2010).

1.3.5.9 Representación matemática de transitorios electromagnéticos.

La forma matemática más comúnmente empleada para el estudio del fenómeno transitorio son ecuaciones diferenciales que de acuerdo a las características del circuito pueden ser lineales de primer grado, para representar Resistencias, inductancias o capacitancias dentro del sistema así: (Shenkman, 2005)

$$v_R = Ri: \quad (10)$$

$$v_L = L \frac{di}{dt}: \quad (11)$$

$$v_C = \int i dt: \quad (12)$$

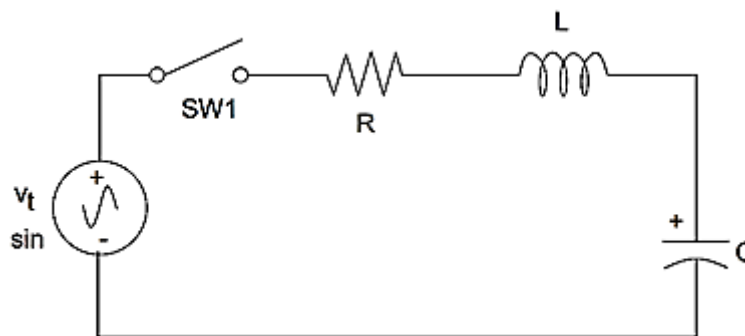


Fig.1.7. Circuito serie RLC accionado por una fuente de voltaje
Fuente: (Shenkman, 2005)

De forma ideal un circuito RLC compuesto por los elementos antes descritos tiene la configuración de la figura 1.7., en la que se muestran los elementos R , L y C

La fórmula que representa la Ley de Voltaje de Kirchhoff es escrita normalmente de la siguiente manera.

$$v_R + v_L + v_C = v(t) \quad (13)$$

Y representándola de forma integro diferencial con los términos detallados anteriormente queda de la siguiente forma:

$$L \frac{di}{dt} + Ri + \frac{1}{C} \int i dt = v(t) \quad (14)$$

Cada circuito eléctrico actúa de acuerdo a las condiciones con las que fue activado y arrojará un transitorio diferente que si se lo activa con otras condiciones iniciales; de acuerdo a las condiciones de los circuitos las ecuaciones irán cambiando y deberán ser representadas en muchos casos por expresiones matemáticas más complejas así en el caso de un circuito de dos mallas o más se emplearán las ecuaciones:

$$C \frac{dv_C}{dt} + i_L - i = 0 \quad (15)$$

$$L \frac{di_L}{dt} + R_1 i_L + R_i = 0 \quad (16)$$

$$L \frac{di_L}{dt} + R_1 i_L - v_C = 0 \quad (17)$$

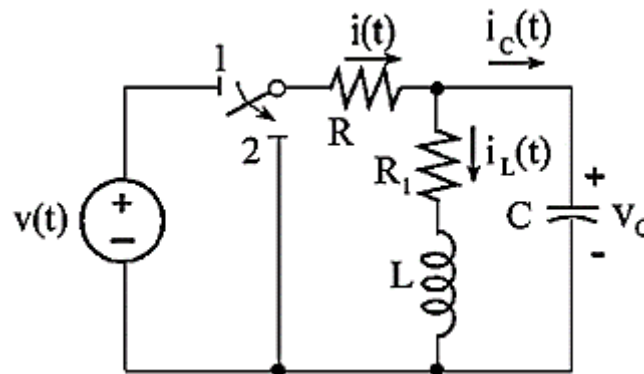


Fig.1.8. Circuito serie RLC dos mallas accionado por una fuente de voltaje
Fuente: (Shenkman, 2005)

La figura 1.8., representa un sistema con elementos resistivos, inductivos y capacitivos que son accionados por una fuente de voltaje y que sirve para comprender como afecta al circuito cada tipo de elemento presente en él.

1.3.6 Ecuación de primer orden.

Se dice que un circuito es de primer orden cuando este tiene solamente un elemento capaz de almacenar energía, las ecuaciones más comunes para los elementos son las siguientes:

Para un circuito RL:

$$Ls + R_{eq} = 0 \quad (18)$$

Teniendo como raíz:

$$s = -\frac{R_{eq}}{L} = -\frac{1}{\tau} \quad (19)$$

Donde:

$$\tau = \frac{L}{R_{eq}} \quad (20)$$

Para un circuito RC se tiene:

$$\frac{1}{sC} + R_{eq} = 0 \quad (21)$$

Y su raíz:

$$s = -\frac{1}{R_{eq}C} = -\frac{1}{\tau} \quad (22)$$

Donde:

$\tau = R_{eq}C$ es una constante de tiempo y la solución para ambos casos es:

$$f_n(t) = Ae^{st}$$

$$f_n(t) = Ae^{-\frac{t}{\tau}}$$

Esta ecuación muestra que es de tipo exponencial y que se aproxima a cero a medida que el tiempo aumenta.

1.3.7 Ecuación de segundo orden.

Se entiende que un circuito eléctrico tiene ecuaciones de segundo orden cuando existe la presencia de los dos tipos de elementos que almacenan energía, inductores y capacitores, siendo la ecuación:

$$s^2 + 2\alpha s + \omega_d^2 = 0 \quad (23)$$

Donde:

α : es el coeficiente de amortiguamiento.

ω_d : es la frecuencia de resonancia.

Existen dos frecuencias que pueden ser empleadas en la ecuación general de segundo del circuito, estas son:

$$s_1 = -\alpha + \sqrt{\alpha^2 - \omega_d^2} \quad (24)$$

$$s_2 = -\alpha - \sqrt{\alpha^2 - \omega_d^2} \quad (25)$$

Que tiene como respuesta natural:

$$f_n^{(t)} = A_1 e^{s_1 t} + A_2 e^{s_2 t} \quad (26)$$

Existen tres tipos de casos que se presentan y se deben conocer, para saber su diferencia y como y cuando se dan, por lo que a continuación se describen:

1.4 Sistema sobre amortiguado.

Su respuesta natural es la suma de dos formas de ondas aproximadas a cero es decir decrecientes; su intervalo de tiempo está dado por la ecuación:

$$S_1 \left(t_{tr} \approx 5 \left(\frac{1}{s_1} \right) \right) \quad (27)$$

1.5 Sistema críticamente amortiguado.

Es muy poco probable que se presente este tipo de sistema dentro de un circuito porque la tasa de decrecimiento α y la frecuencia angular ω_α deberían ser iguales, cosa que es muy poco probable; está entre las respuestas sobre y subamortiguadas; tiene una respuesta natural representada por la ecuación:

$$f(t) = (A_1 t + A_2) e^{-st} \quad (28)$$

1.6 Sistema sub- amortiguado.

Tiene una forma de onda que oscila como si de una fuente de voltaje alterna y decreciente se tratara, la ecuación que lo representa es la siguiente:

$$f(t) = B e^{-\alpha t} \text{sen}(\omega_n t + \beta) \quad (29)$$

Donde :

α es el decremento que presenta la oscilación,

ω_n es la frecuencia angular de las oscilaciones y B es una constante (Montalvo Saá, 2010).

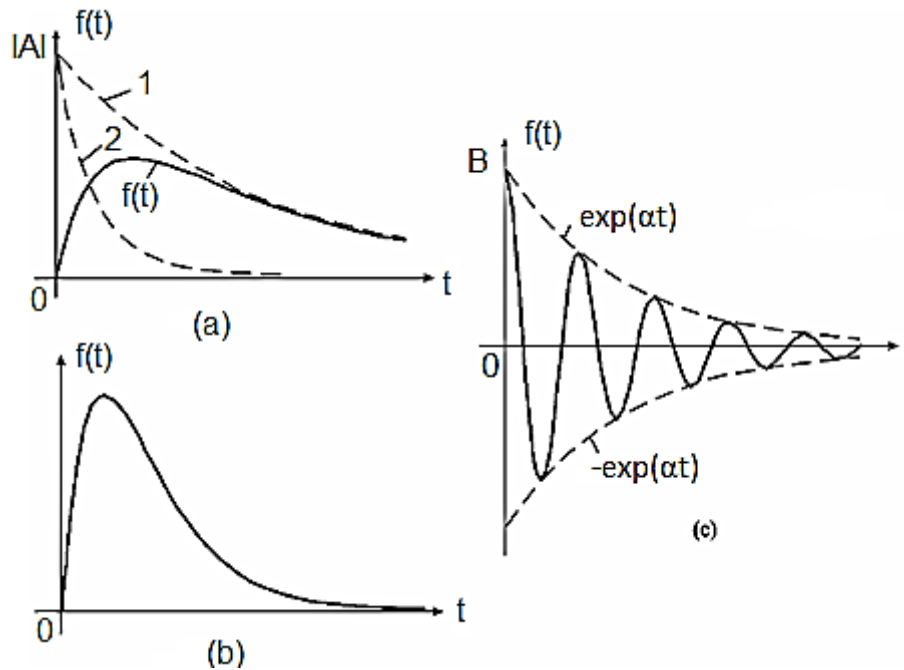


Fig.1.9. Respuestas de circuitos a) sobre amortiguada b) críticamente amortiguada y c) sub amortiguada
Fuente: (Shenkman, 2005)

En la figura 1.9., se muestra una onda que decrece de forma sostenida, en un determinado tiempo, hasta llegar a su estabilización. En a) la respuesta natural se da como la suma de dos formas exponenciales decrecientes, las cuales se acercan a cero cuando $t \rightarrow \infty$; en (b) la respuesta natural se convierte en: $f(t) = (A_1 t + A_2)e^{-st}$ (30) y en (c) La onda oscila como si de una fuente de voltaje alterna y decreciente se tratara.

1.6.1.1 Rayo.

Un rayo es una descarga eléctrica a tierra, misma que se hace visible gracias a la ionización de moléculas de aire, excitadas hasta llegar al punto de reflejar luz, se originan por las cargas eléctricas que a su vez crea un campo eléctrico entre nubes o entre nube y tierra; viene acompañado de relámpagos que no son otra cosa que la disrupción del campo magnético mencionado anteriormente y de truenos que se los entiende como la expansión del plasma del arco. (Hileman, 1999).

Las descargas atmosféricas generalmente son de polaridad negativa y generan los sobrevoltajes con valores de impulsos de corriente que van desde 1 kA hasta los 200 kA y voltajes sumamente altos (en el orden de 10^6) y con tiempos de duración muy bajos (en el orden de los 10^{-6}); la forma de onda de su frecuencia es generalmente no es periódica e irregular como se muestra en la siguiente figura.

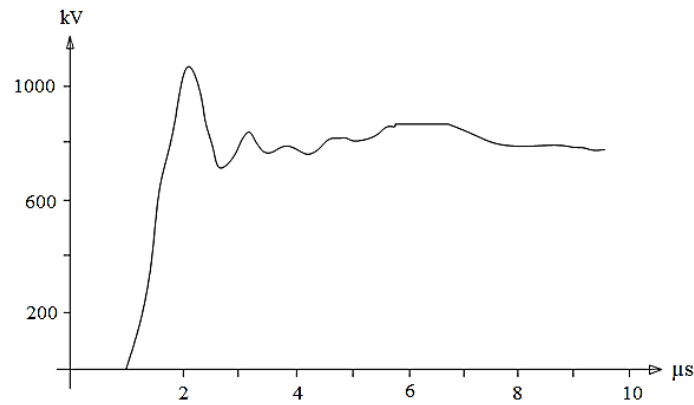


Fig. 1.10. Descarga atmosférica típica de polaridad negativa
 Fuente: (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

La figura.1.10. describe la forma de onda de una descarga atmosférica de polaridad negativa que generalmente es el estándar de del sobrevoltaje de frente rápido, originado por descargas atmosféricas.

Para estudios eléctricos los parámetros del rayo de mayor interés son:

- La corriente pico (kA) de la primera descarga y de las subsecuentes.
- La tasa de crecimiento de la corriente en el frente de onda kA/μs.
- La forma de onda de la corriente.
- El tiempo del frente de onda.
- El tiempo de la cresta de la onda.
- El tiempo de cola del impulso.
- Correlación entre los parámetros kA y kA/μs.

La tasa de incidencia de descargas por kilómetro cuadrado por año (Ng). (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

1.6.1.2 Mecanismo de la corriente de rayo.

El modelamiento de este fenómeno es fundamental al momento de representarlo computacionalmente, para entender su funcionamiento y esperar resultados

Luego de los experimentos realizados por científicos se ha logrado comprender que las nubes tienen carga eléctrica positiva en su parte superior mientras que en la parte inferior tiene carga eléctrica negativa, además esas mismas nubes tienen temperaturas que pueden llegar a bajo 0° C; cabe mencionar que el rayo se crea ya que en el suelo

existen positivas con relación a la ubicación de la nube, distancia en promedio es de 1500 metros aproximadamente. (Hileman, 1999)

Se calcula que, en la distancia entre el suelo y la nube, el viento llega a una velocidad aproximada a los 150 km/h; al cabo del proceso de separación de cargas, la diferencia de potencial entre los centros de carga puede alcanzar el punto de ruptura eléctrica del aire, esta ruptura con arco eléctrico ocurre inicialmente en medio de la nube entre la región de carga negativa y la inferior con carga positiva. Después de este evento, los gradientes de voltaje, suficientemente grandes en el borde de la nube, propician que la descarga se propague hacia otros centros de carga a partir de la nube hacia tierra, con un líder invisible que al conducir más carga adquiere luminosidad. (Hileman, 1999)

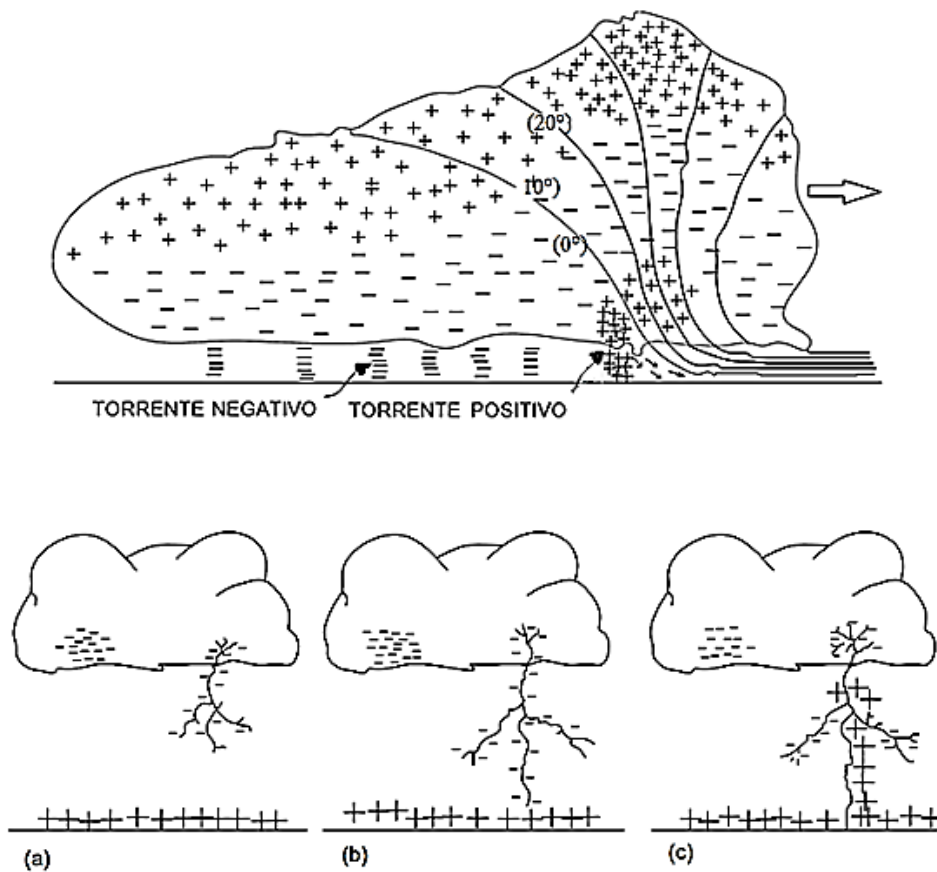


Fig.1.11. Origen de los rayos
Fuente: (Hileman, 1999)

En la fig. 1.11., en a) se ve como el líder va acercándose a tierra a través de pasos de unos 50 m en el literal b) ocasionando la aparición en el suelo, de otro líder ascendente que va a su encuentro con polaridad opuesta y con una velocidad de entre 10% y 30% la velocidad de la luz. c) Cuando ambos líderes se encuentran, se produce la neutralización de ambas corrientes y la formación de un canal ionizado (plasma); la

corriente de retorno rara vez superan los 13 200 kA, según la ubicación terrestre pueden tener un valor medio que puede variar entre 25 y 45 kA. (Hileman, 1999).

Lo anterior describe el mecanismo del primer impacto de un rayo, luego, por el mismo canal pueden pasar corrientes en ambos sentidos, aunque el promedio es de tres impactos por rayo; de ese modo otros centros de carga en la nube y en el suelo pueden enviar otros impulsos eléctricos de descarga.

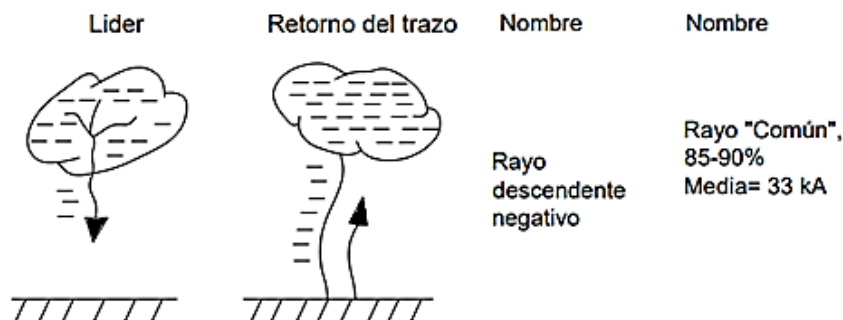
1.6.2 Descargas atmosféricas.

La descripción simplificada de la última etapa de la carrera del rayo que se presentó en la sección anterior es la propuesta por CF Wagner. Sin embargo, existen cuatro tipos de rayo según lo definido por Berger, estos se ilustran en la figura 1.7.

Las descargas de polaridad ascendente en general ocurren al comienzo o al final de una tormenta y se producen sobre el océano. Sólo del 2 al 10% del total de los rayos son de polaridad positiva. (Hileman, 1999)

Según (Hileman, 1999), para los rayos de polaridad positiva descendente no existe una fuente completa de datos; sin embargo, no hay una separación clara entre rayos de polaridad positiva ascendente y descendente. En conclusión, del 85 al 95% de los rayos en las estructuras con alturas menores a 100 m en terrenos llanos u ondulados son de polaridad negativa descendente, mientras que del 5 al 15% son de polaridad negativa o positiva ascendente. Por lo tanto, para el estudio de líneas de transmisión o subestaciones eléctricas (a excepción de terrenos montañosos muy altos o torres en cruces de ríos) es de principal preocupación el análisis de los rayos de polaridad negativa descendente

El nombre asociado a cada tipo corresponde primero a la polaridad de la carga en la nube donde inicia el líder y el segundo es la dirección del líder; donde el nombre de la polaridad denota la polaridad de la corriente resultante a tierra.



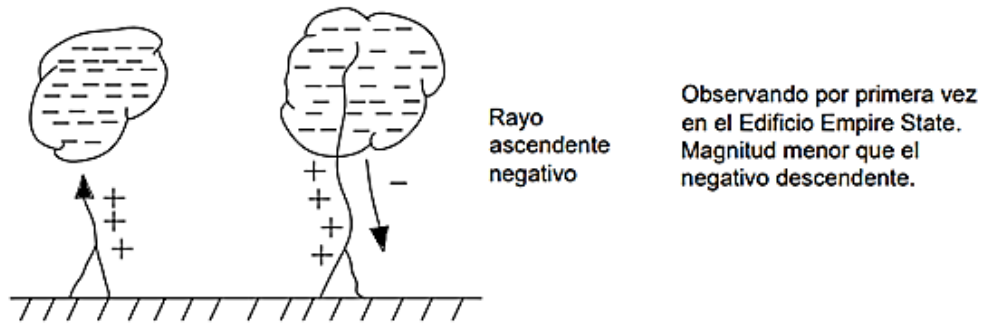


Fig.1.12. Tipos de Rayos
Fuente: (Hileman, 1999)

En la figura. 1.12., se observa el primer tipo de rayo, el rayo de polaridad negativa descendente, predomina en estructuras con alturas menores a los 100 m; aproximadamente del 85% al 95% de los rayos que impactan en estas estructuras, son rayos de polaridad negativa con una magnitud promedio de 33 kA. (Hileman, 1999)

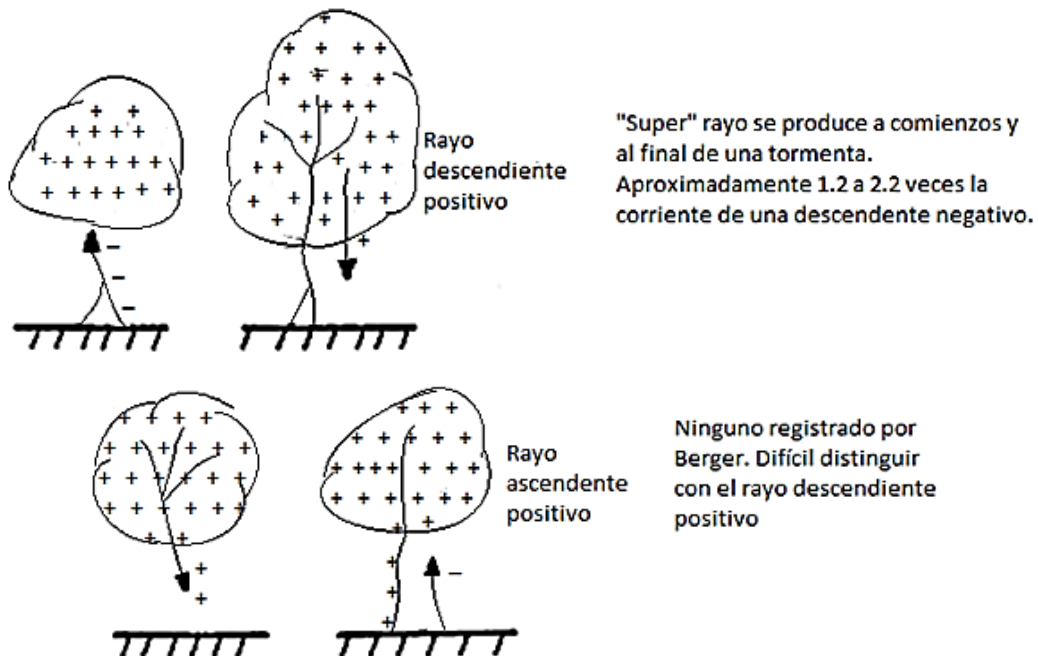


Fig.1.13. Tipos de Rayos
Fuente: (Hileman, 1999)

La figura. 1.13., muestra los rayos ascendentes como descendentes y su origen, lo que explica su comportamiento ante determinadas condiciones medioambientales.

Los rayos de polaridad negativa ascendente predominan en las estructuras altas. Por ejemplo, en chimeneas, mástiles de 80 m, situado en la cima de un monte de 650 m. Este tipo de rayo tiene una magnitud promedio de 25 kA. El tercer tipo de rayo es el rayo de polaridad positiva ascendente también conocido como el "súper rayo", con magnitudes de 1,2 a 2,2 veces la magnitud de los rayos de polaridad negativa descendentes; la cola es significativamente más grande. (Hileman, 1999)

1.6.3 Pararrayos

El pararrayos o descargador de sobrevoltajes es un dispositivo que tiene por función derivar a tierra los sobrevoltajes que pueden aparecer en las instalaciones eléctricas por maniobra o como consecuencia de una elevada inducción electromagnética o incidencia de descargas atmosféricas. Para dar protección a las instalaciones eléctricas, el pararrayos se encuentra conectado de forma permanente a la red entre fase-tierra y actúa únicamente cuando el voltaje alcanza o supera un valor determinado, operando por efecto directo del voltaje. (Linares Vargas, Simulación y Análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión, 2013)

En sistemas de potencia el uso de pararrayos es de vital importancia debido a que sin la función protectora de éste, las sobrevoltajes inducidas podrían contornear o perforar los aisladores suspendidos de la red de transmisión o los aislamientos externos o internos de los diferentes equipos en subestaciones eléctricas, pudiendo ocasionar deterioros o daños con la consecuente reducción de la continuidad y calidad del servicio eléctrico; constituye de esta manera un auxilio para la coordinación de aislamiento en los sistemas eléctricos. La tecnología en la fabricación de pararrayos ha ido evolucionando hasta llegar en la actualidad a la aplicación de resistores no lineales o semiconductores dependientes del voltaje, constituidos por bloques sólidos de óxidos metálicos (Linares Vargas, Simulación y Análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión, 2013)

1.6.3.1 Estructura y funcionamiento del pararrayos.

El elemento principal del pararrayos de última generación es un resistor no lineal de óxido metálico formado por una pila de pastillas alojadas en un cilindro de fibra de vidrio envuelto por un recubrimiento de porcelana vidriada o una envolvente de polímeros con compuestos de silicón. A continuación, se describen las partes principales de un pararrayos. (Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna, 1991)

- **Varistor de óxido metálico (MOV).**

El varistor de óxido metálico, MOV por sus siglas en inglés, se fabrica de óxido de zinc, material que posee una característica no lineal poco pronunciada en la zona de sub - voltaje y una característica no lineal muy pronunciada en la zona de sobrevoltaje; este comportamiento es el adecuado para la respuesta rápida que se requiere cuando surgen sobrevoltajes en la red. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios

electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- **Cilindro Aislante.**

“El cilindro que aloja las pastillas de óxido metálico debe ser un buen aislante eléctrico y poseer suficiente capacidad para soportar las altas temperaturas causadas por las corrientes que son drenadas a tierra en condiciones de sobrevoltaje”. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013).

- **Envoltura externa.**

“La envoltura externa del pararrayos cumple la función de proteger a los componentes internos de los efectos del ambiente”. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- **Tapas encapsuladas.**

Los extremos longitudinales del pararrayos están herméticamente cerrados mediante tapas presurizadas de encapsulado; de esta forma se trata de evitar que la humedad ingrese al interior del pararrayos. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- **Terminales de conexión.**

Son el medio que une eléctricamente el MOV del pararrayos con la instalación que se protege. Con el fin de reducir la resistencia de contacto los terminales de conexión poseen un baño de plata, mejorándose de esa forma la conductividad que se logra con la presión mecánica del armado.

1.6.4 Funcionamiento del Pararrayos.

“El funcionamiento del pararrayos se basa en el comportamiento no lineal, variable y dependiente del voltaje que posee el varistor, se describe de la siguiente manera”: (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- “Para condiciones de voltaje nominal, el funcionamiento del pararrayos es similar al de un aislador que está conectado a una red eléctrica”. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- “Para condiciones de sobrevoltaje, el funcionamiento del pararrayos sigue la trayectoria de valores no lineales de la curva característica voltaje – corriente”. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

1.6.4.1 Funcionamiento en condiciones de voltaje nominal de la red.

En condiciones normales de operación de la red, el pararrayos se comporta como un aislante eléctrico conectado entre la línea (fase) y tierra, en estas circunstancias el varistor de óxido metálico presenta un valor muy alto de resistencia eléctrica, y permite la circulación a través del varistor y sobre el aislamiento de pequeñas corrientes de fuga de tipo capacitivo - resistivo, con componentes armónicas cuyo valor (rms) está comprendido entre 0.2 mA y 3 mA. Dicha corriente, fluye de manera permanente entre línea y tierra a través del pararrayos. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

1.6.4.2 Funcionamiento en condiciones de sobrevoltaje en la red.

El comportamiento dinámico del varistor de óxido metálico se produce en condición de sobrevoltaje del sistema eléctrico, lo que se traduce en la reducción del valor de su resistencia eléctrica y en consecuencia el incremento del valor de corriente que pasa por el pararrayos hacia tierra. Este comportamiento dinámico se ve reflejado, según la ley de Ohm, en el valor del voltaje presente entre los terminales del pararrayos. Los valores de voltaje que describen el comportamiento dinámico del pararrayos son los siguientes: (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- **Voltaje nominal del pararrayos,**

“Es el máximo valor eficaz de voltaje de fase-tierra permisible entre los terminales del pararrayos, para el cual ha sido diseñado. Se utiliza 18 como un parámetro de referencia para las características específicas de operación”. (Linares Vargas, "Simulación y

análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013).

- **Voltaje de conducción del pararrayos.**

Es la mínima magnitud de voltaje que provoca el estado pleno de conducción del pararrayos. Corresponde al punto de la característica voltaje - corriente en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva se reduce significativamente (punto de inflexión). (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- **Voltaje de des conducción del pararrayos,**

“Es el valor máximo de voltaje post descarga en la que, al eliminarse el sobrevoltaje, se recupera plenamente la resistencia a la conducción, lo que provoca el corte del paso de corriente a tierra y hace que el pararrayos alcance y mantenga el estado de aislador eléctrico”. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

- **Voltaje máximo de operación continua (MCOV),**

“Es el máximo valor de voltaje al cual puede quedar sometido el pararrayos antes de iniciar el estado de conducción. En la característica voltaje - corriente del varistor, corresponde al punto en el cual la pendiente de la recta tangente a la curva empieza a reducir su valor. (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

1.6.5 Correlación de funcionamiento sobrevoltaje – MCOV en el pararrayos.

Al momento que el voltaje en los terminales del pararrayos supera el MCOV se inicia la reducción de la resistencia eléctrica del MOV, empezando la circulación de una corriente a través del pararrayos; cuando el voltaje en los terminales del pararrayos supera el valor del voltaje de conducción, se da una reducción abrupta y significativa en la resistencia eléctrica del MOV y a través del pararrayos circula una corriente a tierra. Luego que el sobrevoltaje se ha eliminado y llega a una magnitud igual o menor al voltaje de des conducción se interrumpe el paso de corriente por el pararrayos y éste recupera el estado de aislamiento del voltaje MCOV que poseía antes de que apareciera el

sobrevoltaje. Se debe hacer una adecuada selección del pararrayos y su relación con la máxima voltaje tolerable en el sistema (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

1.6.6 Cálculo de Pararrayos (descargadores).

El cálculo de los pararrayos es importante, porque estos tienen la misión de proteger al elemento más importante y costoso de una subestación eléctrica que es el transformador de potencia.

TABLA 1.2. Valores habituales de corrientes nominales de descargas I_n y clase de descarga de línea en función del voltaje nominal U_n del sistema.
Fuente: Norma IEC 60071-1

Voltaje nominal del sistema U_n	Voltaje máximo del sistema U_s	Clasificación de pararrayos (I_n)					
		5 kA	10 kA			20 kA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66$ kV	$U_s \leq 72.5$ kV	x	x	x			
66 kV < $U_n \leq 220$ kV	72.5 kV < $U_s \leq 245$ kV			x	x		
220 kV < $U_n \leq 380$ kV	245 kV < $U_s \leq 420$ kV				x	x	
$U_s \leq 380$ kV	$U_s \leq 420$ kV					x	x

La tabla 1.2., muestra valores habituales de corrientes nominales de descargas y las clases de descargas de línea en función del voltaje nominal del sistema, que permite clasificar los pararrayos o descargadores valvulares.

Procedimiento:

a). Selección de clase.

En la tabla 2.6. presente en la norma 60071-1 se escoge los valores que maneja sistema, que en este caso de EMELNORTE S.A. es de 69 kV, lo que significa que entra el rango de valores de voltaje nominal (U_n) de (66 kV < $U_n \leq 220$ kV) y de voltaje máxima del sistema (U_s) de (72.5 kV < $U_s \leq 245$ kV) por lo que se escoge los pararrayos de clase 3 para una corriente nominal de 10 kA, aunque también se podría escoger equipos para corrientes de 20 kA, pero eso posiblemente eleve los costos.

La clase del pararrayo tiene que ver directamente con de energía que disipa cuando descarga el sobrevoltaje a tierra, mientras más grande la clase, más corriente nominal disipa, por lo que se prefiere un elemento de Clase 3 a uno de Clase 2; la denominación de clase del pararrayo sirve además para ubicarlos y seleccionarlos en los catálogos de las diferentes marcas

b). Selección de línea de fuga.

La línea de fuga es el espesor del aislamiento del elemento medida en mm/kV, que se ubica de acuerdo a la severidad de contaminación ambiental en el que debe actuar.

TABLA 1.3. Línea de fuga específica nominal en función de contaminación
Fuente: Norma IEC 60071-1

Nivel de contaminación	Descripción	Líneas de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero (L)	-Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción -Zonas con baja densidad de industrias o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. -Zonas agrícolas (sin quemado de residuos). -Zonas montañosas	16 mm/kV
II Medio (M)	-Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante y/o con densidad media de viviendas con calefacción. -Zonas con elevada cantidad de industrias y/o viviendas, sometidas a viento o lluvias frecuentes. -Zonas expuestas a vientos desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1 km). -	20 mm/kV
III Fuerte (H)	-Zonas con elevada cantidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación. -Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes provenientes del mar.	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	-Zonas (extensión moderada) sometida a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. - Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminantes desde el mar. Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvia durante largos períodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidas a condensación regular.	31 mm/kV

La tabla 1.3. se la puede encontrar en la norma IEC 60071-1 y describe los ambientes en los de acuerdo al medio deberá seleccionarse la línea de fuga específica nominal mínima y que considera factores como la cantidad de industrias en la localidad, la cercanía al mar, etc.; estos y otros factores descritos en la tabla anterior determinan la selección de aislamiento especialmente externo.

1.6.7 Sobrevoltajes de frente muy rápido.

Generalmente se ocasionan en subestaciones aisladas en SF6 y por seccionadores, deben su nombre a que alcanzan su pico máximo de voltaje en un tiempo muy pequeño de hasta 1 μ s, luego del frente de onda su frecuencia puede llegar a 1 MHz como valor máximo y durar hasta 3 ms. (Acevedo Vasquez, Chacón Pedraza, & Santamaría Piedrahita, 2016).

1.1.1 Sobrevoltajes combinados.

Según Paredes Quito S., (2011) son aquellas en las que se presentan tanto sobrevoltajes permanentes como transitorios y se dan porque se aplican dos componentes de tensiones simultáneamente a los terminales de fase en una aislación fase-fase.

1.6.8 Efectos de los transitorios electromagnéticos en los equipos y redes de un sistema de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia están conformados de un sin número de elementos de potencia, que, de acuerdo a la naturaleza de su construcción, sufren los efectos que los transitorios electromagnéticos les causan, a continuación, se hace una explicación general de lo que sucede tras la energización de los equipos y elementos eléctricos más comunes:

1.6.8.1 Energización de un circuito RL.

Para el estudio del caso se trata de corriente alterna que es la forma usual de energía en sistemas eléctricos de potencia, por lo que su fuente es de este tipo, y se describe como un circuito que contiene elementos resistivos (R) e inductivos (L) conectados en serie, que describen su comportamiento al momento de ser energizados. (Montalvo Saá, 2010)

Los elementos del tipo **R** representan las pérdidas que cualquier circuito presenta en forma de calor, mientras que los elementos del **L** representan las inductancias en elementos de las subestaciones como transformadores de potencia, barras y en las líneas etc. en forma de campo magnético que es generado por la circulación de una corriente en una bobina o devanado.

Los componentes resistivos existentes en un circuito de este tipo, cumplen la función de amortiguar los valores de voltajes transitoria que circula en él, disipando la energía en forma de calor. (Montalvo Saá, 2010)

Se entiende que el disyuntor de este circuito puede ser cerrado en cualquier instante de tiempo, lo que implica que su desfase (Corriente-Voltaje) puede tener valores de entre 0 y 180 °; para terminar de entender lo que ocurre en un circuito de este tipo, hay que decir que el flujo existente en el inductor antes de energizarlo es cero y dura así hasta antes de que la corriente pase por el inductor. (Montalvo Saá, 2010)

1.6.8.2 Energización de un circuito LC.

Este circuito representa un sistema que contiene una fuente de corriente alterna, un inductor conectado en serie con un capacitor y un disyuntor, que rigen su funcionamiento a la corriente y voltaje que reciben al momento de ser energizados. (Montalvo Saá, 2010)

El capacitor (**C**) representa a las líneas o bien bancos de capacitores, las inductancias (**L**) a los elementos de subestaciones como transformadores de potencia, barras, etc.; tanto inductores como capacitores almacenan energía de diferente tipo y al momento de ser energizados también la intercambian, lo que produce oscilaciones a una frecuencia determinada que se presentan tras la conexión del disyuntor que en este caso se considera ideal. (Montalvo Saá, 2010)

El valor de la fuente de voltaje y la impedancia característica que se presentan, determinan el punto máximo de la curva de la oscilación, en este caso cuando se energiza el circuito la oscilación mantiene la frecuencia nominal en la corriente que empieza a circular. (Montalvo Saá, 2010)

1.6.8.3 Energización de circuitos RC.

Se describe un circuito que representa un sistema eléctrico de potencia con elementos resistivos y capacitivos, energizados por una fuente de voltaje de corriente alterna; el valor del potencial que llega al capacitor tiene que pasar antes por un estado transitorio de tipo exponencial lo que hace que este se vea disminuido.

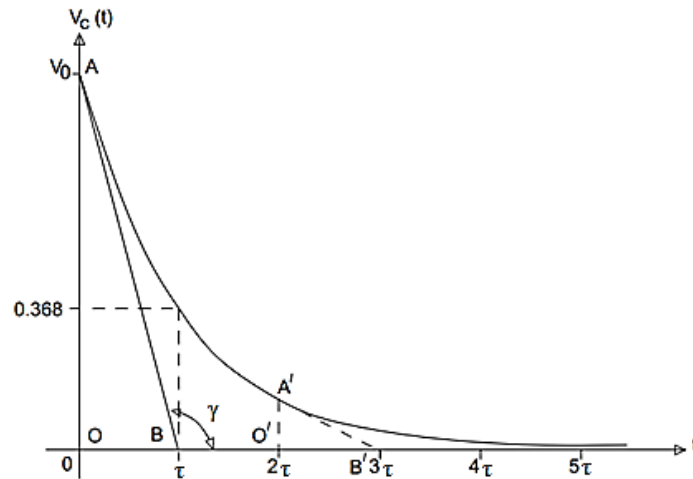


Fig.1.14. Tasa de descarga de un capacitor
Fuente: (Martínez Velasco, 2013)

En la figura. 1.14., el capacitor tiende a perder la energía que tiene almacenada en forma de campo eléctrico cuando no está energizado y cuando es cortocircuitado esa pérdida se vuelve exponencial. La magnitud final del capacitor depende de la forma en que ha sido almacenada la energía y llevada a cero. (Montalvo Saá, 2010).

1.6.8.4 Energización de circuitos RLC.

Un circuito de este tipo está conformado por elementos resistores, inductivos y capacitivos alimentados por una fuente de voltaje de corriente alterna, el transitorio que se presenta tras la energización del circuito es igual a la diferencia de potencial en los bornes del elemento inductor, más la diferencia de potencial en los bornes del elemento capacitor, más la diferencia de potencial en los bornes del elemento resistor; se presenta un amortiguamiento como efecto de la resistencia en serie, y cada elemento R, L, C (ideales) de forma individual deben tener valores positivos ya que son elementos físicos.

Según (Montalvo Saá, 2010), la forma de onda transitoria que se halla en un circuito de este tipo es apenas un 5% de la amplitud inicial es tres veces mayor a la constante de amortiguamiento, y no hace falta un cambio de estado para que se den transitorios en la red, esto dependerá en el punto en el que se cierre el disyuntor, pues no es lo mismo que se lo conecte cuando la onda está en un punto creciente, que cuando la forma de la onda esté en el punto máximo, en este último caso puede ocasionarse daños a los equipos.

1.6.9 Modelo Electrogeométrico.

Según (Martínez Velasco, 2013) en la figura 1.15. se observa “una línea aérea sin apantallar en la que según el modelo electrogeométrico, una descarga de intensidad de

cresta I que alcanzará el conductor de fase si su trayectoria final cae a la izquierda del punto de intersección A, entre el arco de radio r_c , con centro en el conductor. y la paralela situada a una altura $\beta \cdot r_c$ sobre tierra". Este fenómeno se representa, mediante la ecuación: $r_c = \alpha * I^{\gamma}$.

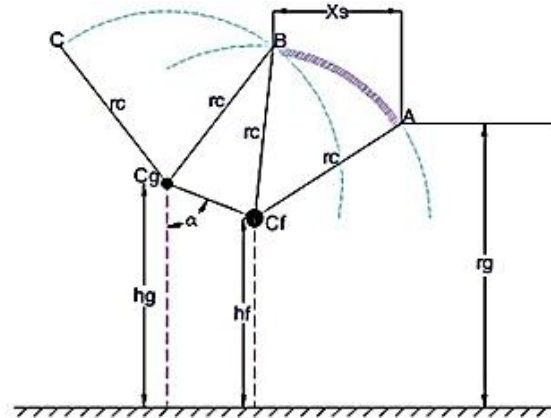


Fig.1.15. Vista ampliada del modelo Electrogeométrico. (Martinez Velasco, 2013)
Fuente: (Mamani Ccoa, 2018).

En la figura 1.15., se puede observar los elementos que constituyen el elemento electrogeométrico y cómo actúa el mismo en la protección de subestaciones eléctricas.

Donde:

- r_c : Distancia de atracción de rayo.
- I : Corriente de rayo.
- h_g : Altura efectiva del conductor de guarda
- h_f : Altura efectiva del conductor de fase.
- α : Ángulo de apantallamiento.
- X_s : Zona no cubierta por el apantallamiento

El modelo electrogeométrico presenta una forma de calcular con precisión las zonas de atracción que se presenta por la acción de la presencia de una corriente de descarga sobre las líneas de un sistema apantallado, que describe la atracción de los cables de tierra de acuerdo a r_s , la atracción entre líneas, de acuerdo a los conductores r_c y la atracción de tierra por el factor β ; donde r_s, r_c son radios calculados gracias al apantallamiento de la línea de guarda que se describe a continuación en la figura. (Martínez Velazco , 2013)

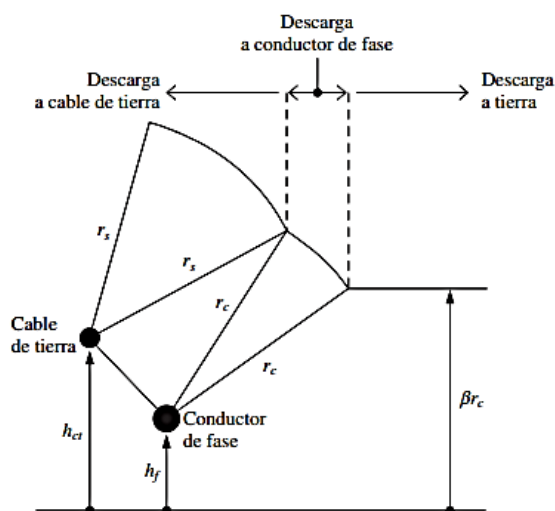


Fig. 1.16. Línea apantallada según el modelo electrogeométrico (Martínez Velazco , 2013).
Fuente: (Mamani Ccoa, 2018)

La figura 1.16., muestra una línea apantallada empleando el modelo electrogeométrico; este método de apantallamiento de líneas es el más eficiente para protegerlas ante la presencia de diferentes fenómenos

1.6.9.1 Apantallamiento en subestaciones eléctricas GIS.

También aplica el modelo electrogeométrico usado en apantallamiento de líneas, pero al ser las subestaciones más complejas por cómo están construidas, la estructura del apantallamiento también es más complicada, además se debe considerar que los equipos existentes en las subestaciones son más caros, por lo que los factores de protección son más estrictos.

1.6.9.2 Sobrevoltajes en subestaciones encapsuladas en SF6.

En este tipo de subestaciones se pueden presentar todos los tipos de sobrevoltajes estudiados, es decir que no existe diferencia alguna con el resto, por lo que la coordinación de aislamiento cumple las mismas funciones, proteger a los equipos contra sobrevoltajes y a los trabajadores de los riesgos que estos implican; los sobrevoltajes se producen entre fases o fase y tierra. (Escobar Lomas, 2015)

“Los valores que se establecen en por unidad (p.u) de las amplitudes de los valores están referidos al voltaje fase-tierra del voltaje más elevado del sistema (V_{max}), de la siguiente manera:” (Escobar Lomas, 2015) $V_{p.u.} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor base}}$

Si se presenta un sobrevoltaje con un valor superior a los valores del diseño de la coordinación de aislamiento, lo que sucede es que el elemento de protección se daña permanentemente o cuando menos, se pierdan las cualidades del aislante, teniendo

como origen del problema una interrupción (Escobar Lomas, 2015).

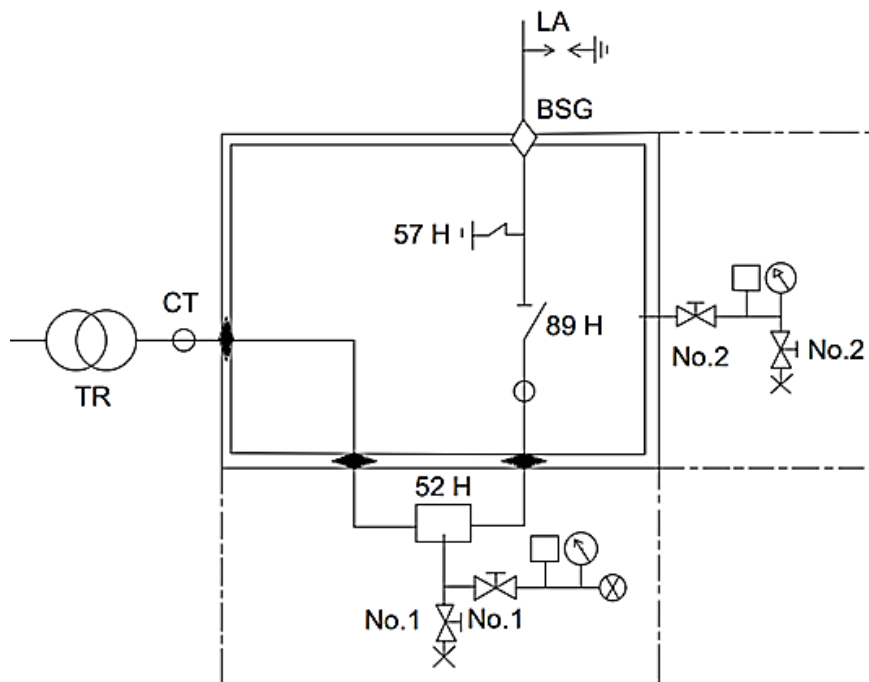


Fig. 1.17. Diagrama unifilar del interior de la subestación aislada en GAS SF6 La Esperanza
Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

En la figura. 1.17., se muestra el diagrama de la constitución interna de la subestación La Esperanza, los elementos que la constituyen, fueron modelados de acuerdo a lo que dictan las normas técnicas, en el software EMTP, para saber cómo se comportan ante la presencia de transitorios electromagnéticos de frente rápido

Leyenda:

—⊗— Válvula (normalmente abierta)

—⊕— Válvula (normalmente cerrada)

⊗ Entrada de gas

⊕ Manómetro de gas

□ Presostato de gas con compensador de temperatura

◆ Tabique de gas

⊗ Puerta para examen

52 H Interruptor de gas (normalmente cerrado).

57 H Seccionador de puesta a tierra (normalmente abierto)

89 H Seccionador (normalmente cerrado).

⊕ Transformador de corriente

—○— Transformador de potencia

1.6.10 Concepto de coordinación de aislamiento.

La coordinación de aislamiento es la forma técnica de seleccionar mediante normas, parámetros como la zona climática, contaminación ambiental, densidad de viviendas que sean los más adecuados para dimensionar protecciones dieléctricas de los elementos de un sistema de potencia, protegiéndolos de sobrevoltajes con la finalidad de disminuir sus daños en caso de presentarse algún tipo de impulso externo como descargas atmosféricas o internos debido a maniobras o reconexión de elementos de seccionamiento.

Para coordinar el aislamiento en sistemas eléctricos de potencia es necesaria la utilización de normativas desarrolladas por instituciones como el IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), o, por el IEC (International Electrotechnical Commission), que se aplican en Europa y América respectivamente, tienen parámetros similares, debido a que se basan en la experimentación en laboratorios y en métodos estadísticos mediante la recolección de datos.

Para el desarrollo de este trabajo se emplearon normas como:

- IEC 60071-1
- IEC 60071-2
- IEC 60071-4 (para el modelamiento de elementos)
- IEEE C37-123
- IEEE C37-122
- IEEE C37-122-1
- IEEE Std 80. (subestaciones tipo GIS)
- IEEE Std 998 (blindaje directo de subestaciones contra descargas eléctricas).

En este trabajo se trató la forma de onda de frente rápido que se originan por descargas atmosféricas en zonas con alto nivel cerámico, es el caso de la subestación La Esperanza de tipo GIS (gas insulated Switchgear) por lo que su coordinación fue distinta, debido a las diferencias estructurales de su construcción, por tener sus elementos encapsulados en gas dieléctrico SF6.

- **Aislamiento externo.**

Se considera aislamiento externo a las distancias existentes entre las superficies sólidas de los aislamientos que entran en contacto con en el aire y que se sujetan a esfuerzos atmosféricos y ambientales (Mamani Ccoa, 2018).

- **Aislamiento interno.**

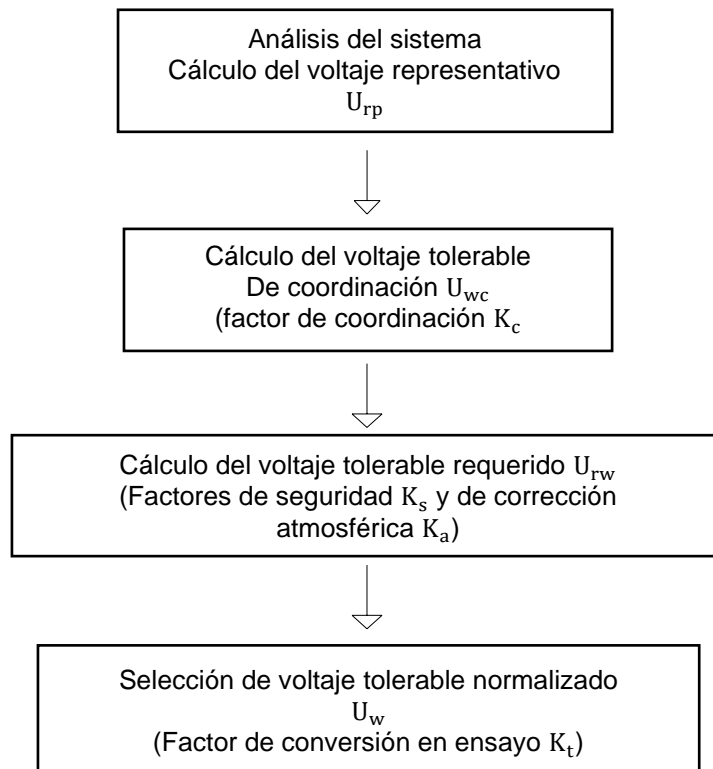
Son los componentes aislantes internos sean estos sólidos, líquidos o gaseosos, los cuales están protegidas por las cubiertas de los equipos del medio ambiente. (Mamani Ccoa, 2018)

Existen dos tipos de coordinación de aislamiento:

- a). La coordinación de aislamiento estadístico
- b). La coordinación de aislamiento probabilístico

En redes de sistemas de alto voltaje lo más recomendable es utilizar el método estadístico, para el presente caso se utilizó una coordinación determinística, debido a que el sistema de subtransmisión de la empresa está en una gama de voltajes en el rango de valores de voltaje no necesita demasiada exactitud (1 kV a 245 kV), además de que la coordinación determinística considera únicamente el máximo sobrevoltaje registrado en la normativa.

El flujograma que se presenta en la norma IEC 60071-1 es una forma estándar en la que se efectúa la coordinación de aislamiento para los equipos de subestaciones de forma general, como se presenta a continuación:



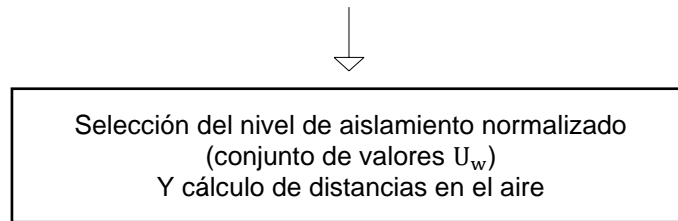


Figura 1.15. Flujoograma para la determinación del nivel de aislamiento nominal o estándar
Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-1

El flujoograma de la figura 1.15., determina el orden y secuencia cronológica de la coordinación de aislamiento para transitorios de frente lento y de frente rápido, como lo explica la norma IEC 60071-1.

A continuación, se describe que es el nivel básico de aislamiento de los equipos y en dónde y cómo deben ser aplicados.

1.6.11 Nivel básico de aislamiento.

El nivel básico de aislamiento o BIL por sus siglas en inglés, es la cantidad de protección que debe tener un equipo contra sobrevoltajes, o dicho de otra manera es el dimensionamiento de la protección de los equipos para niveles de voltaje fuera de su rango normal de funcionamiento; se pueden establecer dos niveles básicos de aislamiento, uno ante impulso de rayo (Basic Lightning Impulse Insulation Level, BIL) y otro ante impulso de maniobra (Basic Switching Impulse Insulation Level, BSL) (CADEFSA, 1984)

Se puede decir entonces que el BIL se lo dimensiona en base a la forma de onda de frente rápido debido al valor de cresta del impulso tipo rayo normalizado y su valor es establecido en seco; el **BIL** puede ser convencional o estadístico y su diferencia radica en que el estadístico tiene una probabilidad de cerca de 10% de falla, mientras que el convencional no aplica este porcentaje. (Mamani Ccoa, 2018).

Por su parte el **BSL** es el nivel de aislamiento expresado en términos del valor de cresta de impulso de maniobra normalizado es decir se manifiestan el transitorios electromagnéticos de frente lento. Al igual que el BIL el BSL puede ser estadístico o convencional. (Mamani Ccoa, 2018).

1.6.12 Puestas a tierra.

Son sistemas diseñados para soportar corrientes de falla mientras se produce el despeje del sistema, consiste en todas las conexiones de tierra interconectadas a un potencial específico, deben ser capaces de dispersar corrientes de alta frecuencia provenientes de descargas atmosféricas tipo rayo y por actuación de los pararrayos sin producir diferencias de potencial significativas que puedan ocasionar fallas o el deterioro prematuro del aislamiento en las instalaciones eléctricas, además no deben sufrir daños en sus propiedades eléctricas y mecánicas o de presentarse deberán ser mínimos.

1.6.13 Resistividad del terreno (ρ).

Es una propiedad eléctrica que tienen los terrenos de acuerdo a su composición, y se mide en Ω por unidad de longitud. (Mamani Ccoa, 2018)

CAPÍTULO 2

Análisis de transitorios electromagnéticos en el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte

2 Descripción de actividades.

En este capítulo se realizó el análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido en los elementos que conforman la subestación La Esperanza, y las últimas seis torres hasta llegar a dicha subestación, por lo que se hizo un levantamiento de datos de los equipos existentes, su disposición, tipos de torres y medición de los valores de puesta a tierra, para realizar la coordinación de aislamiento en la subestación.

En base a lo anterior, se realizó el análisis de los transitorios, sus causas, orígenes, sus efectos sobre los equipos de protección y cómo se comportan los elementos resistivos, inductivos y capacitivos de la red eléctrica, bajo los efectos de este fenómeno en el tiempo, para poder modelarlos.

2.1 Descripción del Lugar de estudio.

El alcance planteado para el estudio, enmarca el análisis de la subestación La Esperanza, ubicada en la ciudad de Tabacundo, cantón Pedro Moncayo perteneciente a la provincia de Pichincha, zona sur del sistema de subtransmisión de la empresa, debido a que en esta región se presentan la mayor cantidad de fallos de origen atmosféricos, según registros estadísticos elaborados por el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrografía (INAMI), (Zurita Alvarez, 2020).

Basados en esos registros, la provincia de Pichincha tiene un nivel cerámico mayor al resto de provincias a las que la empresa brinda el servicio de energía eléctrica; según información brindada por el departamento de estudios eléctricos y por el departamento de subestaciones de EMELNORTE S.A., la subestación La Esperanza fue inaugurada en mayo del año 2002 y tuvo un costo de 1'832.000 USD; para la fecha de su inauguración tenía cerca de 10.500 abonados y en la actualidad se estima cerca de 14.000.

VIENE DE LA SUBESTACIÓN CAYAMBE

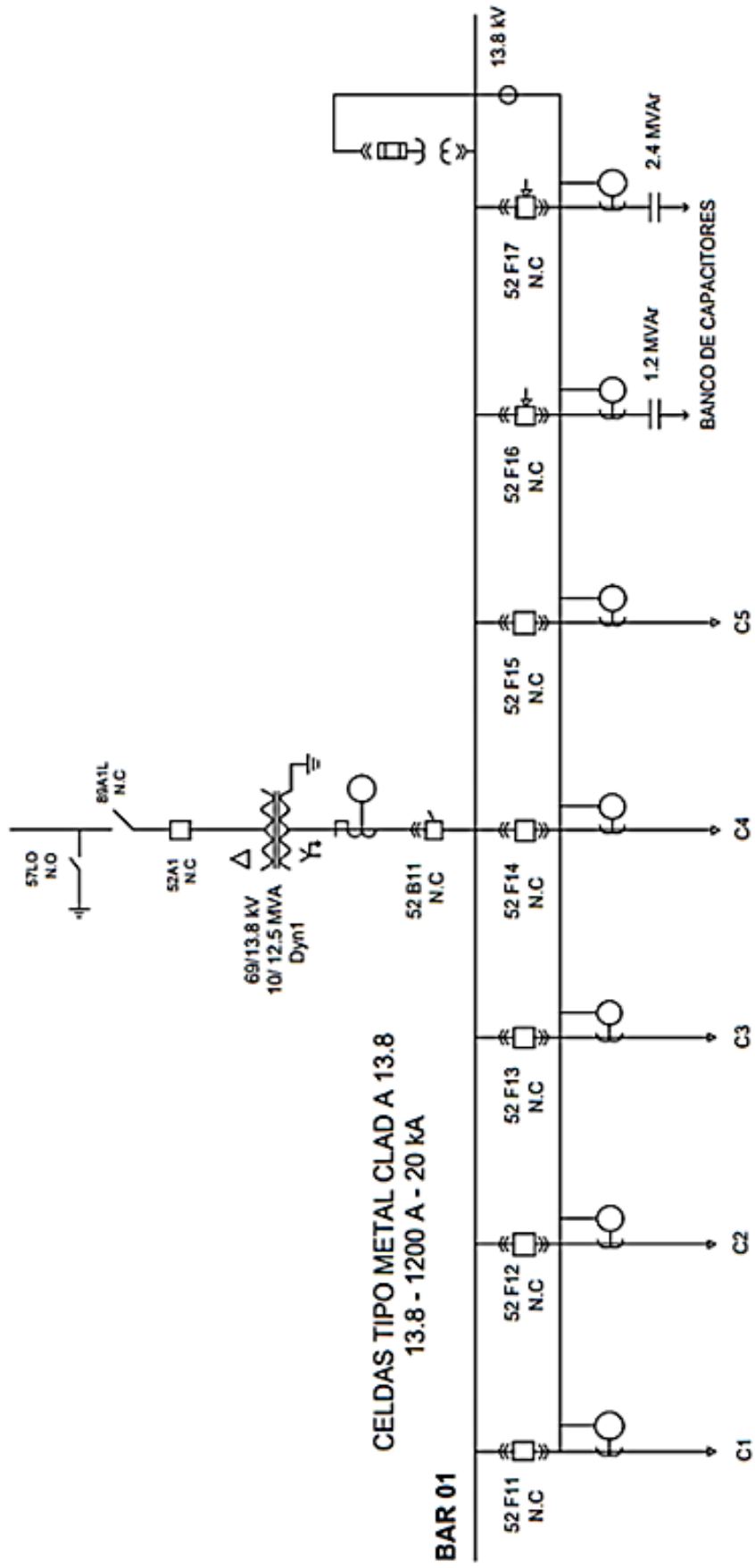


Fig. 2. Subestación La Esperanza-EMELNORTE S.A.
Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

En la figura 2., se muestra el diagrama unifilar de la subestación La Esperanza, en donde se puede observar su distribución física y los diferentes subcircuitos de distribución de energía eléctrica con los que cuenta, el área de construcción es de aproximadamente 120m². Esta subestación reductora, convierte un voltaje primario de 69 kV a un voltaje secundario de 13,8 kV, tiene una capacidad instalada de 10 /12,5 MVA, su construcción es del tipo GIS, es decir que parte de sus elementos se encuentran sumergidos en gas dieléctrico hexafluoruro de azufre o SF6.

2.2 Metodología de estudio propuesta

Para simular los transitorios electromagnéticos de frente rápido de la subestación La Esperanza, se utilizó la metodología que se muestra en el diagrama de flujos de la Fig. 2.4. y del que posteriormente se hizo una breve explicación.

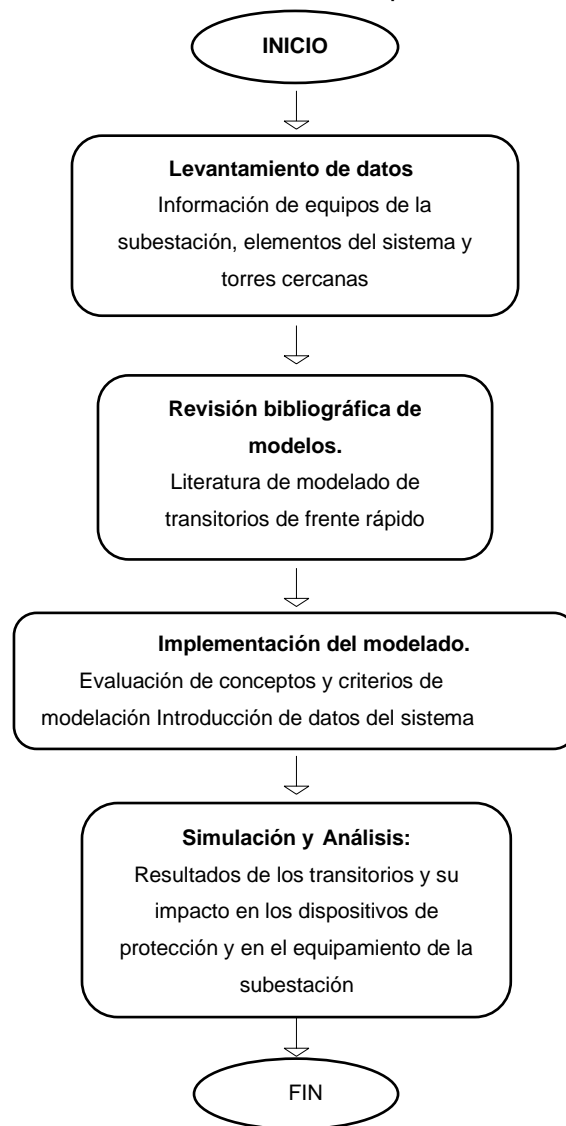


Fig. 2.1. Diagrama de flujo de la metodología del estudio
Fuente: (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013)

La figura 2.1 muestra el orden que se siguió en el desarrollo del capítulo 2, que sirvió como base para ordenar el procedimiento y los pasos a seguir; es momento de explicar que implicó cada uno de ellos:

2.3 Levantamiento de datos.

Se realizó la inspección de la subestación La Esperanza, con la finalidad de recopilar información de puestas a tierra de torres y equipos como el transformador de potencia, se inspeccionaron las torres cercanas, cadenas de aisladores y características técnicas de los equipos y demás elementos propios de la red, para tener un registro actual y acertado de los mismos

TABLA 2. Características de los equipos de la subestación La Esperanza.
Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

Elemento	Número de elementos	Características
Transformador de potencia	1	Marca: Mitsubishi. Modelo: CBR Enfriamiento tipo: ONAN/ONAF. Capacidad: 10/12,5 MVA, Trifásico A.T. voltaje primario: 69; 83.7/105 A Voltaje secundario: 13,8; 418/523 A Nivel básico de impulso 350 kV (A.T.); 110 (B.T.)
Interruptor en gas SF6	1	72,5 kV
Seccionador motorizado	1	72,5 kV
Seleccionador para puesta a tierra	1	72,5 kV
Salida con disyuntor 13.8 kV	5	Con medio de extinción del arco en vacío, dispone de equipo de protección contra fallas de sobrevoltajes
Banco de capacitores	2	1,2 MVAR, 13,8 kV
Descargador valvular	3	Impulso de corriente de gran amplitud, onda 4/10 μ s, (100 kV)

En la tabla 2, se detallan las características técnicas de los dispositivos eléctricos que conforman la subestación La Esperanza, además existen equipos auxiliares de importancia para los sub circuitos de distribución de la zona como son: Un cargador de batería automática de 125 Vdc, 30 amperios, y un banco de baterías compuesto de 60 baterías de 2,2 V cada una.

Otros elementos y características que se deben tener en cuenta para el modelamiento son las torres y conductores de la zona, estas son:

TABLA 2.1. Torres y conductores empleados en el tramo de las subestaciones La Esperanza/ Cayambe
Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

Elemento	Número de elementos	Características
Conductor de fase	11,7 kilómetros /fase	477 MCM Hawk ACSR

Hilo de guarda	11,7 kilómetros	Cable de acero galvanizado 5/16 "
Torre	46	SG1
Torre	3	SH2G
Torre	1	SUG1
Torre	1	A10
Torre	1	Au60°-1G
Torre	3	AU90°-1G
Torre	2	RAHG
Torre	1	TU1G
Torre	12	A60

La tabla 2.1 muestran las torres presentes en el tramo de las subestaciones La Esperanza- Cayambe, esta información es necesaria saberla porque cada tipo de torre tiene su propia estructura y espaciamiento. De las enlistadas en la tabla anterior se consideran las 6 últimas torres para el tipo de estudio planteado, estas son las torres 1 S1G y 5 S1.

2.3.1 Torre de subtransmisión S1G.

Este tipo de torres tienen una estructura auto soportada, con una función de línea de retención, altura de 16.76 m, su voltaje de línea es de 69 kV, y tiene una disposición de circuito simple, volado tipo S con un hilo de guarda. (Enríquez De La Torre, 2019).

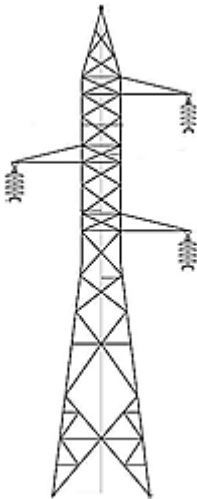


Fig. 2.2. Torre de subtransmisión, estructura tipo S1G.
Fuente: (Sherwin, 1996)

Como se aprecia en la figura 2.2., la torre tiene 3 brazos están a 8 pies (243.84cm) de distancia horizontalmente, y verticalmente están ubicados a 40 pies (12.192m) desde el suelo hasta la primera de las fases de abajo hacia arriba, luego se separan 5 pies de fase a fase y con el cable de guarda.

2.3.2 Torre de subtransmisión S-1.

Este tipo de estructuras tipo para líneas de subtransmisión urbanas y rurales de 69 kV, son fabricados de hormigón, tienen una sección rectangular, son utilizadas en vanos cortos de hasta 200m debido a su resistencia útil. (INECEL, 1985)

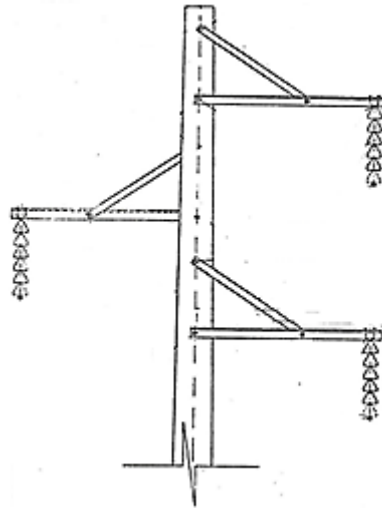


Fig.2.3. Torre de subtransmisión estructura S1
Fuente: (INECEL, 1985)

La figura.2.3. muestra una torre tipo S1 y sus respectivas distancias entre fases, debe existir una distancia de seguridad desde el suelo hasta los cables de fases, en este caso es de cerca de 14 m, estas estructuras tienen una altura de entre 15 y 18m de acuerdo a si el medio es urbano o rural; su distancia entre fases es de 100cm y entre fase y guarda es de 80 cm. (INECEL, 1985).

También es necesario tener en cuenta factores medio ambientales, tipo de suelo, y la temperatura promedio ambiental, con la finalidad de introducir parámetros reales para que el modelado y simulación realizado, sea lo más acorde a la realidad posible.

Teniendo esto en cuenta, a continuación, se apuntan algunos datos importantes:

2.3.2.1 Resistividad del suelo.

Descrito en el capítulo 1 secciones 1.6.12 y 1.6.13, lo que es la resistividad del terreno, a continuación, se apuntan las mediciones realizadas del terreno en donde se encuentra la Subestación La Esperanza; estas mediciones fueron tomadas con el método sin picas, utilizando un telurómetro marca FLUKE modelo1623 perteneciente a la empresa.

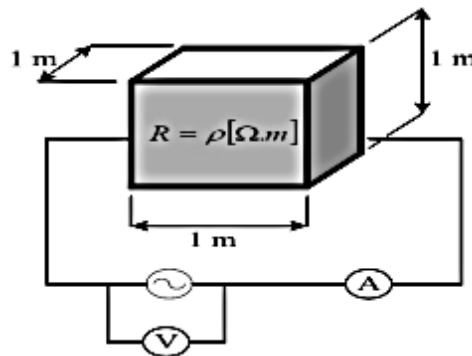


Fig.2.4. Medición de resistencia del suelo
Fuente: García R. Puesta a tierra en instalaciones eléctricas.

Según la figura. 2.4., para encontrar la resistividad del suelo se puede emplear la siguiente ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{S} \quad (31)$$

entonces:

$$\rho = \frac{R.S}{L} \quad (32)$$

Donde:

R: Resistencia [Ω]

ρ : Resistividad [Ωm]

L: Longitud [m]

S: Sección transversal [m^2] (Mamani Ccoa, 2018)

Hay que tener en cuenta que la resistividad del suelo es variable de acuerdo al sitio, teniendo que ver con factores como la temperatura, la humedad, como está compuesto el terreno, compactación, salinidad, entre otros.

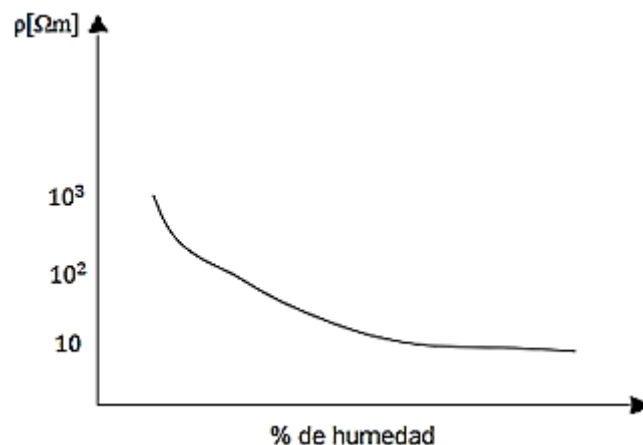


Fig. 2.5. Influencia de la humedad en la resistividad del suelo
Fuente: (García, 1990).

Como se puede observar en la figura 2.5, es precisamente la humedad la que determina la resistividad del suelo, pues mientras esta sea alta, menor será la resistividad.

Los valores que se obtuvieron de las mediciones de resistividad del suelo de la subestación fueron los siguientes:

TABLA 2.2. Valores de puesta a tierra del transformador de potencia de la subestación La Esperanza
Fuente: Elaboración propia

N°	Valores de medida de puesta a tierra del transformador
1.	4.61 Ω

2.	3.64Ω
3.	3.95Ω
4.	5.09Ω
5.	4.91Ω

En la tabla 2.2 se encuentran los valores obtenidos de las mediciones realizadas a la puesta a tierra del transformador de potencia de la subestación la Esperanza, que sirvieron como referencia comparativa con la norma IEEE St. 80- 2013 misma que dictamina los valores de puesta a tierra de subestaciones tipo GIS.

TABLA 2.3. Valores de puesta a tierra de la subestación La Esperanza
Fuente: Elaboración propia

N°	Valores de medida de puesta a tierra de la primera torre
1.	3.75 Ω
2.	3.92 Ω
3.	3.98 Ω
4.	4.15 Ω
5.	4.19 Ω
6.	4.35 Ω
7.	4.43 Ω
8.	4.48 Ω
9.	4.45 Ω
10	4.47 Ω

En la tabla 2.3 se encuentran los valores obtenidos de las mediciones realizadas a la puesta a tierra de la torre S1G ubicada en los predios de la subestación la Esperanza, que sirvieron como referencia comparativa con la norma IEEE St. 80- 2013, misma que dictamina los valores de puesta a tierra de subestaciones tipo GIS.

Los valores que se obtuvieron en las mediciones, se aproximan bastante a los que la norma IEEE antes mencionada recomienda, es decir, menores o iguales a (5Ω), recomendación que también la hace el NEC.

2.3.3 Revisión bibliográfica de modelos.

Cada software tiene sus propios modelos incorporados basados en principios y modelos matemáticos, por lo que las ayudas de EMTP y de la bibliografía de transitorios electromagnéticos de frente rápido, se eligieron los modelos más adecuados para representar los dispositivos de la subestación, torres y elementos de este tramo de líneas del sistema.

2.3.4 Implementación del modelado.

Con los datos levantados, y con la información brindada por los departamentos de subestaciones y de estudios eléctricos de la empresa, se ingresó la información en el software, los elementos modelados fueron:

- Línea de alimentación de entrada y torres
- Transformadores
- Disyuntores
- Elementos de protección.
- Interruptores

Posteriormente se realiza la evaluación de conceptos y criterios de modelación, para de ser el caso realizar modificaciones en cuanto a los valores a introducir para la realización del siguiente paso.

2.3.4.1 Simulación y análisis de elementos.

Con el simulador ScopeView del software, se comprobó que los modelos empleados fueran los adecuados, programa que muestra errores cometidos, y permite corregirlos.

Materiales y herramientas.

En el pasado, para el estudio de transitorios electromagnéticos se empleaba modelos matemáticos en base a ecuaciones integro - diferenciales que tenían que ser resueltas de forma manual, lo que tomaba mucho tiempo por su dificultad y por la cantidad de equipos que puede llegar a tener un sistema eléctrico a gran escala, si bien hoy en día se los sigue usando de forma didáctica por su importancia académica, se emplea aún más softwares especializados para su análisis.

Las ecuaciones y modelos matemáticos empleados para el análisis de transitorios electromagnéticos son complejos, como se verá a continuación:

2.4 Softwares para el análisis y simulación de transitorios electromagnéticos.

Como ya se mencionó con anterioridad el desarrollo de este trabajo se lo hizo con la utilización de herramientas virtuales para facilitar el trabajo.

Entre los softwares computacionales más usados en la actualidad para el estudio de transitorios electromagnéticos se pueden mencionar:

2.4.1 HYPERSim.

“Es una herramienta para simular transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos de potencia de gran escala con un paso de tiempo de $25\mu\text{s} - 100\mu\text{s}$ ”. (OPAL-RT Technologies, s.f.)

2.4.2 DIGSILENT Power Factory.

Es una herramienta de cálculo asistida por computadora para el análisis de sistema de potencia, industriales, comerciales y de empresas eléctricas. Ha sido diseñado como un avanzado paquete computacional interactivo dedicado al análisis de sistema de potencia y control a fin de lograr los principales objetivos de planificación y optimización de operación. (Gonzalez-Longatt, 2004)

2.4.3 ETAP.

“Es un poderoso y completo software de simulación de sistemas de potencia, el cual cuenta con numerosos módulos orientados al óptimo diseño, planeación y operación de un sistema eléctrico en diversos tipos de industria.” (MENDIETA YEPES, 2015).

2.4.4 Software utilizado.

Para la realización del presente estudio, se escogió el software EMTP RV debido a que se firmó un convenio entre la Universidad Técnica del Norte y PGSTech, en nombre de EMTP Alliance Corporation, empresa domiciliada en la ciudad de Quebec Canadá. Este software es una versión profesional utilizada mayormente en aplicaciones industriales a nivel de transmisión y subtransmisión por lo que presta muchas alternativas para el estudio de transitorios electromagnéticos y otros fenómenos en SEP'S e industrias en las que se manejan voltajes elevados.

Este convenio se lo firmó el año 2021 en el mes de octubre y tendrá una duración de 12 meses a partir de la firma del mismo; en ese período de tiempo la Universidad Técnica del Norte puede hacer uso de 50 licencias de la versión oficial de EMTP RV.

Se extendió, además una versión temporal de 6 meses del software EMTP RV 4.2 para el desarrollo de este trabajo de grado, en el convenio se estipula que cualquier trabajo realizado en el mismo no podrá ser comercializado o utilizado para fines comerciales

A continuación, se hace una descripción rápida del software que se utilizó para analizar el sistema, en el que se recalcan los beneficios de su uso.

2.4.5 EMTP RV

EMTP son las iniciales de (ElectroMagnetic Transients Program,) que traducido al español se lee como Programa de Transitorios Electromagnéticos, fue desarrollado con la finalidad de facilitar el estudio y análisis de este y otros fenómenos físicos relacionados al campo de la electricidad y afines como los transitorios electromecánicos o el análisis de control transitorio en electricidad multi- fase, sistemas eléctricos de potencia entre otros.

La lista de aplicaciones puede verse más completa al apuntar algunos otros usos el modelado avanzado de máquinas eléctricas, modelado detallado y preciso de líneas y cables o modelos completos de transformadores que pueden modelar la saturación e histéresis del núcleo magnético. (Powersys, Solutions; EMTP Alliance)

En la actualidad es EMTP RV es llamado simplemente EMTP® (EMTP RV Alliance, s.f.)

A continuación, se muestra de forma gráfica la estructura interna de EMTP-RV

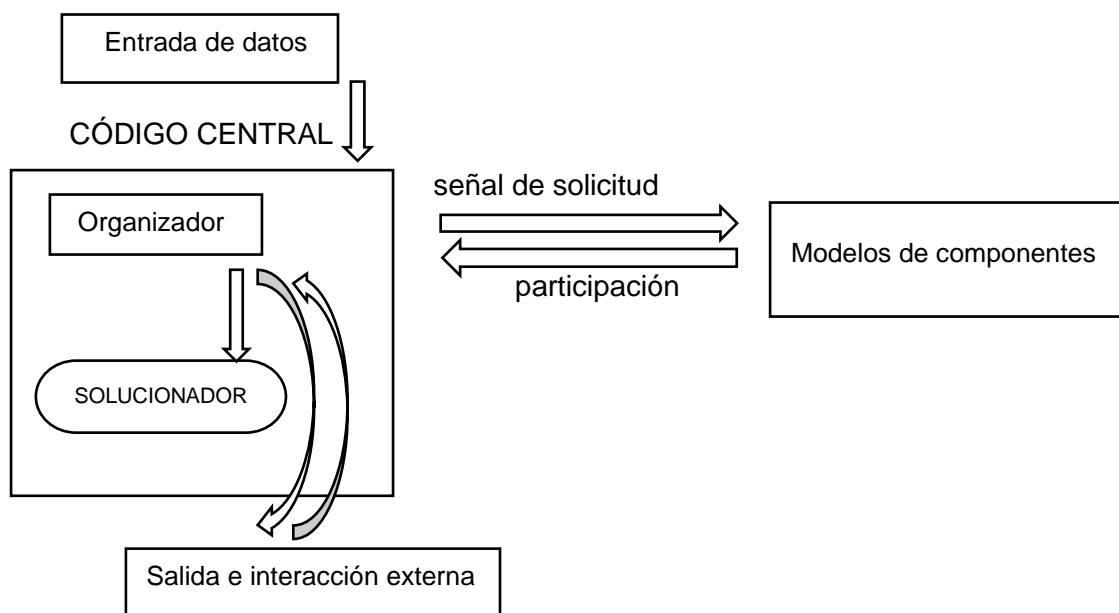


Fig. 2.6. Estructura principal de EMTP-RV
Fuente: (EPRI, 2000)

La figura 2.6., muestra la estructura del software EMTP RV que pese a utilizar métodos de programación modernos y modelos numéricos complejos, gracias a los desarrolladores se ha convertido en un entorno amigable y sencillo de manejar; básicamente depende de la correcta utilización del modelamiento gráfico y matemático a emplear, además de los valores del sistema.

A continuación, se describen de forma rápida los complementos y herramientas con los que cuenta el software y los que se emplean comúnmente en un estudio de este tipo:

2.4.5.1 EMTPWorks.

Es una interfaz gráfica de usuario fácil de utilizar, completamente programable lo que le da varias opciones de adaptación y que ayuda a potenciar las capacidades del solucionador de problemas o también conocido como motor de EMTP. (EMTP Alliance, 2019). A continuación, algunas de las herramientas que tiene esta interfaz:

- Solucionador EMTP.
- ScopeView.
- Caja de herramientas de protecciones.
- Excitadores y gobernadores.
- Caja de herramientas LIOV.

- **Modelado en EMTP.** - Se emplearon normas como IEC 60071-1, IEC 60071-2, IEC 60071-4 y la bibliografía referente al tema, como el libro de transitorios electromagnéticos y coordinación de aislamiento de Furnas, que muestran modelos recomendados, sus valores y ecuaciones a ser implementadas en el software, así:

2.4.6 Modelamiento de líneas de subtransmisión.

Las líneas de subtransmisión están conformadas por varios elementos que cumplen una función determinada y que a continuación se detalla cómo fueron modelados para representar las características técnicas que tiene el sistema eléctrico de potencia de EMELNORTE S.A.

2.4.6.1 Torres.

Para representar las torres en EMTP se utilizaron varios modelos en uno solo compacto, esto debido a que se deben considerar factores como la altura total y el espaciamiento entre fases y cable de guarda, por lo que se dimensionan los brazos de acuerdo a cada tipo de estructura, para conseguirlo, se los referencia en un sistema de coordenadas rectangulares XY, donde el cable de guarda estará ubicado en el punto (0,0) y en base a este se ubican también las fases; además se consideraron las cadenas de aisladores y modelado de la puesta a tierra.

Dicho lo anterior, se deben modelar las torres de la siguiente manera:

Wagner y Hileman (Institution, 2004) han propuesto la siguiente expresión para calcular la impedancia de sobrevoltaje de un cono que representa una torre de transmisión.

$$Z_{pyl} = 60 * \ln \frac{H\sqrt{2}}{r_{pyl}} \quad (33)$$

Dónde:

H: es la altura del cono equivalente a la torre;

rpy: es el radio de la base de la torre.

Otra manera muy utilizada de dimensionar la impedancia de sobrevoltaje es la propuesta por Chisholm, Chow and Srivastava que en base a experimentación han descubierto que esta depende de la dirección de la que viene, por lo que consideran más adecuado utilizar una impedancia promedio, así:

$$Z_{av} = 60 * \ln \left(\frac{\cot\theta}{2} \right) \quad (34)$$

Donde:

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{r(h)}{h} \right) \quad (35)$$

h es la altura a lo largo de la torre y r(h) es el radio de la torre a una altura h.

Por lo que proponen el siguiente método.

$$Z_{av} = 60 * \ln \left[\cot \left(0,5 * \tan^{-1} \left(\frac{r_{avg}}{H_t} \right) \right) \right] \quad (36)$$

y:

$$r_{avg} = \frac{r_1 h_2 r_2 (h_1 + h_2) + r_3 h_1}{h_1 + h_2} \quad (37)$$

Donde:

r₁: es el radio superior de la torre.

r₂: es el radio de la sección media de la torre.

r₃: es el radio de la base de la torre.

h₁: es la altura desde la base hasta la sección media.

h₂: es la altura desde la sección media hasta la parte superior.

H_t: h₁ + h₂.

Pero también se puede aplicar tablas, que tienen los valores comúnmente utilizados de acuerdo a las características que se requiera, evitando cálculos engorrosos, pues muchas veces existen valores imposibles de conseguir para implementarlos con las fórmulas planteadas, es así que se introdujeron los valores que se presentan en la tabla 2.5 que detalla que la impedancia característica para la impedancia de sobrevoltaje en SF6 es de entre 20 y 33Ω para un sistema con voltaje nominal de entre 66 y 72,5 kV lo que encaja con los requerimientos necesitados para este caso.

TABLA 2.4. Datos de disyuntores aislado en SF6
Fuente: (D'Ajuz, 1987)

Voltaje Nominal	Largo (mm)	Capacidad CC interno (pF)	Impedancia de sobrevoltaje Zc (ohmios)
66 - 72.5	1200-2000		20-33
123 -170	1300-3300	150-300	26-79
245 -300	1600-4000	160-400	33-79
362-550	2400-8000	210-800	33-86
800			53

La tabla 2.4., muestra los valores de impedancias que se deben implementar para disyuntores aislados en SF6, de acuerdo al voltaje nominal del sistema.

a). CP line/cable m-phase.

Es un modelo de línea de transmisión que no depende de frecuencia, es utilizado en problemas con dispersión de frecuencia determinada y limitada que es introducida por el usuario (60 Hz). (Dommel, 1969)

• **Modelo de línea sin pérdida.**

De forma teórica cuando una línea no tiene pérdidas y se desprecia la frecuencia el modelo es el siguiente:

$$\gamma = s\sqrt{L'C'} = j\beta \quad (38)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L'}{C'}} \quad (39)$$

Zc o impedancia característica es también conocida como Zs o impedancia de sobrevoltaje siendo completamente resistiva, y su velocidad de propagación de onda viajera se define por:

$$v = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} \quad (40)$$

Por otra parte, λ es la longitud de onda, es decir la longitud completa de un ciclo de voltaje y corriente, cuya ecuación es la siguiente:

$$\lambda = \frac{1}{f\sqrt{L'C'}} = \frac{2\pi}{\beta} \quad (41)$$

- **Parámetros.**

Para modelar este dispositivo se selecciona el **número de fases** o cables igual a 1, que representa el modelamiento del sistema trifásico como un circuito de secuencia positiva monofásico.

Otro parámetro dimensionado es length o largo, de acuerdo a las dimensiones de las torres empleadas, en este caso 16,76m de altura; El type of data o tipo de dato, determina como se introducirán los valores de R, Zc, v, en donde:

$$R = 0. \quad (42)$$

$$Zc = 100\Omega \quad (43)$$

que pueden ser calculados con las ayudas del programa, o por diversos métodos detallados en las normas IEC 60071-4 (Institution, 2004).

En este caso se empleó como referencia la tabla 2.6 (Resistencia de puesta a tierra de la torre) que indica que el valor para este elemento, para voltajes a partir de 66 kV y a la altura de la torre, 21m., mientras que $v = 2.4e^8$, pues debe ser un valor aproximado a la velocidad de la luz.

TABLA 2.5. Resistencias de puesta a tierra de una torre
Fuente: (D’Ajuz, 1987)

Clase de voltaje kV	Altura de la torre (m)	Impedancia de sobrevoltaje (Ω)
66	21	100
154	42	100
275	63	100
500	63	100

La tabla 2.5., apunta los valores de resistencia de puesta a tierra que se puede emplear para representar la puesta a tierra en una simulación las torres de un sistema.

b). RLC: R-L, C non polarized.

“Son dispositivos que pueden aceptar señales monofásica o trifásicas”, (Mahseredjian, RLC device, 2016, pág. 2) R-L en este caso representan los brazos de las torres y C non Polarized, representan a las cadenas de aisladores de las torres; cómo su nombre lo indica en teoría son elementos inductivos y capacitivos, aunque en la práctica su lectura y aplicación puede ser diferente.

- **Parámetros.**

Para definir los valores de los parámetros de estos elementos dentro de EMTP, se empleó la norma IEC 60071-4 (Institution, 2004) detalla que el valor de una capacitancia de este tipo debe ser de $1\mu\text{H}/\text{m}$ se asume que el valor de la resistencia es muy cercana a cero.

Estos valores se los puede encontrar en la tabla 4 de la Norma IEC 60071-4. (Institution, 2004).

TABLA 2.6. Valores de U_0 , k , DE para diferentes configuraciones de elementos de red propuestos
Fuente: (D'Ajuz, 1987)

Espacio (cm)	Objeto de prueba	Polaridad	k	U_0 kV	DE
56	varilla	+	1	306	4.9
56	Plano de varilla	+	1	252.2	306.5
114	varilla	+	1	577.5	641.2
8	aisladores	+	1	643	369.3
56	varilla	-	1	391	240.1
56	Plano de varilla	-	0.47	590	7.947
114	varilla	-	1	825.8	427.5
8	aisladores	-	1	638.7	525.4
Nota: Una cadena de ocho unidades de aisladores de suspensión de 254 mm x 146 mm montados en una geometría similar a la de una torre de acero.					

La tabla 2.6., apunta los valores referenciales que tienen los elementos presentes en SEP's y que pueden ser introducidos en el software en caso de no contar con los valores medidos directamente en campo.

En algunos casos de modelado cuando el modelo no tiene una explicación analítica, se puede asumir el valor de I_k por perturbación de V_k . Cuando una formulación analítica del modelo está disponible, este se puede lograr recalculando los valores de admitancia Y_k y fuente de corriente Norton I_k en cada punto de tiempo de la solución. (EMTP, R nonlinear controlled device, 2016).

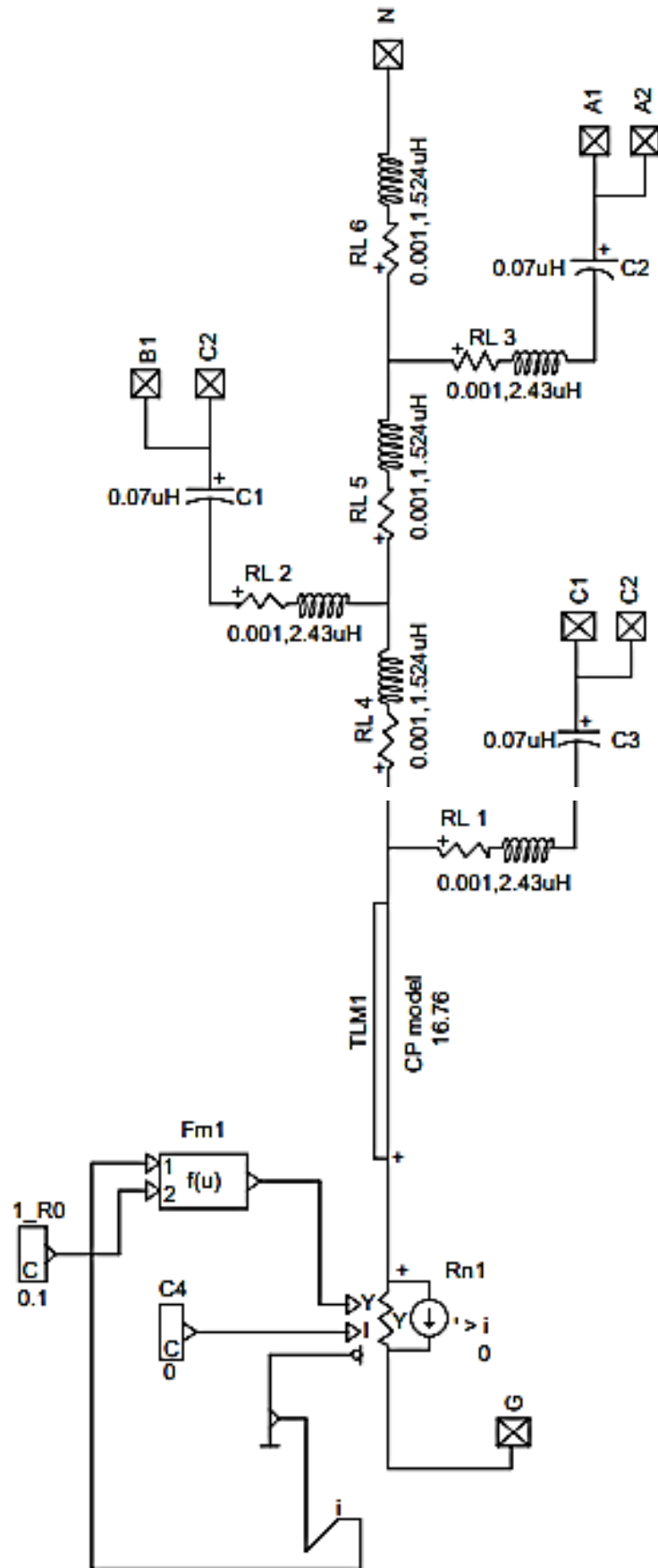


Fig. 2.7. Representación de una torre de subtransmisión y sus elementos constitutivos
Fuente: Elaboración propia, modelada en el software EMTP.

En la figura. 2.7. se pueden observar el modelamiento de los elementos que conforman una torre de subtransmisión de EMELNORTE S.A., estos fueron descritos e ingresados con los valores recomendados en la teoría, para su posterior simulación.

c). Ionización del suelo.

La resistencia de un electrodo de tierra puede disminuir debido a la ionización del suelo. Cuando se inyecta una corriente al electrodo, se producirá un proceso de ionización en las regiones alrededor del electrodo si se excede un gradiente de campo crítico. En esas regiones, descarga óhmica baja se forman canales, siendo la resistencia de la zona ionizada reducida a un valor despreciable. La resistencia de tierra de un electrodo permanece en el valor determinado por la geometría del electrodo y la resistividad del suelo hasta que se alcanza la ruptura por ionización; después de la avería, la resistencia varía. Esta degradación del suelo puede verse como un aumento de la geometría del electrodo. Los campos eléctricos transitorios necesarios para ionizar pequeños volúmenes de suelo, o para generar descargas disruptivas a través de la superficie del suelo, se encuentran típicamente entre 100 y 1000 kV/m. (Martinez Velazco, Power System Transients Parameter determination, 2010)

El valor de resistencia de baja corriente R_0 se mantiene hasta que la corriente excede I_g , después de lo cual la resistencia viene dada por la Ecuación: (Martinez Velazco, Power System Transients Parameter determination, 2010)

$$R_i = R_0 \sqrt{\frac{I_g}{I}} \tag{44}$$

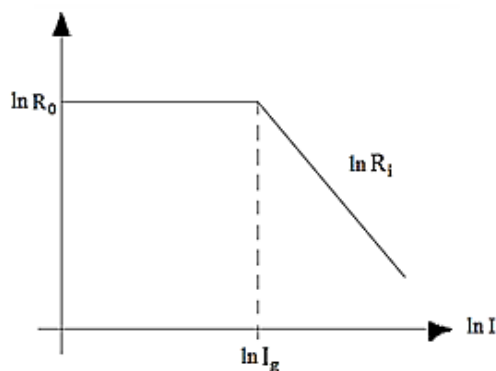


Fig. 2.8. Resistencia al impulso de un electrodo hemisférico, incluida la ionización del suelo. Fuente (Institution, 2004).

La resistencia al impulso es inversamente proporcional al recíproco de la raíz cuadrada de la corriente, sin embargo, como se muestra en la fig. 2.8., la resistencia al impulso en función de la corriente es una línea recta.

Donde:

$$I_g = \frac{E_0 \rho}{2\pi R_0^2} \quad (45)$$

Donde:

R_0 : son la resistencia de baja corriente y baja frecuencia (Ω).

I : es la corriente del rayo a través de la impedancia de pie (A).

I_g : es el corriente límite (A).

ρ : es la resistividad del suelo ($\Omega \cdot m$).

E_0 : es el gradiente de ionización del suelo (valor recomendado:

$$E_0 = 400 \text{ kV} \cdot m^{-1} \quad (46)$$

De acuerdo a la norma IEC 60071-2, el modelo es válido solamente cuando la resistencia del pie de torre está dentro de un radio de 30m.

Los valores que se emplearon para estos cálculos fueron:

$$\rho = \text{Igual}/mE_0 = 400 \text{ kV} \quad (47)$$

$$R_0 = 10 \Omega \quad (48)$$

En la figura 2.12. se observa que la resistencia al impulso de un electrodo hemisférico puede adaptarse para las barras de tierra, teniendo en cuenta que, para corrientes elevadas, las barras actúan como esferas. Una simplificación para los electrodos de varilla debe tener en cuenta algunos aspectos (es decir, tienen la resistencia de baja corriente para valores cercanos a cero, y se acercan al cuadrado de la raíz para valores de corriente muy altos aproximándose a la dependencia logarítmica entre estos dos extremos). (Martinez Velazco, Power System Transients Parameter determination, 2010)

La ecuación que representa lo dicho es:

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{1 + \frac{I}{I_g}}} \quad (49)$$

“El modelado de la Ionización del suelo en EMTP RV se lo representa con una resistencia variable, derivada a tierra mediante una varilla enterrada en el piso, que soporta la descarga eléctrica generada por el rayo, en el momento que se produce un impacto por descarga atmosférica”. (Mahseredjian, R nonlinear controlled device, 2016).

Se emplea entonces un dispositivo denominado R nonlinear controler device, que no es otra cosa que una admitancia. Este dispositivo se lo utiliza para modelar una resistencia no lineal usando resistencias y admitancias controladas.

Se puede utilizar para modelar dispositivos resistivos arbitrarios con resistencia calculada a través de dispositivos de control. La presencia de la fuente de corriente proporciona una opción para crear una función de resistencia lineal por partes.

Cualquier segmento k de dicha función se puede representar mediante el circuito de Norton equivalente: (EMTP, R nonlinear controlled device, 2016).

$$i_k = Y_k V_k + I_k \quad (50)$$

El Y_k es en realidad el diferencial en el punto de funcionamiento k , es decir:

$$Y_k = \frac{di_k}{dV_k} \quad (51)$$

d). Line cable/data.

Es un dispositivo utilizado para calcular los parámetros de entrada para los modelos de línea y cable disponibles en EMTP. Para representar el presente estudio se empleó el modelo Overhead line, ubicado en la pestaña inicial denominada Geometrical data and materials.

e). Overhead line.

Es un modelo que permite modelar cables desnudos como los empleados en sistemas de subtransmisión, ingresando valores propios de los conductores como su resistividad, radio y otros como las características geométricas de las torres, que permiten referenciar en coordenadas rectangulares los puntos que ubicarán las fases, el cable de guarda, en caso de haberlo y su altura etc., que posteriormente se ven reflejados en un gráfico de dichas características.

TABLA 2.7. Valores estandar ingresados para modelar líneas de subtransmisión.
Fuente: (Electro cable)

Conductor	fase	Posición horizontal (m)	Altura	Radio interno (cm)	Radio externo (cm)	Resistencia a DC (Ohm/km)	Permeabilidad relativa del conductor	Permitividad relativa del conductor
1	0	0	16.76	0.1335	0.401	0.83	1	1
2	1	1.70	15.96	0.401	1.0895	0.117	1	1

3	2	-1.70	14.96	0.401	1.0895	0.117	1	1
4	3	1.70	13.96	0.401	1.0895	0.117	1	1

En la tabla 2.7., se muestran las características eléctricas que tienen los cables utilizados en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. en el tramo de las subestaciones La Esperanza-Cayambe, que fueron introducidas en el software de simulación.

En el software se mostrará una interfaz para la configuración de valores de cables y su disposición física como la que se aprecia a continuación:

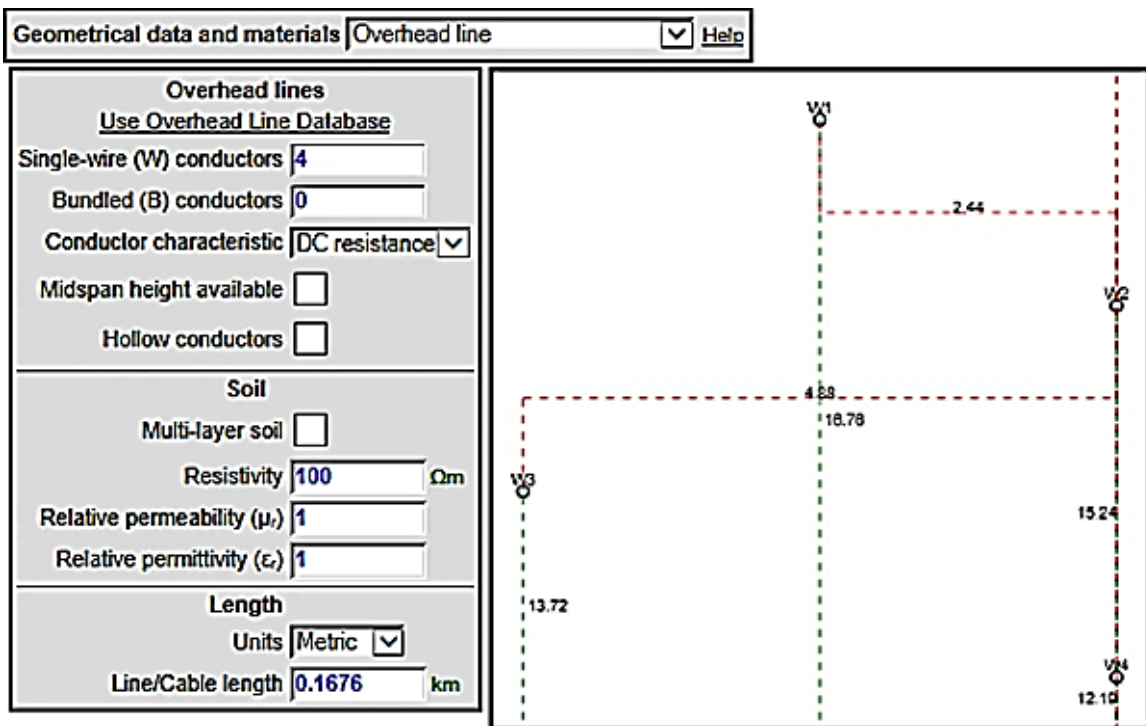


Fig. 2.9. Ventana Overhead lines de configuración de datos
Fuente: (EMTP, Conductor data in Line Data device, 2013)

La figura 2.9., muestra la ventana de configuración de datos de línea; entre los principales valores se debe ingresar la resistencia, el diámetro, la distancia de vano, número de fases y las coordenadas de los brazos.

Para el modelamiento de transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia se utilizan modelos específicos de acuerdo a sus características, para este caso específico, el modelo a emplear es el FD (dependiente de la frecuencia), que como su nombre lo indica se aplica de acuerdo a la frecuencia a la que el sistema trabaje y se basa en la descomposición modal.

El modelo FD también conocido como JMarti, no emplea matrices de transformación compleja como si lo hacen otros modelos como el de parámetros constantes; en el caso

de modelos de líneas balanceadas, los elementos mutuos en las matrices de impedancia en serie y admitancia en derivación se consideran idénticos por lo que se usa el promedio de los valores, aplicando un valor constante = 56 y se aplica la matriz de transformación de Clarke.

Se utiliza la descomposición modal y cada modo adopta la formulación: (EMTP-EMTPWorks, 2021).

$$I_k = Y_c V_k - H[Y_c V_m + I_m] \quad (52)$$

$$I_m = Y_c V_m - H[Y_c V_k + I_k] \quad (53)$$

Donde:

$Y_c = Z_c^{-1}$: denota la impedancia característica y

$H = e^{-\Gamma l}$: denota la función de propagación.

Las funciones modales $Y_c(s)$ y $H(s)$ se muestrean para el rango de frecuencia seleccionado y la curva ajustada utiliza una técnica basada en Diagramas de Bode que da como resultado las funciones racionales equivalentes:

$$Y_c(s) \approx r_0 + \sum_{i=1}^N \frac{r_i}{s-a_i} \quad (54)$$

$$H(s) \approx \left(\sum_{i=1}^M \frac{c_i}{s-p_i} \right) e^{-s\tau} \quad (55)$$

Donde:

los coeficientes (r_i, C_i) , son los residuos y los coeficientes.

(a_i, p_i) : son los polos de las funciones racionales que corresponden;

N y M : son el orden de las funciones racionales.

r_0 : da el valor asintótico a la función $Y_c(s)$ para valores de muy alta frecuencia;

τ : es el retardo de tiempo extraído de la función muestreada $H(s)$.

f). CIGRE current source device.

Es un dispositivo que acepta solo señales monofásicas, utilizado para modelar un rayo. Se utiliza para cálculos precisos del rendimiento de rayos caídos sobre los equipos.

t_{start}	0	s
I_{max}	100	kA
t_f	10	μs
S_m	150	kA/ μs
t_h	100	μs
t_{stop}	1e15	s

Fig. 2.10. Parámetros característicos de un rayo
Fuente: (Mahseredjian, CIGRE current source device, 2013)

En la figura 2.10. se muestran parámetros como el tiempo de inicio, la corriente máxima, el tiempo de finalización, el tiempo en que se para la simulación etc., que hay que definirlos en la simulación.

g). Fuente de voltaje alterna e impedancia.

Es un modelo de fuente de voltaje ideal, representado en un dispositivo trifásico que se utilizó para ingresar los valores de los equivalentes de Thevenin del sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A., considerando como fuente la subestación Cayambe.

- **Parámetros.**

Existe una pestaña que permite ingresar una ecuación para la fuente de voltaje ideal detrás de la impedancia de Thevenin. Esta es:

$$V(t) = V_m \cos(\omega t + \theta) \quad (56)$$

Donde:

$$\omega = 2\pi f$$

V_m : es la amplitud de forma de onda del coseno.

f : es la frecuencia en hercios; debe ser mayor que 0.

θ : es el ángulo de fase, las unidades por defecto son los grados

t_{start} : es el tiempo de inicio $t < t_{start}$ la fuente está en cortocircuito. Si $t_{start} < 0$, la fuente está activa en el estado estacionario.

$$v(t) = V_m \cos(\omega t + \theta) \quad \omega = 2\pi f \quad \theta = \text{Phase}$$

Positive sequence voltage data Generic 3-phase voltage source data

	Phase A	Phase B	Phase C	
V _m	69	69	69	kVMSLL
f	60	60	60	Hertz
θ	0	-120	120	deg
t _{start}	-1	-1	-1	s
t _{stop}	1E15	1E15	1E15	s
<input checked="" type="checkbox"/> balanced				

Fig. 2.11. Valores del sistema de EMELNORTE S.A. ingresados en el software EMTP
Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

La figura 2.11., muestra la interfaz de configuración de valores de una fuente de voltaje, que es el elemento empleado para representar los valores de impedancia de Thevenin de la subestación Cayambe que es el punto más cercano al cual se conecta la subestación La Esperanza.

h) Impedancias equivalentes de Thevenin.

Aquí se ingresa la impedancia de la fuente. Acopla RL- de rama con una matriz de impedancia dada por la conexión en serie de R y L. En la notación de solución de estado estacionario, la matriz de impedancia es:

$$Z = R + j_{\omega}L \quad (57)$$

Las matrices R y L se puede ingresar directamente o usando datos de secuencia. Las matrices o los datos de secuencia también se pueden calcular a partir de la entrada de datos de cortocircuito. Cabe señalar que se puede considerar esta impedancia como una impedancia genérica

$$Z = R + j_X \quad (58)$$

Donde:

R: es la parte real

X: es la parte imaginaria que puede ser negativa.

Los valores utilizados fueron:

R Ω Impedance real part		Sequence Data Input <input checked="" type="checkbox"/>	
	Zero	Positive	Negative
R	20.001	8.799	8.522

L Ω Impedance imaginary part		Sequence Data Input <input checked="" type="checkbox"/>	
	Zero	Positive	Negative
L	103.66	28.835	28.86

Fig. 2.12. Valores de impedancias equivalentes de Thevenin EMELNORTE S.A.
Fuente: Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

i). Pararrayos para transitorios de frente rápido.

En la actualidad los pararrayos son probados físicamente en laboratorio para saber cómo se comportarán.

Los picos de voltaje y corriente se relacionan en estos dispositivos en el sentido que mientras mayor sea el pico de corriente el pico de voltaje se incrementa cuando el frente de onda es reducido, sin embargo, este incremento es proporcional a la magnitud de la corriente; el pico de voltaje del pararrayos puede ocurrir antes del pico de corriente.

Según (Linares Vargas, "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta tensión", 2013) "La característica V – I del pararrayos depende de la forma del impulso de corriente que lo atraviesa; por ejemplo, una onda rápida con un valor de amplitud grande resulta en un pico mayor de voltaje".

En modelos de alta frecuencia se debe tener en cuenta un valor de una inductancia de cerca de un $1\mu\text{H}/\text{m}$ para el conductor a tierra.

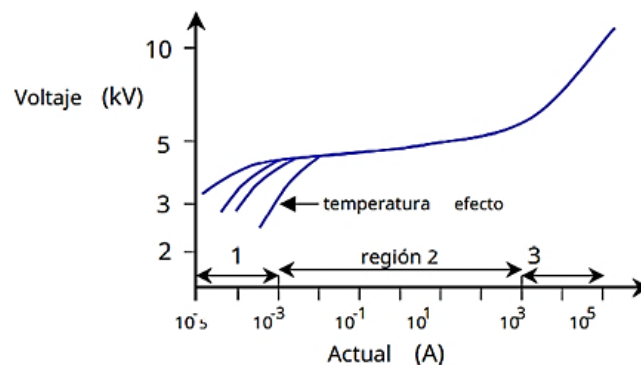


Figura 2.13. Características típicas de un pararrayos de óxido metálico
Fuente: (Mahseredjian, ZnO arrester device, 2013).

La figura 2.13., muestra las características típicas de un descargador de óxido metálico. Que tiene tres regiones operativas distintas:

La primera se denomina MCOV (voltaje de funcionamiento continuo máximo), en la que la corriente del descargador es inferior a 1 mA y es principalmente capacitiva. (Mahseredjian, ZnO arrester device, 2013).

La segunda región es la TOV (sobrevoltaje temporal) y su corriente está entre 1 mA y 2 kA, es principalmente resistiva. (Mahseredjian, ZnO arrester device, 2013).

En la tercera región la corriente es puramente resistiva y varía de 1 a 100kA. En la región 1 se muestra que a medida que aumenta la temperatura del descargador, aumenta la potencia disipada en el descargador. (Mahseredjian, ZnO arrester device, 2013)

- **Parámetros.**

Los parámetros a configurar del dispositivo en EMTP RV son los siguientes:

V_{ref} : “Es el valor de referencia del pararrayos que debe ser mayor a 0”. (Mahseredjian, ZnO arrester device, 2013)

R_{SS} : “Es el valor de la resistencia en estado estable, por lo que es el modelo de solución de estado estable del descargador”. (Mahseredjian, ZnO arrester device, 2013)

V_{flash} : “Es el voltaje de descarga disruptiva del aislante (espacio). Si este valor es mayor que 0, la sección adicional para ingresar "Segmentos exponenciales después de flashover" está habilitado”. (Mahseredjian, ZnO arrester device, 2013).

Una vez descritos, implementados y simulados los modelos estándar de los elementos del sistema existentes, en el software tanto de la subestación La Esperanza como los de la zona cercana a la misma, el paso a seguir es la elección y coordinación de aislamiento, que se consigue en base a normas y factores que se describen a continuación; previo a esto hay que saber conceptos como el procedimiento a seguir.

2.4.7 Procedimiento para selección de pararrayos.

Para seleccionar esta clase de equipos de protección contra sobrevoltajes se debe tener en cuenta requisitos como la sección de clase y de línea de fuga, que se detallan a continuación:

a). Selección de clase.

En la tabla 1.2. ubicada en el capítulo 1, y tomada de la norma 60071-1 se escoge los valores que maneja el sistema, que en el caso de la Empresa eléctrica regional norte es de 69 kV, lo que significa que entra el rango de valores de voltaje nominal (U_n) de $(66 \text{ kV} < U_n \leq 220 \text{ kV})$ y de voltaje máxima del sistema (U_s) de $(72.5 \text{ kV} < U_s \leq 245 \text{ kV})$ por lo que se escoge los pararrayos de clase 3 para una corriente nominal de 10 kA, aunque también se podría escoger equipos para corrientes de 20 kA, pero eso posiblemente eleve los costos.

La clase del pararrayo tiene que ver directamente con de energía que disipa cuando descarga el sobrevoltaje a tierra, mientras más grande la clase, más corriente nominal disipa, por lo que se prefiere un elemento de Clase 3 a uno de Clase 2; la denominación de clase del pararrayo sirve además para ubicarlos y seleccionarlos en los catálogos de las diferentes marcas.

b). Selección de línea de fuga.

La línea de fuga es el espesor del aislamiento del elemento medida en mm/kV como lo indica la tabla 1.3 presente en el capítulo 1 y que fue tomada de la norma IEC 60071-1, que permite ubicar el más adecuado de acuerdo a la severidad de contaminación ambiental en el que debe actuar.

En el caso de la subestación La Esperanza, la descripción del lugar se ajusta mayormente a un nivel de contaminación II, Medio (M), que significa que la línea de fuga específica nominal mínima será de 20 mm/kV fase-fase.

TABLA 2.8. Correspondencia entre la distancia de fuga específica y distancia de fuga específica unificada
Fuente: Norma 600815-1 (IEC, 2008)

Distancia de fuga específica para sistemas trifásicos de c.a.	USCD
12.7	22.0
16	27.8
20	34.7
25	43.3
31	53.7

Según la tabla 2.8. del presente estudio, que se encuentra en la norma IEC 60815-1 anexo J, el valor del espesor del aislamiento en mm/kV encontrado en la norma IEC 60071-1 es el de Fase-Fase, y USCD es el valor de Fase-Tierra por lo que los a 20 mm/kV le correspondería un valor de 34,7 mm/kV Fase-Tierra.

La tabla 2.9. que se encuentra en la Norma IEC 60071-1: “Niveles de aislamientos normalizados para gama 1”, se utiliza para determinar las tensiones más elevadas para el material, valores de tensiones normalizadas de corta duración a frecuencia industrial y las tensiones soportadas normalizadas a los impulsos tipo rayo.

TABLA 2.9. Niveles de aislamiento normalizados para gama I
Fuente: Norma IEC. 60071-1. (1993). “Insulation Coordination part 1”

Voltaje más elevado para el material U_m kV (valor eficaz)	Voltaje soportado normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Voltaje soportado normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
3.6	10	20
		40
7.2	20	40
		60
12	28	60
		75
		95
17.5	38	75
		95
24	50	95
		125
		145
36	70	145
		170
52	95	250
72.5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	(360)	850
	425	950
	460	1050

Los valores que se muestran en la tabla 2.9. en la columna voltaje máxima en kV son los que se utilizan para realizar el cálculo de Línea de fuga y otros, en el caso del sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. que es de 69 kV se trabajó con el valor de voltaje del inmediato superior (72.5 kV) y más adelante se trabajó con los valores de voltaje soportada normalizada de corta duración de frecuencia industrial y con los valores de voltaje soportada normalizada a los impulsos tipo rayo.

c). Margen de protección.

Se consideran dos, uno para nivel de aislamiento tipo impulso, (por descargas atmosféricas) “LIW” (Nivel de aislamiento de protección del equipo, para impulso tipo rayo) para el que se recomienda un 20% de margen de protección y SIW (Nivel de aislamiento de protección del equipo por switcheo), (por maniobra), para el que se recomienda un 15% de margen de protección.

d). Comparación de modelos.

Una vez calculados los valores previos del pararrayos (a, b, c, d, e), se buscó en catálogos modelos similares para hacer una comparativa de las características y tomar la decisión más conveniente.

TABLA 2.10. Comparativa de modelos de pararrayos, según los parámetros (a, b, c, d, y e) ya calculados
Fuente: Elaboración propia

Modelo		Q060YV072A	P066XV072A	P066ZV072A
	Criterio	Opción 1	Opción 2	Opción 3
Corriente nominal (I_n)	10 kV	10 kV	10 kV	10 kV
Clase de descargador	3			
Voltaje nominal (U_r)	72.5	72.5	72.5	72.5
Voltaje funcionamiento continuo (U_c) MCOV	41.85	48	54	54
TOV_c (10 s)	55.96	62	69.3	69.3
Línea de fuga	1450	2889	2270	2889
Nivel de protección (U_{pl})	291.67	141	150	150
Margen de protección	1.2	2.4822695	2.33333333	2.33333333

Se utilizó el catálogo de pararrayos de entre (72 y 362 kV) de la marca ABB ((ASEA Brown Boveri Ltd). ABB, 2018), para seleccionar el equipo más adecuado. Como se puede observar en la tabla 2.12, se escogió el pararrayos principalmente por el margen de protección del modelo Q060YV072A, ya que esta característica, baja los voltajes que es mayor que los otros de características similares y respetando los valores de tablas y cálculos anteriores.

Para instalar y coordinar el aislamiento el factor fundamental es el Nivel de protección U_{pl} , y U_{ps} que es el voltaje a la corriente más alta del impulso tipo rayo, y se lo selecciona de la tabla en la que se encuentran las características técnicas del pararrayo.

TABLA 2.11. Características técnicas de un pararrayo
Fuente: ((ASEA Brown Boveri Ltd). ABB, 2018)

Calificación (kV _{rms})		TOV (kV _{rms})													
Voltaje		Con servicio anterior						Corriente de maniobra						Corriente tipo rayo	
Nominal	MCOV	a 9kJ/kV _{MCOV}				SPL30/60 us						LPL 8 / 20 us	FOW 0.5		
V _r	V _{MCOV}	1 sec	10 sec	0.5kA	1kA	2kA	1 kA	3kA	5 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA	10 kA	
60	48	66	62	115	118	123	121	129	134	141	149	155	173	152	
96	76	106	99	184	190	197	193	207	214	226	238	248	277	244	
108	88	119	112	207	213	222	218	233	241	254	268	279	312	274	
120	98	133	124	230	237	246	242	259	268	282	298	310	347	305	
132	106	146	137	253	261	271	266	285	295	310	327	341	382	335	
180	144	199	186	346	355	369	363	388	402	423	446	465	520	457	
192	152	212	199	369	379	394	387	414	429	451	476	496	555	487	
228	182	252	236	438	450	468	459	492	509	536	565	589	659	579	
258	209	285	267	495	509	529	520	557	576	606	640	667	746	655	
264	212	292	273	507	521	542	532	570	589	620	655	682	763	670	
276	220	305	286	530	545	566	566	595	616	649	684	713	798	700	
288	230	318	298	553	569	591	580	621	643	677	714	744	832	731	

La Tabla 2.11., muestra los valores de pararrayos del catálogo del cuál se seleccionaron los valores adecuados para la protección de la subestación La Esperanza, de acuerdo a los cálculos realizados.

2.4.8 Procedimiento para la Coordinación de Aislamiento.

Según la norma 60071-1 el procedimiento empieza con la determinación de los sobrevoltajes representativas, utilizando el método determinístico basado en factores.

Los sobrevoltajes representativos son:

- Sobrevoltajes temporales o de frecuencia industrial.
- Sobrevoltajes de frente lento o de maniobra.
- Sobrevoltajes de frente rápido o por descargas atmosféricas de tipo rayo.

El procedimiento del organigrama de la figura 1.16 ubicada en el capítulo 1 y presente en la norma IEC 60071-1 (1993), establece que hay que partir del análisis de los valores de la red, para obtener los sobrevoltajes representativos del sistema, estas deben ser convertidas a voltajes soportados de coordinación que no están calculados para tensiones de gama I, como ya se vio anteriormente en la tabla 2.11. “Niveles de

aislamiento normalizados para gama I", en la que solamente existen valores para frecuencia industrial y para impulsos tipo rayo, pero se requiere la conversión de los niveles de aislamiento para sobrevoltajes por maniobra.

El caso de estudio establece la el estudio de sobrevoltajes de frente rápido para la subestación La Esperanza, sin embargo, en la sección de anexos se calcula también los valores para sobrevoltajes temporales y de frente lento.

CAPÍTULO 3

Resultados.

3 Introducción.

En el presente capítulo se describen los resultados obtenidos del modelamiento y simulaciones realizadas en el software EMTP, que como ya se ha mencionado se basaron en los modelos de las normas IEC 60071-1 e IEC 70071-2, es decir son la forma estándar de representar los elementos presentes tanto en una subestación eléctrica como en las torres cercanas. Además, hay que decir que en base a la teoría de coordinación de aislamiento según el método determinístico se obtuvieron los valores de aislamiento de la subestación La Esperanza considerando que esta es del tipo SF6, por lo que la coordinación de aislamiento interna y externa se ajusta.

A continuación, se muestran las gráficas resultantes de las simulaciones de los elementos de la subestación y torres aledañas, así como del rayo que impacta las torres.

3.1 Sobrevoltaje en el transformador de potencia tras el impacto de un rayo en la torre 1 sin la presencia de un pararrayos.

Al ser uno de los equipos más caros de una subestación, es fundamental conocer como se ve este afectado tras una descarga atmosférica tipo rayo, por lo que se instaló un instrumento de medida obteniendo los resultados que se observa:

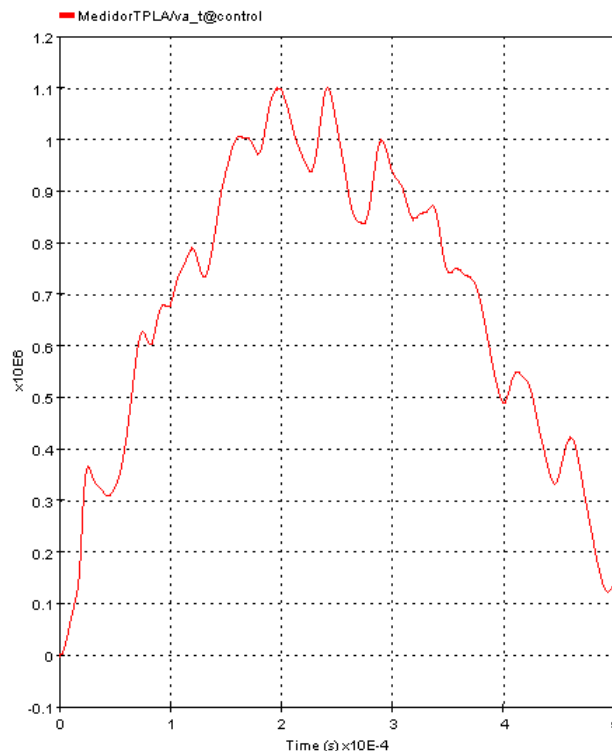


Fig.3. Comportamiento del transformador de potencia en la fase A, sin la presencia del pararrayos, cuando el impacto del rayo se da en la torre 1

Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP.

En la figura 3. se observan las distorsiones que se presentan en una fase del transformador de potencia, cuando este no está protegido por un descargador, el impacto se da en la torre a la entrada de la subestación La Esperanza.

Transformador de potencia con pararrayos instalado. – La acción del pararrayos es evidente al mirar cómo se aplana la curva con el dispositivo instalado en la línea A medida.

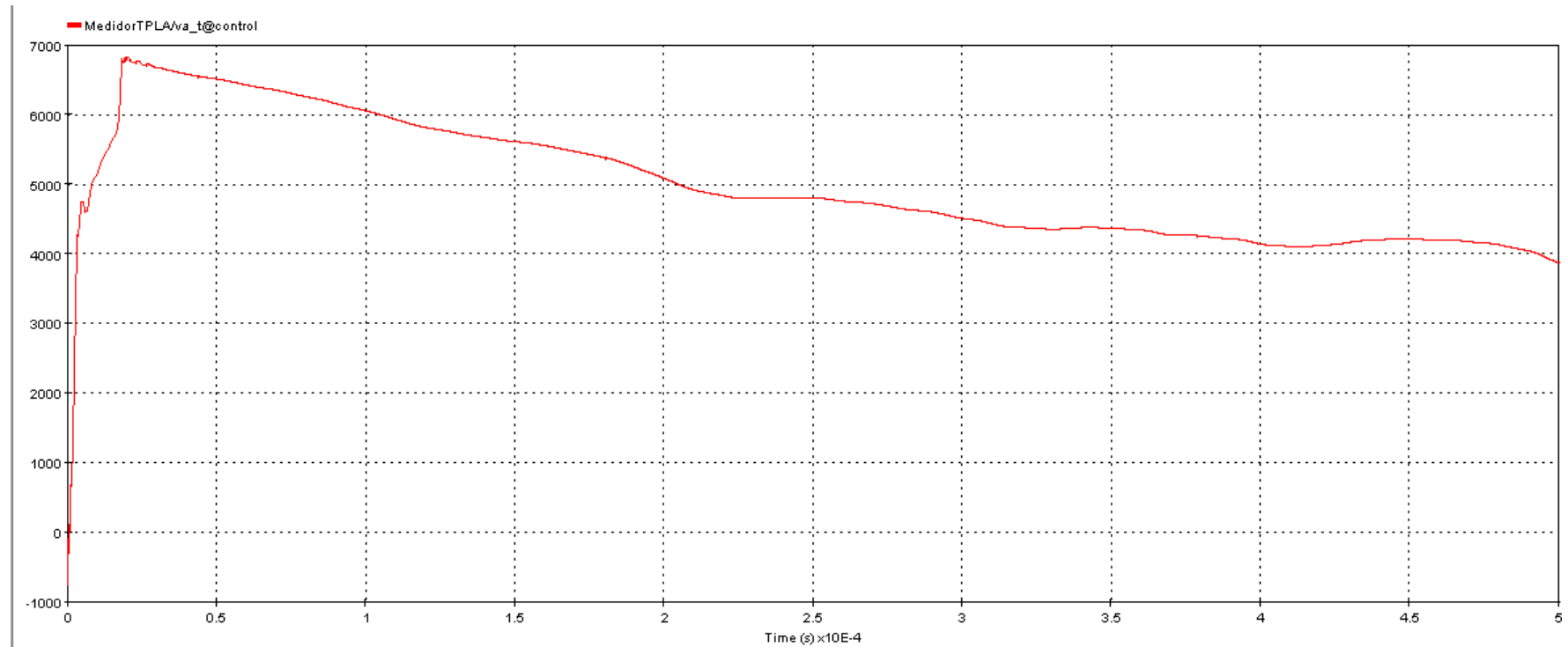


Fig. 3.1. Comportamiento del transformador de potencia en la fase A, con la presencia del pararrayos, cuando el impacto del rayo se da en la torre 1
Fuente: Elaboración propia desarrollada en el software EMTP

En la figura 3.1., se observa que en un tiempo en el orden de (10E-5) segundos se presentan alteraciones en el voltaje del transformador debido al impacto de una descarga atmosférica tipo rayo, que de no ser por la presencia de dispositivos de protección podrían traer muchas consecuencias negativas, ya que los picos de voltaje serían mayores.

Equipos de la subestación medidos tras el impacto de una descarga atmosférica sobre la torre 1 sin pararrayo. - Se aprecia los picos de voltaje que se registran en los equipos en los que se instaló un instrumento de medida para saber cómo reaccionan ante una descarga atmosférica.

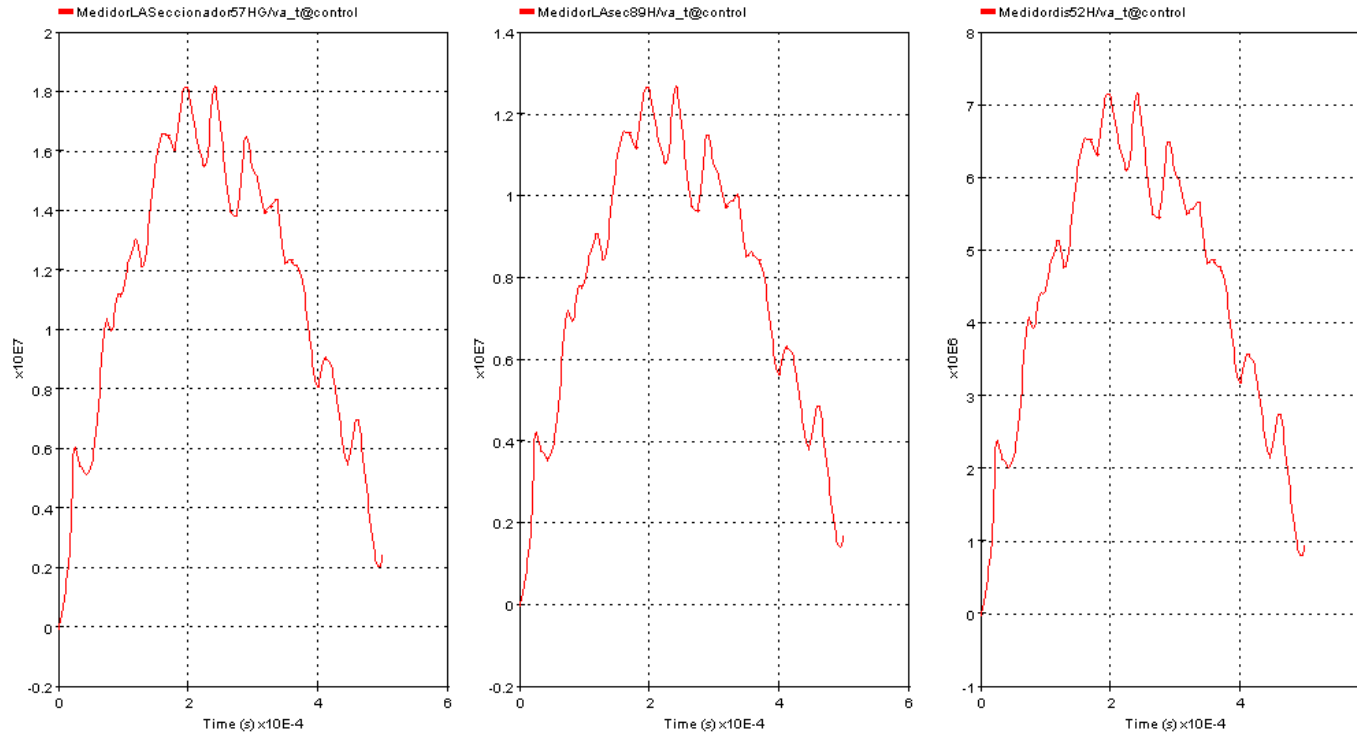


Fig.3.2., comportamiento de los equipos de la subestación cuando no existe un pararrayos instalado, y el rayo se presenta en la fase A, de la torre 1.
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP.

En la figura 3.2., se observan los sobrevoltajes que se presentan en los equipos de la subestación debido a la falta de un pararrayo ubicado que los proteja de los rayos. Cada sobrevoltaje de acuerdo a las características de los elementos instalados en la subestación.

Equipos de la subestación, medidos tras el impacto de una descarga atmosférica sobre la torre 1 con pararrayo. – Se aprecia la diferencia con la figura 3.2., ya que no tenía la acción del pararrayo; en esta figura se ve como el pararrayos aplanara la curva tras su acción.

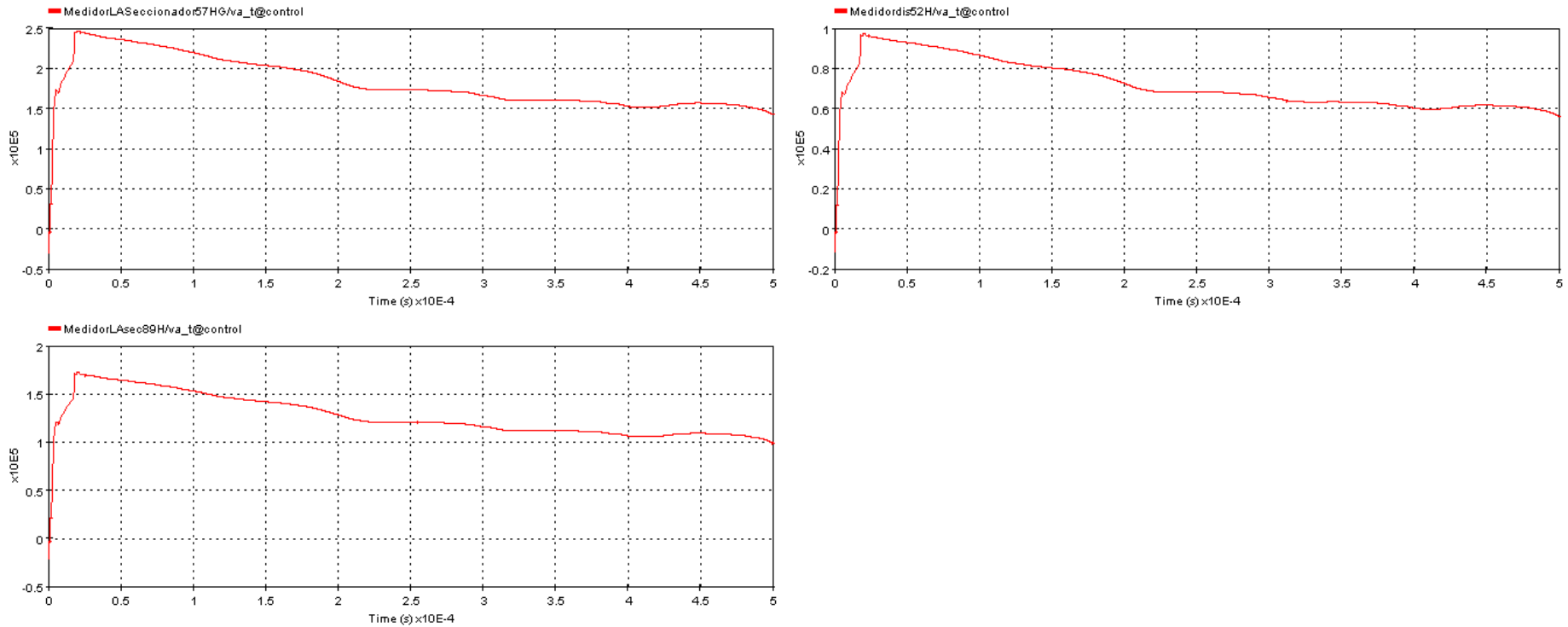


Fig.3.3., comportamiento de los equipos de la subestación cuando existe un pararrayos instalado, y el rayo se presenta en la fase A, de la torre 1.
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP

En la figura 3.3., se observa la acción del pararrayo instalado en la línea A para disminuir los efectos de los sobrevoltajes, pues si bien se presenta un sobrevoltaje este se atenúa rápidamente a diferencia de la figura 3,2

Sobrevoltaje en el transformador de potencia tras el impacto de un rayo en la torre 6 sin la presencia de un pararrayos. - En la figura 3.1. se observa una curva muy similar a la presente, la diferencia es el lugar del impacto de la descarga atmosférica, y los valores de los picos de voltaje medidos por un instrumento ubicado a la entrada del transformador, debido a que la distancia aumenta.

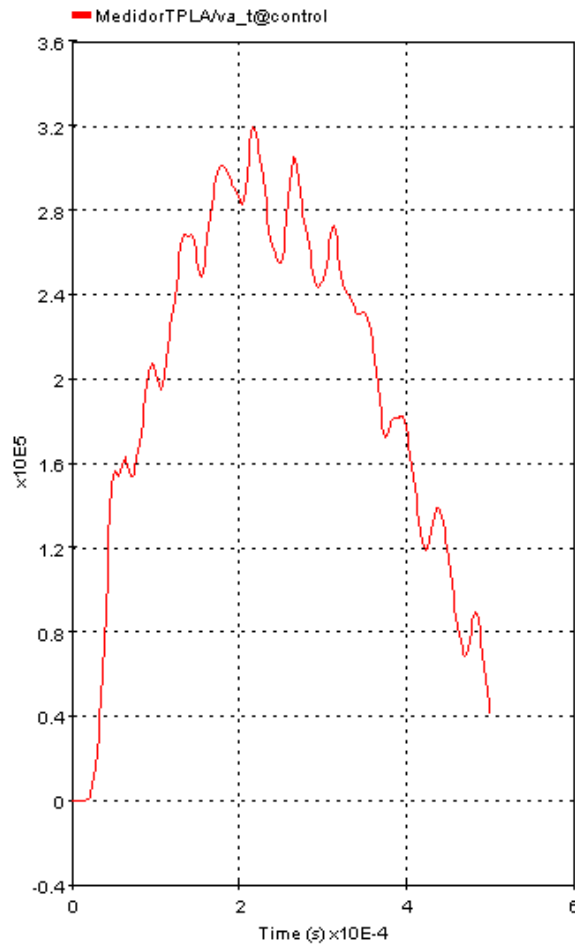


Fig.3.4.comportamiento del transformador de potencia de la subestación La Esperanza sin protección de un pararrayo tras el impacto de un rayo en la fase A de la torre 6
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP

En la figura 3.4 se observa la distorsión de la onda en la fase A del transformador de potencia de la subestación, analizada cuando el impacto del rayo se da en la fase A de la torre más alejada a la subestación.

Sobrevoltaje en el transformador de potencia tras el impacto de un rayo en la torre 6 con la presencia de un pararrayos. – El instrumento de medida ubicado, muestra cómo actúa el pararrayos tras el impacto de una descarga atmosférica a una distancia mayor a la vista por ejemplo en la figura 3.1.

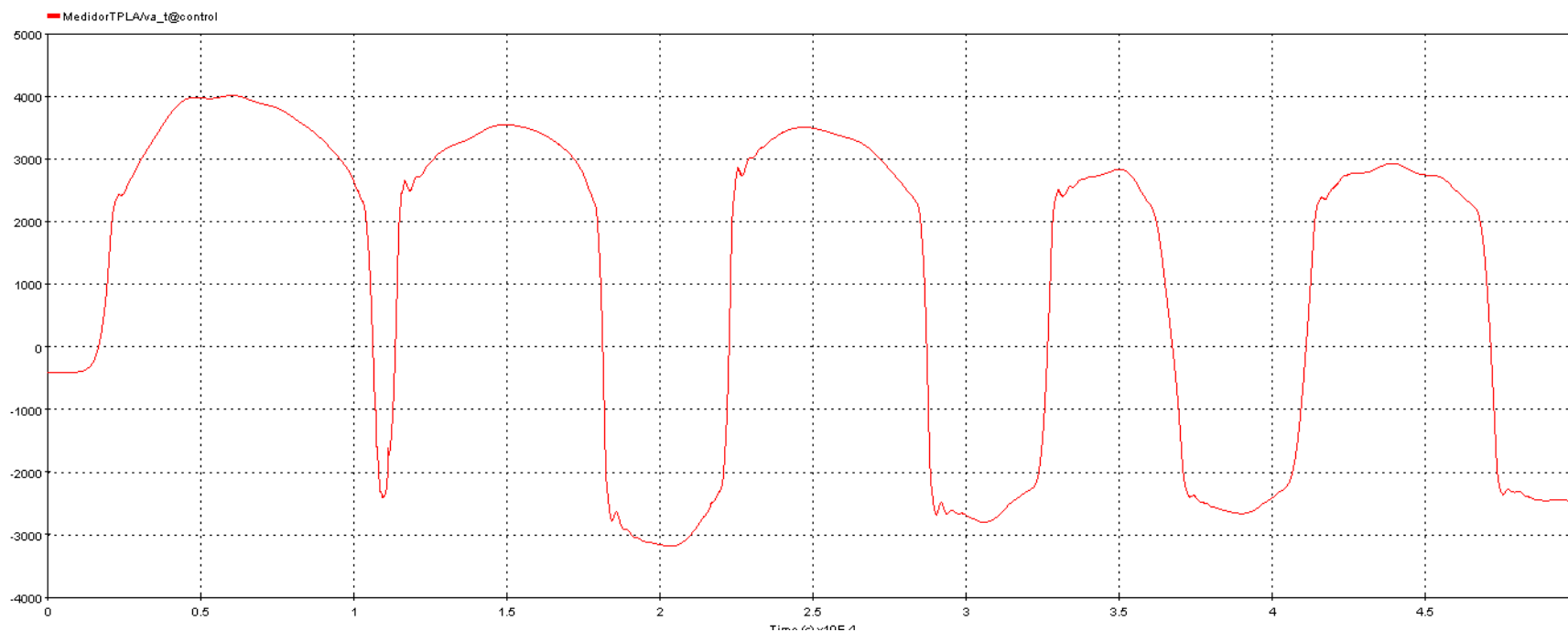


Fig.3.5., comportamiento del transformador de potencia de la subestación La Esperanza con la protección de un pararrayos tras el impacto de un rayo en la fase A de la torre 6
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP

En la figura 3.5., se observa como la distancia existente entre la última torre estudiada y la subestación sumada a la acción del pararrayos empleado para proteger la subestación surte efecto, disminuyendo los efectos de un impacto de rayo sobre el transformador de potencia de la subestación.

Resistencia de puesta a tierra de las torres. – Se instaló un instrumento de medida de corriente, en cada una de las torres simuladas para saber cómo actúan tras el impacto de una descarga atmosférica sobre la torre 1, con lo que se comprueba que la resistencia aumenta cuanto más lejano el impacto.

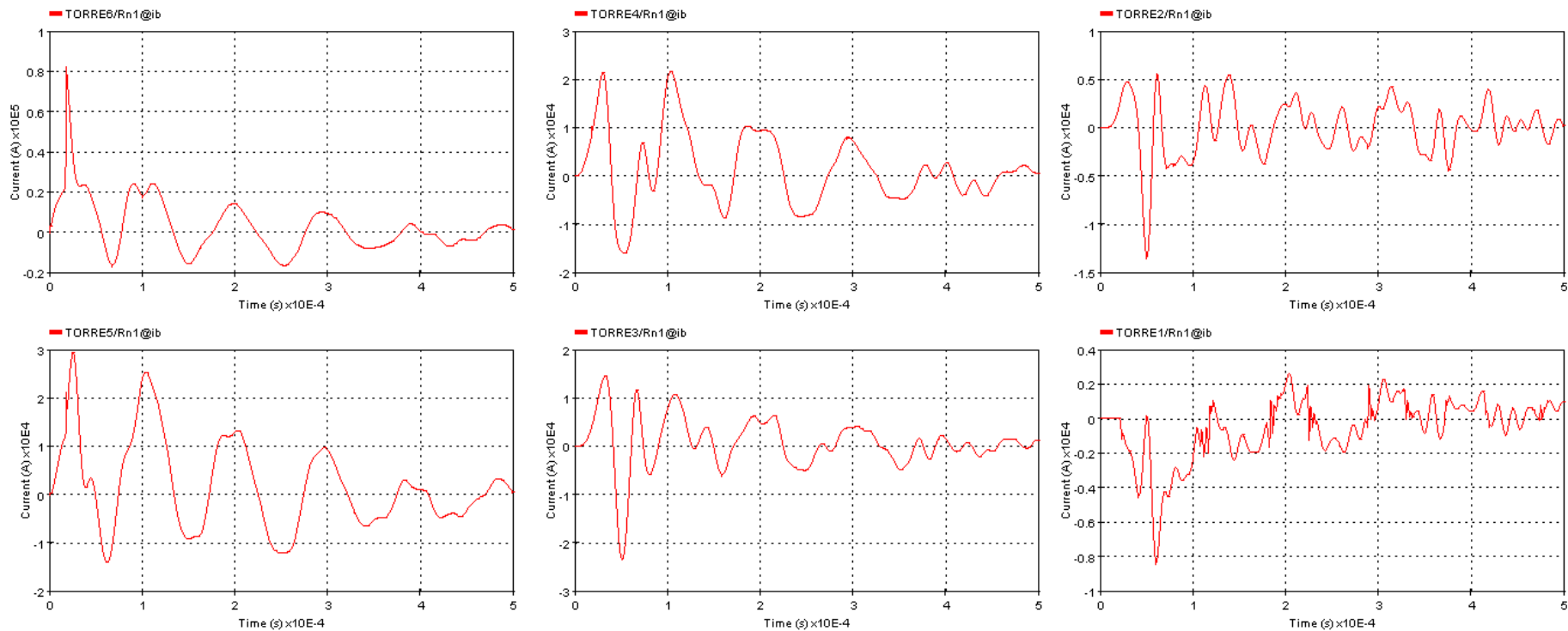


Fig. 3.6. comportamiento de la resistencia variable de puesta a tierra de cada una de las torres.
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP

En la figura 3.6 se observan el comportamiento de la resistencia de puesta a tierra cuando se produce el impacto de un rayo sobre una de las torres analizadas, en este caso específico sobre la torre 1.

Cadenas de Aisladores. – Se aprecia lo que sucede en los aisladores tras el impacto de una descarga atmosférica, lo que es importante al momento de dimensionar y coordinar el aislamiento para estos importantes elementos.

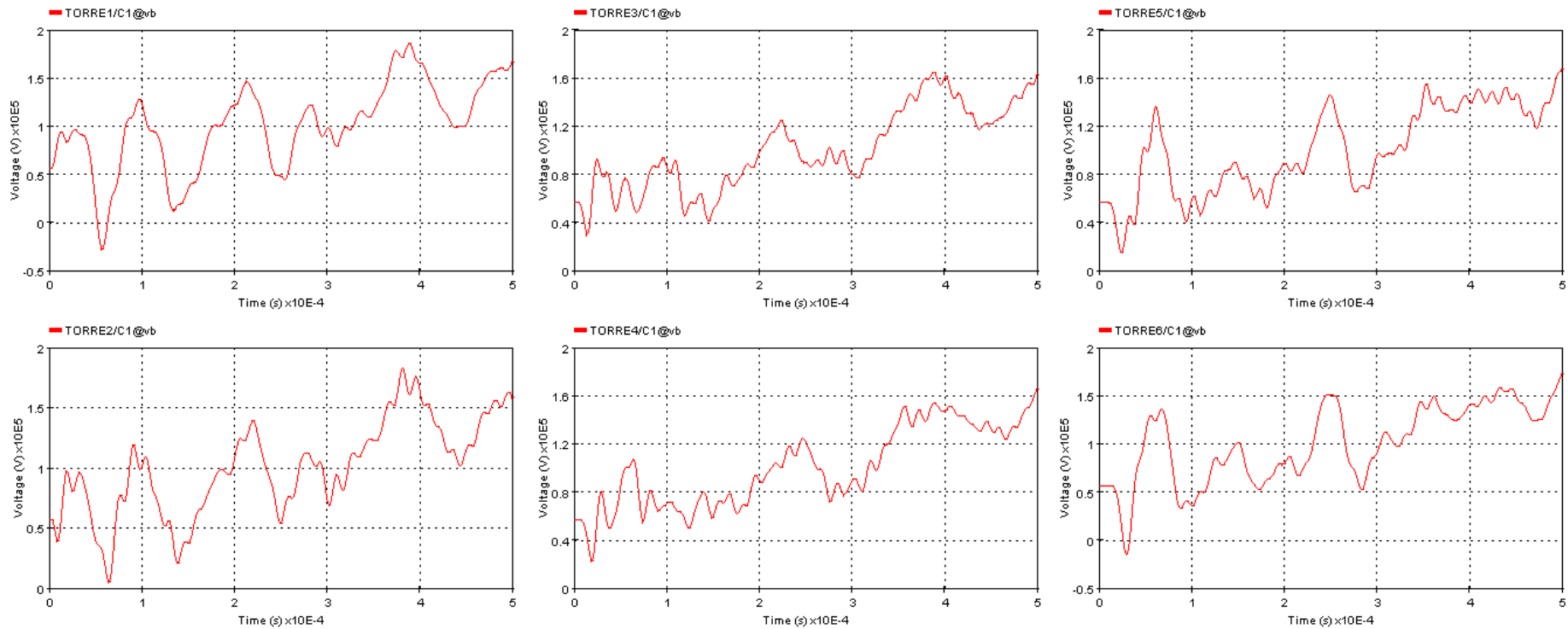


Fig.3.7., Comportamiento de las cadenas de aisladores tras el impacto de un rayo
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP.

En la figura 3.7 se observa el comportamiento de las cadenas de aisladores de las torres, cuando se produce el impacto sobre la torre 1; se observa cómo al irse alejando del lugar del impacto el voltaje va reduciendo.

3.2 Cálculo de Sobrevoltajes frente rápido.

Se aplica el método determinístico simplificado de la norma IEC 60071-2. Este método permite calcular el voltaje mínimo de soportabilidad de los equipos mediante la ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (59)$$

Donde:

U_{cw}: Es el voltaje soportable de coordinación al impulso atmosférico, que viene dada en (kV).

U_{pl}: Es el nivel de protección al impulso tipo rayo del pararrayos en (kV).

A: Es el factor de comportamiento de la línea frente a las descargas eléctricas atmosféricas está dado en (kV).

TABLA 3. Factor A de acuerdo al tipo de línea aérea
Fuente: (IEC, 2018).

Tipo de línea	Factor de comportamiento de las líneas frente a descargas atmosféricas (A) kV
Distribución de líneas (descargas fase-fase) - Con crucetas de puesta a tierra (descargas a tierra en baja voltaje). - Líneas con poste de madera (descargas a tierra en alta voltaje)	900
Líneas de transmisión (monofásico descargas a tierra)	
- Un solo conductor por fase	4500
- Conjunto de dos conductores por fase	7000
- Conjunto de cuatro conductores por fase	11000
- Conjunto de seis u ocho conductores por fase	17000

La tabla 3., muestra los valores más comunes que se emplean en sistemas eléctricos de potencia de acuerdo a sus características físicas.

n: Es el número de líneas conectadas a la subestación., (n-1).

L: Es la distancia del pararrayo más cercano con respecto al equipo a proteger, viene dada en (m).

En la norma IEC 60071-2 2018 se usa la ecuación:

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 \dots \quad (60)$$

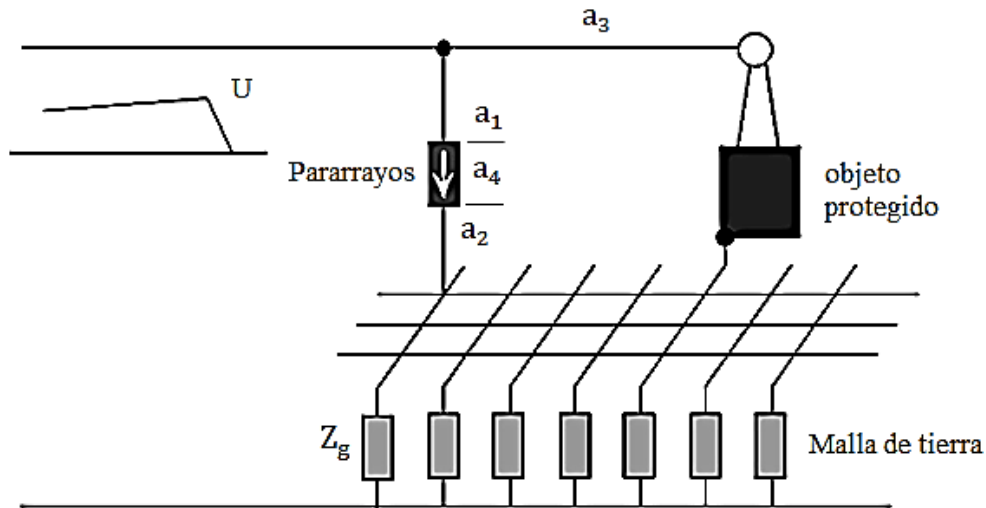


Fig. 3.8. Distancias entre un pararrayos y los equipos protegidos
Fuente: (IEC 60071-2, 1996)

La figura 3.8., muestra el diagrama de procedimiento de selección de la longitud de separación entre el pararrayos y el equipo a protegerse.

En donde:

a_1 : Es la distancia de enlace del pararrayos a la línea, en (m).

a_2 : Es la distancia de enlace a tierra del pararrayos, en (m).

a_3 : Es la distancia del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo, en (m).

a_4 : Es la distancia de la parte activa del pararrayos, en (m).

L_{sp} : Es la distancia del vano de las líneas eléctricas de subtransmisión externa a la subestación, en (m).

L_a : Es el cálculo de la sección de línea aérea sobre la base de una tasa de salida igual a una tasa de falla admisible, R_a

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \dots \dots \quad (61)$$

R_a : Es la tasa de falla aceptable para el equipo.

R_{km} : Es la tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación. Los aislamientos fase – fase y fase – tierra, son afectados por los sobrevoltajes de frente rápido. (Alarcón Moreno, 2020).

De aquí en adelante se emplearon los parámetros ya calculados del pararrayos y de los datos tomados in situ de la subestación La Esperanza; se debe tener en cuenta que su estructura es del tipo sumergido en gas SF6 por lo que se tiene ciertas consideraciones especiales como las distancias de separación entre las protecciones contra rayos y los equipos a proteger.

TABLA 3.1. Valores tomados in situ (subestación La Esperanza)
Fuente: Elaboración propia

Distancias	Long. Interna (m)	Long. Externa (m)
a1	3.6	3.6
a2	2.4	2.4
a3	3.0	3.0
a4	0.742	0.742

La tabla 3.1., muestra los valores de las distancias aproximadas tomadas en la inspección realizada en la subestación la Esperanza (a_1, a_2, a_3) de acuerdo a la figura 2.18, mientras que a_4 , es el cálculo del tamaño de los pararrayos en (cm) que protegen al transformador de potencia de acuerdo a las características medio ambientales del lugar. Por otra parte, en la tabla 2.15 se enlistan los valores complementarios descritos previamente en la tabla 2.12., que muestra el factor A, es decir, valor de las líneas de transmisión (subtransmisión) para descargas a tierra para un solo conductor por fase, además en esta se enlistan los cálculos de L, Lsp, n, La, Ra y Rkm descritos anteriormente:

A continuación, se continua con los cálculos correspondientes a la coordinación de aislamiento, específicamente los valores para sobrevoltajes de frente rápido.

TABLA 3.2. Valores calculados para coordinación de aislamiento por sobrevoltajes de frente rápido
Fuente: Elaboración propia

Dimensión	Valor	
Factor de comportamiento de la línea frente a descargas atmosféricas (A)	4500 (kV)	
Distancia del pararrayo más cercano con respecto al equipo a proteger (L)	9,742 m (Ext.)	9,742 m (Int.)
Distancia del vano de las líneas eléctricas de subtransmisión, externa a la subestación (Lsp).	168 m	
Número de líneas conectadas a la subestación (n)	1	
Tasa de falla aceptable para el equipo (Ra)	0.0025	
Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea de la subestación (Rkm)	0.0100	

La tabla 3.2. enlista los valores que fueron calculados para la coordinación de aislamiento para sobrevoltajes de frente rápido, en base al método determinístico empleado a lo largo del presente trabajo.

El valor máximo esperado para línea de transmisión (Subtransmisión) es:

$$L_t = 250 \quad (62).$$

El voltaje soportable de coordinación al impulso atmosférico U_{cw} se calcula con la ecuación:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_s * K_a \quad (63)$$

y su valor es:

TABLA 3.3. Valores de U_{cw} calculados.
Fuente: Elaboración propia

Aislamiento externo	Aislamiento interno
$250 U_{cw}$	$241 U_{cw}$

Los valores de la tabla 3.3., son útiles para el cálculo de las tensiones soportadas especificadas de frente rápido, que se verán más adelante tanto para el aislamiento interno como para el externo.

3.2.1 Factores de seguridad.

Según la norma IEC 60071-2 los factores de seguridad deben ser:

- Factor de seguridad para aislamiento interno:

$$K_s = 1.05 \quad (64)$$

(5% más de aislamiento)

- Factor de seguridad para aislamiento externo:

$$K_s = 1.15 \quad (65)$$

(15% más de aislamiento)

3.2.2 Factor de corrección por altura.

Es un factor que se aplica únicamente al aislamiento externo de los equipos que se encuentran a una altura diferente a la del mar.

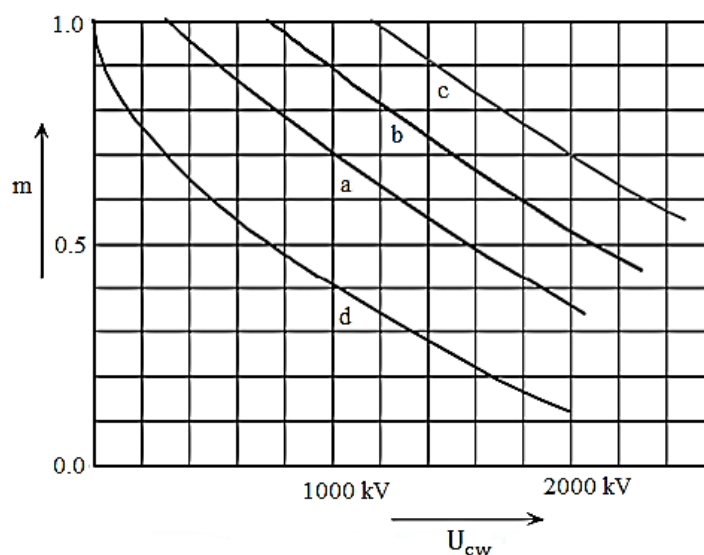


Fig. 3.9. Relación exponencial m y voltaje soportado en coordinación de impulso tipo maniobra
Fuente: (IEC 60071-2, 1996)

La figura 3.9., muestra las curvas correspondientes a la relación exponencial m y voltaje soportado en coordinación de impulso tipo maniobra. Permite determinar el aislamiento de acuerdo a la curva que se utilice.

En donde:

a: es el aislamiento fase - tierra.

b: es el aislamiento longitudinal.

c: aislamiento fase – fase

d: es el espacio punta – plano (espacio referencial).

3.2.3 Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U_{rw}).

Las tensiones soportadas especificadas (U_{rw}) pueden ser clasificadas de acuerdo al tipo de sobrevoltaje e impulso que se presenta, por lo que las tablas C1 y 3.4 presente en la sección de anexos y el capítulo 3 respectivamente muestran los cálculos realizados para obtenerlas

3.2.4 Voltajes soportados al impulso tipo rayo (BIL).

Se utilizan valores estándar de acuerdo a la norma IEC 60071-2 para la conversión de valores de fase – fase y fase - tierra de corta duración es decir industriales a tipo impulso, según se requiera.

3.2.5 Selección de línea de fuga para el pararrayo.

El valor de línea de fuga se lo encuentra mediante la ecuación:

$$L_f = U_n * L_{fenm} \quad (66)$$

Donde:

L_f: Línea de fuga

U_n: es el valor en kV del voltaje nominal estándar del sistema (72.5 kV). Que se toma de la tabla 1,2

L_{fenm}: es el valor en mm/kV de la Línea de fuga específica nominal mínima (20 mm/kV fase-fase y 34.7mm para fase tierra). Que se toma de la tabla 1.3 y el valor de fase tierra de la norma IEC 608151

- **Voltaje de operación continuo máximo (MCOV).**

Se lo calcula mediante la ecuación:

$$MCOV = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (67)$$

Donde:

U_s: Voltaje máxima del sistema 72.5kV.

- **Capacidad de soportar sobrevoltajes temporales de 10s (TOV).**

Se la calcula mediante la ecuación:

$$TOV = \frac{k \cdot U_s}{\sqrt{3}} * \left(\frac{T_t}{10}\right)^m \quad (68)$$

Donde:

m: puede valer entre 0.018 y 0.022 (se toma el valor promedio 0.020)

k: es el factor de falla a tierra de la red, que determina que tan grande es su sobrevoltaje;

TABLA 3.4 Valores de factor de falla a tierra de la red, según la conexión de neutro.
Fuente: (IEEE 998, 2013)

Conexión del neutro	k
Neutro rígido a tierra	$k \leq 1,4$
Neutro no rígido a tierra	$1,4 \leq k \leq 1,73$
Neutro aislado	$1,73 \leq k \leq 1,9$

En la tabla 3.4, se aprecian los valores de factor de falla a tierra de la red y se recomienda un valor de 1.4 que es el que tiene un sistema con una conexión de neutro rígido a tierra como EMELNORTE S.A.

T_t : es el tiempo de falla (1 s a frecuencia industrial).

U_s : Voltaje máxima del sistema (72.5kV).

3.2.6 Margen de protección.

$$\frac{LIW}{U_{pl}} = 1.20 \quad (69)$$

Donde:

LIW = BIL: Nivel básico de impulso

U_{pl} : Nivel de protección del pararrayo = 1.20

SIW o BSL: Nivel de aislamiento de protección del equipo por switcheo, no se lo calcula porque los voltajes gama I según la tabla 2.8. ($1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$), especifica que los valores con frecuencia industrial e impulso únicamente están incluidos en los sistemas de hasta 245 kV, es decir no tienen BSL. Para voltajes gama II ($U_m > 245 \text{ kV}$) si se manejan BSL's.

3.2.7 Modelo y características de pararrayo a utilizar U_{ps}

El U_{ps} se lo selecciona de acuerdo a la corriente más alta que puede tener por maniobra el equipo por lo que en este caso, para el pararrayo seleccionado:

De forma resumida el equipo a utilizar debe tener las siguientes características:

TABLA 3.5. Características del pararrayo a utilizar
Fuente: Elaboración propia

Equipo	Tipo	Marca	Modelo	Margen de protección	Clase	Corriente nominal kV
Pararrayo	Pexlim Q-Y	ABB	Q060YV072A	2.482	3	10
Nivel de protección U_{pl} (kV)	Nivel de protección ante maniobra U_{ps} (kV)	Línea de fuga (mm)	Voltaje de operación continuo máximo MCOV (kV)	Capacidad de soportar sobrevoltajes temporales de 10 s TOV (KV)	Margen de protección (≥ 1.2) Rayos LIW. (≥ 1.15) Switcho SIW (kV)	
141	123	1450.	> 41.86	55.96 kV	2.48	
Nota: El LIW o BIL (Nivel de aislamiento de protección de los equipos a proteger, para impulso tipo rayo), en este caso es de 350 kV porque se toma como referencia al transformador de potencia, principal equipo a proteger.						

La tabla 3.5. Muestra las características que según la coordinación de aislamiento que debería el pararrayo a ser empleado en la subestación La Esperanza según el método determinístico empleado.

Según valores estándar y parámetros calculados la tabla que se muestra a continuación expresa los valores que se deberán implementar en el software para proteger a la subestación:

TABLA 3.6 Valores del pararrayo para simulación
Fuente: Elaboración propia en base a valores estándares

Valores para simulación		Unidades
Voltaje de protección U_{pl} (V (10))	141	kV
Altura del apartarrayos (D)	0.742	m
Cantidad de apartarrayos en paralelo (N)	1	
Voltaje de protección/ 1.6 U_{pl} V (10) /1.6	88.125	kV
Resistencia 1 (R1)	11.13	Ω
Inductancia1 (L1)	48.23	μ H
Inductancia 0 (Lo)	0.1484	μ H
Resistencia 0 (Ro)	74.2	Ω
Capacitancia (C)	134.770889	ρ F

La tabla 3.6 muestra los valores que de acuerdo al catálogo de ABB y con base en lo simulado requiera la subestación La Esperanza desde el punto de vista determinístico para la coordinación de aislamiento.

3.3 Procedimiento para la coordinación de Aislamiento

El procedimiento a seguir para la coordinación de aislamiento es el que se describió en el capítulo 2; para ponerlo en práctica en este apartado, se calculan los sobrevoltajes representativos de los factores para sobrevoltajes de frente rápido, mientras que en la sección del anexo C, se realizan los cálculos para los otros tipos de sobrevoltajes.

3.3.1 Factor de corrección por altura.

Este factor se lo calcula por medio de la ecuación:

$$K_a = e^{m \cdot \frac{H}{8150}} \quad (70)$$

Donde:

H: la altitud sobre el nivel del mar (en metros) y el valor de m es el siguiente:

m: 1,0 para tensiones soportadas de impulso tipo rayo de coordinación;

m de acuerdo con la figura 2.18 para tensiones soportadas de impulso de conmutación de coordinación;

m = 1,0 para tensiones soportadas de corta duración a frecuencia industrial de espacios libres de aire y aisladores limpios.

Los valores de K_a para los diferentes tipos de sobrevoltajes son:

$$K_a \text{ TOV} = 1.410$$

$$K_a \text{ Switcheo (F – T)} = 1362$$

$$K_a \text{ Switcheo (F – F)} = 1410$$

$$K_a \text{ Rayo} = 1.410$$

3.3.2 Voltajes soportados al impulso tipo rayo BIL.

La importancia de estos voltajes radica en que establecen el máximo impulso de voltajes de los equipos conectados a la línea, estos son:

TABLA 3.7 Conversión de valores de impulso tipo maniobra a impulso tipo rayo
Fuente: Elaboración propia

Impulso tipo maniobra	Impulso tipo rayo
186 kV	242 kV
336 kV	365 kV
138 kV	173 kV
171 kV	272 kV
216 kV	222 kV
278 kV	300 kV

La tabla 3.7, muestra las equivalencias entre los valores impulso tipo maniobra con los valores de impulso tipo rayo, que fueron encontrados utilizando la tabla 2.19 que contiene los valores de conversión para valores de gama 1.

3.3.3 Cadena de aisladores.

La cadena de aisladores empleada en el sistema de EMELNORTE S.A. actualmente es de 7 aisladores para líneas de subtransmisión.

Para validar los resultados a continuación se realizan los cálculos en base al método determinístico que dice que hay que seguir los siguientes pasos:

3.3.4 Cálculo de aislamiento en aisladores, requerida debido a contaminación

Se la calcula en base a la línea de fuga, utilizando la siguiente ecuación:

$$N_a = V_{ff} \frac{D_f}{d_f} \quad (71)$$

Donde:

N_a : Número de aisladores.

D_f : Distancia de fuga mínima recomendada según norma [mm/k V_{ff}].

V_{ff} : Voltaje nominal del sistema, [k V_{ff}].

d_f : Distancia de fuga mínima de cada aislador [mm].

Y la distancia de fuga se la corrige con la siguiente ecuación:

$$d_f = \frac{D_{f0}}{\sqrt{d}} \left[\frac{\text{mm}}{\text{kV}} \right] \quad (72)$$

Donde:

D_{f0} : Distancia de fuga unitaria mínima según la IEC 60071-2 [mm/kV].

d : Densidad relativa del aire

y esta a su vez se la calcula con:

$$d = \frac{3.92.b}{273+t} \quad (73)$$

Con:

b : presión barométrica, [cm Hg].

t : Temperatura ambiente en grados centígrados, [°C]. aprox. 15° C

La presión barométrica se la relaciona con la altitud sobre el nivel del mar de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\log(b) = \log(76) - \frac{h}{18336} \quad (74)$$

Donde:

h: Altitud sobre el nivel del mar [m].

Según este criterio las características de los aisladores son las siguientes:

Tabla 3.8. Características de los aisladores y valores calculados para su coordinación de aislamiento requerida debido a contaminación.

Fuente: Elaboración propia

Distancia de fuga unitaria mínima según la IEC 60071-2 [mm/kV]. D_{fo}	Densidad relativa del aire d :	Distancia de fuga mínima recomendada según norma [mm/k V _{ff}]. D_f	Distancia de fuga d_f (Lapp insulator company)	Número de aisladores N_a .	Número de aisladores $N_a + 10\%$
20	0.735	23.3284737	292	6.37138966	7.00852863

Nota: Para el lado de baja (13.8 kV), la coordinación de aislamiento en la cadena de aisladores da como resultado que se deberían emplear 2 aisladores del tipo 53-2, misma que tendría una longitud de 292 mm de largo

3.3.5 Cálculo de aislamiento en aisladores, requerida debido a impulso rayo

Se lo calcula con la siguiente ecuación:

$$\frac{CFO}{1.15} = \frac{BIL}{0.9616} \quad (75)$$

Se debe aplicar un 15% más de aisladores, por eso en la ecuación se incluye la constante 1,15.

Donde:

CFO: Valor crítico de descarga.

BIL: Nivel básico de impulso

Entonces:

$$CFO = 1.1959 \cdot \frac{BIL}{\delta} \quad (76)$$

Donde:

δ : Densidad relativa del aire

$$CFO = 732.183673 \text{ kV} \quad (77)$$

Tabla 3.9., valores de catálogo de aisladores tipo 53.2, empleados en la subestación La Esperanza
Fuente: (Lapp insulator company).

Números de catálogo de Lapp 9000, 9100, 8100, 8200, 5960-G, 2300-D, 301425, 301426, 61236, 302268, 302500, 302718, 303025				
-kV	60 Hz		Descarga disruptiva de impulso	
	Unidades en Cadenas	Relampago – kV	1.5 x 40	
	Seco	Húmedo	Positivo	Negativo
2	155	90	250	250
3	215	130	355	340
4	270	170	440	415
5	325	215	525	495
6	380	255	610	585
7	435	295	695	670
8	485	335	780	760

9	540	375	860	845
10	590	415	945	930
11	640	455	1025	1015
12	690	490	1105	1105
13	735	525	1185	1190
14	785	565	1265	1275
15	830	600	1345	1360
16	875	630	1425	1445
17	920	660	1505	1530
18	965	690	1585	1615
19	1010	720	1665	1700
20	1055	750	1745	1785

En la tabla 3.9 se aprecian los valores a emplear según el (CFO), conocido también como valor crítico de descarga, calculado de los aisladores tipo 53-2, además se pueden ver los valores positivos y negativos del mismo.

A continuación, los valores empleados para realizar el cálculo de CFO y como se obtuvieron los valores de los aisladores y longitud de la cadena

Tabla 3.10. Valores para cálculo de CFO de los aisladores, y longitud de cadena de aisladores.
Fuente: (Lapp insulator company)

Valor crítico de descarga. CFO kV	Nivel básico de impulso BIL kV	Densidad relativa del aire δ	CFO+ kV	CFO – kV	Número de aisladores	Longitud de la cadena de aisladores m
732.183673	450	0.735	780	760	8	1.168

Nota: Por este método al igual que por el anterior el resultado del número de aisladores en el lado de baja (13.8 kV), es de 2.

3.3.5.1 Resumen de las tensiones soportadas y especificaciones mínimas.

A continuación, en la tabla 3.9. se enlistan los valores representativos, que según los cálculos realizados para la coordinación de aislamiento en la subestación La Esperanza deberían usarse teniendo en cuenta la utilización del método determinístico.

TABLA 3.11. Valores calculados para selección de aislamiento externo e interno para la coordinación de aislamiento.
Fuente: Elaboración propia

Valores de Urw: - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)
Impulso tipo Rayo	fase - tierra	372	242	372	222	277	173
	fase - fase	372	365	372	300	277	272

En la tabla 3.11. se observan los valores mayores recalcados en amarillo, que de acuerdo al método determinístico serían los que deberían emplearse para la coordinación de aislamiento para proteger a la subestación La Esperanza

De acuerdo a los valores de la tabla 2.11., Niveles de aislamiento normalizados para gama I, ubicada en la norma IEC 60071-1, el valor del aislamiento que debería ubicarse para un sistema de 72,5 kV (valor nominal) que es el con el que se trabaja en un sistema de 69 kV,

considerando las tensiones soportadas normalizadas a los impulsos tipo rayo es de 325 kV, para aislamiento interno, sin embargo, ese valor no sería suficiente para aislamiento externo, debido a que en los cálculos realizados, el máximo valor es el de $U_{rw}(c)$ 372 kV, por lo que se opta por ubicar el inmediato superior, que en este caso es la voltaje para impulsos tipo rayo es de 450 kV (valor de cresta), es decir se toma el valor de voltaje de un sistema de 100 kV (valor eficaz).

Cabe mencionar que con el valor indicado en la tabla 2.11. para sistemas de valor eficaz de 72,5 kV, es suficiente en cuanto a el aislamiento interno de los equipos, ya que el valor de impulso tipo rayo que le corresponde (365 kV), es superior al calculado (283 kV).

Los voltajes normalizados que deben definirse para los ensayos de corta duración a frecuencia industrial, impulso tipo rayo e impulso tipo maniobra deben elegirse en base a los valores más altos obtenidos, (tensiones mínimas $U_{rw}(s)$ o valores convertidos $U_{rw}(c)$) y los valores normalizados propuestos.

TABLA 3.12., Valores a emplear para coordinación de aislamiento tipo rayo en la subestación La Esperanza
Fuente: Elaboración propia

Aislamiento externo impulso tipo rayo	Aislamiento Interno impulso tipo rayo
450 kV	325 kV

3.3.6 Comparativa de valores utilizados con los calculados

Con los valores calculados en base a los datos levantados, y otros que se emplearon con factores dictados por la normativa para la aplicación del método determinístico para la coordinación de aislamiento, se realizó una comparativa con los valores existentes en la subestación La Esperanza, con la finalidad de obtener la forma más eficaz de realizar este procedimiento.

A continuación, se enlistan dichos valores:

TABLA 3.13., Comparativa de valores calculados con valores existentes en la subestación La Esperanza
Fuente: Elaboración propia.

Elemento	Voltaje nominal kV	Voltaje de impulso tipo rayo (nominal) kV	Voltaje de impulso tipo rayo (simulación) kV	Voltaje de impulso tipo rayo aislamiento interno (calculado) kV	Voltaje de impulso tipo rayo aislamiento externo(calculado) kV	Corriente de corta duración (3s) kA
Seccionador de puesta a tierra 57 H	72.5	350	299	350	450	20
Disyuntor 52H	72.5	350	115	350	450	20

Seccionador 89H	72.5	350	195	350	450	20
--------------------	------	-----	-----	-----	-----	----

La tabla 3.13, muestra una comparativa de los valores calculados con los existentes en la subestación La Esperanza, la misma que deja ver que al aplicar valores de las normativas por ser más conservativos, los valores para la coordinación de aislamiento serán mayores económicamente hablando, mientras que si se simulan los mismos bajarán

Conclusiones.

1. Al analizar las gráficas de sobrevoltajes y transitorios electromagnéticos, se observa que la distancia a la que el rayo impacta, es inversamente proporcional al sobrevoltaje que se origina, esto se comprueba fácilmente con el comportamiento de los dispositivos conectados a la subestación y también por los valores de sobrevoltajes que se presentan en las torres, ya que mientras más distante sea el impacto, menor será el sobrevoltaje presente en los mismos; este fenómeno se debe principalmente al efecto de la resistencia interna que tienen los conductores.

2. En el caso de que una descarga atmosférica se produjera directamente en la subestación, no generaría ningún sobrevoltaje de consideración, ya que los elementos no están expuestos directamente a dicho fenómeno, como si lo están las subestaciones que tienen sus elementos expuestos a la intemperie, por lo que en las subestaciones de tipo GIS son las descargas que se producen sobre las líneas y su apantallamiento lo que realmente preocupa, razón por la cual se modeló del rayo impactándose sobre estas para saber cómo se comportan.

3. Una subestación aislada en hexafluoruro de azufre (SF₆), permite la coordinación de aislamiento sin el riesgo inminente de los sobrevoltajes por maniobra, debido a que todos los elementos que la constituyen están sumergidos y encapsulados en este gas, además el sistema eléctrico de potencia de la empresa pertenece a la gama 1 (<245 kV), con lo que se concluye que el empleo del método estadístico no es necesario para la coordinación de aislamiento, por tal razón en principio se emplearon valores del método determinístico, que basa la coordinación de aislamiento en las normas IEC 60071-1 e IEC 60071-2 apoyadas de una versión más moderna como lo es la norma IEC 60071-4 que además da pautas para el modelamiento de los diversos dispositivos a ser simulados. Sin embargo, con los resultados de las simulaciones realizadas y que se ingresaron en el software EMTP, se pudo comparar ambos métodos, obteniendo resultados más acordes a la realidad con el método estadístico que con el determinístico como era de esperarse, dicho de paso los valores de la actual coordinación de la subestación La Esperanza se parecen más a los obtenidos en las simulaciones.

Recomendaciones

En sistemas eléctricos de potencia gama I (<245 kV) como lo es el de EMELNORTE S.A., las normas de la IEC (60071-1 y 60071-2) recomiendan realizar coordinación de aislamiento de forma determinística, sin embargo debido a que los valores empleados según estas son bastante conservadores, los costos de los equipos pueden llegar a elevarse de forma significativa debido al nivel básico de aislamiento (BIL), por lo que se recomienda, simular los sistemas a pesar del mayor tiempo de elaboración, para obtener valores más acordes a la realidad, resultando más conveniente desde el punto de vista económico.

En base a los resultados obtenidos de las simulaciones, lo más acertado es emplear el método estadístico, pues al simular un sistema, los valores que se obtienen son más cercanos a la realidad, y desde el punto de visto económico resulta más conveniente, pues los costos para la coordinación de aislamiento se elevan por el BIL que se obtiene.

En caso de optar por el método determinístico para realizar la coordinación de aislamiento se recomienda el uso de las normas IEC 60071-1, 60071-2 y IEC 60071-4 o en su defecto el libro de (D'Ajuz, y otros, 1985) que presentan valores estándar y modelos simplificados de los elementos típicos que se usan en subestaciones eléctricas.

En el caso del uso del método estadístico para la coordinación de aislamiento, se recomienda tener una base de datos de las características técnicas de los equipos existentes en una subestación, empleando los valores reales para realizar las simulaciones. Se lo puede hacer también en base a catálogos técnicos de los equipos, pero de esta forma se tomará más tiempo para la elaboración de un informe de este tipo.

Referencias

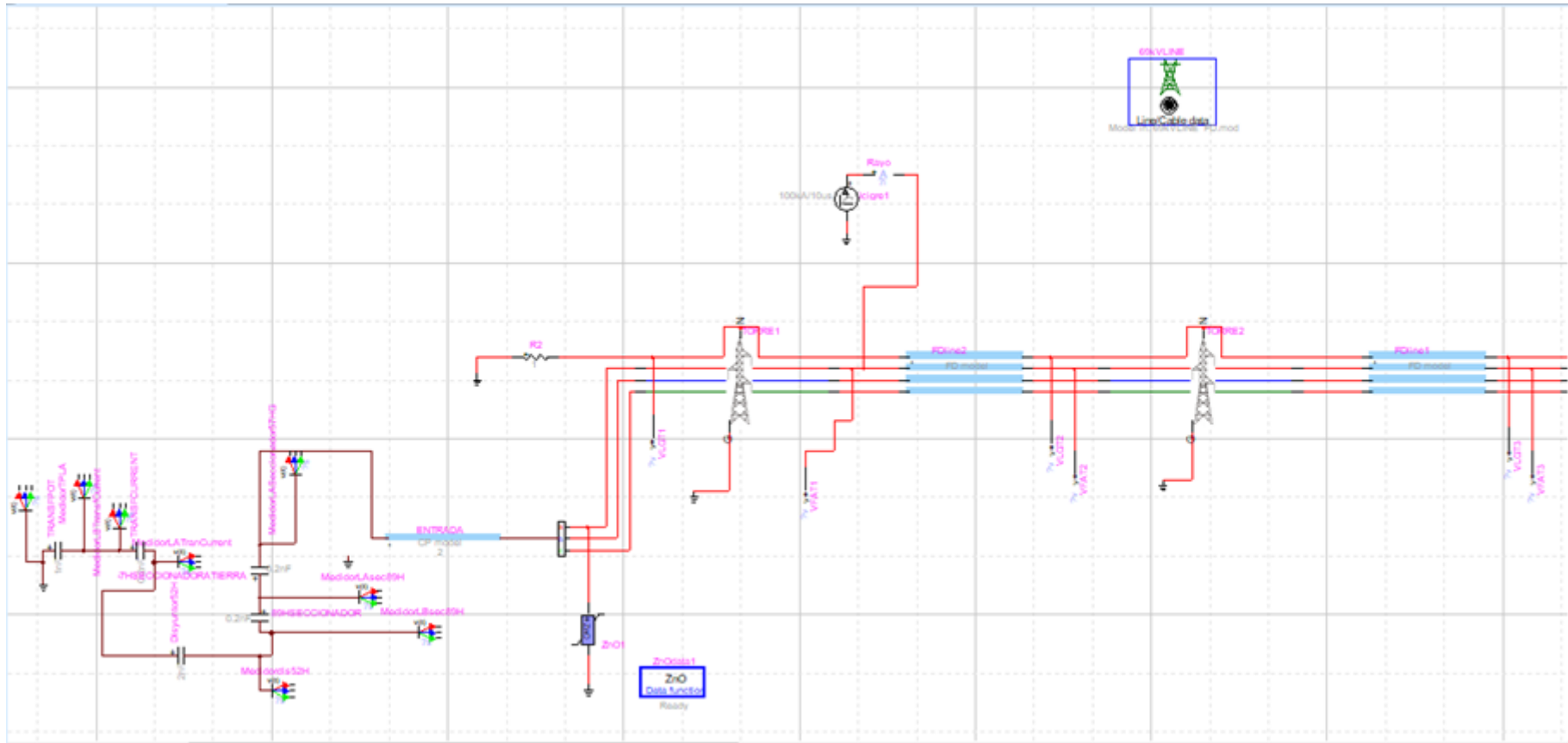
- Blandon, J. (2016). Coordinación de Aislamiento Norma IEC 60071- 2 Vs Ingeniería por desempeño [en línea] .
- Mahseredjian, J. (2016). R nonlinear controlled device. Emtworks.
- Mahseredjian, J. (2016). RLC device. Emtworks.
- Mamani Ccoa, P. D. (2018). COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES TRANSITORIAS ATMOSFÉRICAS PARA LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSION DE 22.9 KV - CHUMBIVILCAS. Puno.
- Sola Pazmiño, P. J. (2010). Cálculo de transitorios en líneas de transmisión a 230 kv con aplicación a la línea Quevedo Totoras. Quito.
- (ASEA Brown Boveri Ltd). ABB. (2018). Type PEXLIM Surge Arresters 72-362 kv Protection of high voltage system assets.
- Acevedo Vasquez, D. A., Chacón Pedraza, F., & Santamaría Piedrahita. (2016). Metodología para la medición de parámetros de sobrevoltajes en redes de distribución de 11.4 kv. Bogotá, Colombia.
- CADEFA. (1984). Especificación técnica para la coordinación de aislamiento.
- Cardona Correa, L. (2012). Notas y prácticas de coordinación de aislamineros 1. Universidad Nacional de Colombia, 1.
- Cigre, C. (1 de octubre de 2020). Cigrecolombia.org. Obtenido de <http://www.cigrecolombia.org/Documents/Memorias/Charla%20t%C3%a9cnica%20Unidades%20-%2010-01-2020%20-%20B3/SC-B3%20-%20Subestaciones%20GIS.pdf>
- D'Ájuz, A. (1987). Transitorios eléctricos e coordenação de isolamento-aplicação em sistemas de potencia de alta tensão. Rio de Janeiro.: Furnas. Niterói, UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE/EDUFF.
- D'Ájuz, Fonseca, C., Carvalho, S., Dias, N., Pereira, M., Esmeraldo, P., . . . Frontin S. (1985). Transitorios eletricos e coordenação de isolamento . Brazil.
- Departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.. (s.f.). Subestaciones de distribución de EMELNORTE S.A.. Ibarra, Imbaura, Ecuador.
- Departamento de Planificación EMELNORTE S.A.. (s.f.). Diagrama unifilar EMELNORTE S.A.. Ibarra, Imababura, Pichincha, Sucumbios, esmeraldas, Región Norte Ecuador.
- Dommel, H. W. (1969). Solución informática digital de Transitorios electromagnéticos en redes monofásicas y multifásicas. IEEE Transactions.
- Electro cable. (s.f.). Catálogo de productos. Guayaquil.
- EMTP. (2019). AC voltage source. Quebec.
- EMTP Alliance. (2019). EMTP General Brochure DIGITAL VERSION.indd. Obtenido de https://0201.nccdn.net/4_2/000/000/07e/96f/emtp-general-brochure-ege-2020-.pdf

- EMTP- empworks. (2021). Line/Cable Data. Quebec.
- EMTP RV Aliance. (s.f.). EMTP. Obtenido de <https://www.emtp.com/about-us/emtp-history>
- EMTP, E. (2013). Conductor data in Line Data device. Quebec.
- EMTP, E. (2013). Line Model options in Line Data device. Quebec.
- EMTP, E. (2016). R nonlinear controlled device. Quebec.
- Enríquez De La Torre, A. M. (2019). MODELACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN E INTEGRACIÓN CON EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA VOLTAJE DE EMELNORTE S.A.. Ibarra.
- EPRI. (2000). Electromagnetic Transients Program EMTP-RV 1000366 Technical Progress, November 2000. EPRI, 10.
- Escobar Lomas, B. A. (2015). Coordinación de aislamiento en forma determinística, ante descargas atmosféricas en subestaciones aisladas en SF6. Aplicación: Patio de 230 kv de la subestación Sopladora. Quito.
- García, R. (1990). La puesta a tierra en instalaciones eléctricas y el R.A.T. . Barcelona, España: Editorial Marcombo.
- Gonzalez-Longatt, F. M. (2004). Digsilent powerfactory Manual de usuario parte 1.
- Gualotuña, R., Ramirez, J., Lucio, M. Á., Granda, N. V., & Quilumba, F. L. (s.f.). Estimación de los Parámetros Eléctricos de una Línea de Transmisión Trifásica a Escala de Laboratorio a Partir de Mediciones de Transitorios de Voltaje. Energía.
- Hileman, A. R. (1999). Insulation Coordination for Power Systems. Boca Ratón: CRC Press Taylor & Francis Group.
- HØIDALEN, H. K., & PRIKLER, L. (1998). Atpdraw for Windows 3.1x/95/NT version 1.0.
- IEC. (2008). Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – Part 1: Definitions, information and general principles. International Electrotechnical Commission.
- IEC. (2018). Norma IEC 60071-2. Ginebra: International Electrotechnical Commission.
- IEC 60071-1. (1993). Internacional Standar. Geneve.
- IEC 60071-2. (1996). Insulation Co-ordination Part 2: Application guide. Ginebra: International Electrotechnical Commission .
- IEEE 998. (2013). IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- INECEL. (1985). Estructuras tipo para líneas de subtransmisión a 69 kv.
- Institution, B. S. (2004). Insulation co-ordination. Part 4: computational guide insulation co-ordination and modelling of electrical networks. Qatar Petroleum.
- Lapp insulator company. (s.f.). Lapp porcelain suspension and strut insulators. En L. I. Company.

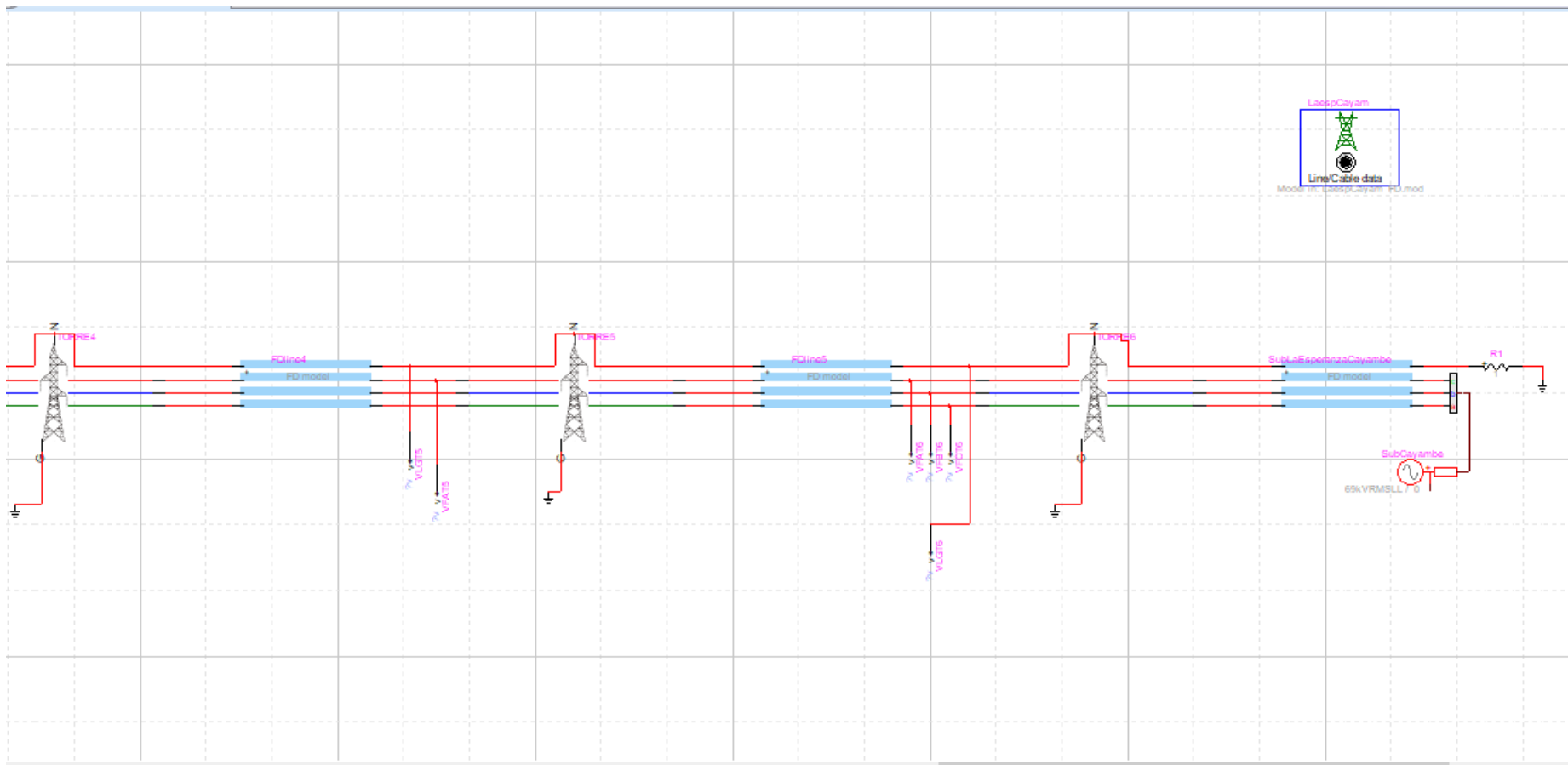
- Linares Vargas, M. A. (2013). "Simulación y análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápidos debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta voltaje". Lima.
- Linares Vargas, M. A. (2013). Simulación y Análisis de transitorios electromagnéticos de frente rápido debido a descargas atmosféricas en instalaciones eléctricas de alta voltaje. Lima.
- Lucas G, B. (jueves 19 de noviembre de 2009). Ingeniería Eléctrica Explicada. Obtenido de <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com/2009/11/analisis-de-una-subestacion-gis-parte-1.html>
- Mahseredjian, J. (2013). CIGRE current source device. EMTP-emptworks.
- Mahseredjian, J. (2013). Zno arrester device. Quebec.
- Martinez Velasco, J. A. (2013). Coordinación en redes eléctricas de alta voltaje. Madrid: mcgraw-Hill España.
- Martínez Velazco , J. A. (2013). Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta voltaje. Madrid: mcgraw-HILL/INTERAMERICANA DE ESPAÑA, S. L.
- Martinez Velazco, J. A. (2010). Power System Transients Parameter determination. Boca Ratón: Taylor & Francis Group.
- Martinez Velazco, J. A. (2015). Transient analysis of power system solution techniques, tools and applications. West Sussex: John Wiley & Sons.
- MENDIETA YEPES, S. B. (2015). MANUAL PARA EL USO DE LAS HERRAMIENTAS BÁSICAS DEL SOFTWARE ETAP. BOGOTÁ DC.
- Mier Mier, G. V. (2010). Determinación de sobrevoltajes temporales y en maniobras en el anillo de 230 kv del SNI. Quito.
- Montalvo Saá, L. F. (2010). Analisis de transitorios electromagnéticos en la energización de elementos de transmisión utilizando el programa Digsilent Power Factory. Quito.
- Morales, N. (2008). Coordinación de Aislamiento en subestaciones de nivel de 500 kv, EPN. Quito.
- OPAL-RT Technologies. (s.f.). OPAL-RT Technologies. Obtenido de <http://www.opal-rt.com>
- Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna. (1991). En A. E. Certificación, Pararrayos. Madrid: CEI (1991), AENOR (1998).
- Paredes Quito, S. (2011). "Simulación de transitorios electromagnéticos de la línea Cuenca-Macas con la aplicación del simulador ATP para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.". Cuenca.
- Paredes Quito, S. R. (2011). "Simulación de transitorios electromagnéticos de la línea Cuenca-Macas con la aplicación del simulador ATP para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.". Cuenca.

- Paredes Quito, S. R. (2011). Simulación de transitorios electromagnéticos de la línea Cuenca-Macas con la aplicación del simulador ATP para la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A . Cuenca.
- Pazmiño Morillo, L. A. (2018). Análisis de transitorios electromagnéticos en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) a nivel de 230 kv y 500 kv Usando el simulador digital en tiempo real Hypersim. Quito.
- Pazmiño, L., Echeverría, D., & Cepeda, J. (2010). Análisis de transitorios electromagnéticos en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) a nivel de 230 kv y 500 kv usando el simulador digital en tiempo real hypersim. Revista Técnica "energía". No. 15, Issue I, Pp. 11-20, 14.
- Pazmiño, L., Echeverría, D., & Cepeda, J. (2018). Análisis de transitorios electromagnéticos en el Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) a nivel de 230 kv y 500 kv usando el simulador digital en tiempo real hypersim. Revista Técnica "energía", 16.
- Powersys, Solutions; EMTP Alliance. (s.f.). EMTP-RV Simulation software. Quebec-canadá.
- Prikler, L., & Høidalen, H. K. (2002). ATPDRAW version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP Users' Manual. Trondheim: SINTEF Energy Research.
- Sailema Morales, K. F., & Proaño Maldonado, X. A. (2010). Análisis de sobrevoltajes a frecuencia industrial y por maniobra en líneas de transmisión a nivel de 500 kv. Quito.
- Shenkman, A. L. (2005). Transient Analysis of Electric Power Circuits Handbook. Dordrecht: The Netherlands.
- Sherwin, H. W. (1996). Characteristics of Aerial Lines.
- Sola Pazmiño, P. J. (2010). Cálculos de transitorios en líneas de transmisión a 230 kv con aplicación a la línea Quevedo Totoras. Quito.
- Soria Albán, C. F., & Varela Guerrero, W. G. (2015). Evaluación de la coordinación de aislamiento de la subestación el Inga 500 kv usando el software Alternative Transients Program. Quito.
- Sosa Escalada, J. (2002). Subestaciones eléctricas de alta voltaje aisladas en gas.
- Turrubiates Guillen, V. (2017). "Diagnóstico de la coordinación de aislamiento de líneas de transmisión de alta voltaje mediante el modelado en ATP/EMTP". Puebla.
- Verdugo, K., Aires, L., & Merchán, H. (Abril de 2018). Contribución para la implementación de una red de detección de rayos en Ecuador. Revista Politécnica, 41(1), 3.
- Villalba Noriega, D. M. (2016). Comparación entre normas IEEE e IEC sobre coordinación de aislamiento (en sistemas de distribución hasta 69 kv). Quito.
- Zurita Alvarez, M. A. (2020). Mapa isocerámico georeferenciado para la coordinación de protecciones frente a descargas atmosféricas. Quito.

Anexo A: Representación gráfica de la subestación La Esperanza



1)



2)

Fig. A. Subestación La Esperanza y líneas de subtransmisión entre las subestaciones La Esperanza y Cayambe
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP.

Fig. A., muestra el modelamiento de la subestación La Esperanza y torres aledañas para la simulación de los efectos de transitorios electromagnéticos, por descargas atmosféricas. En 1) se observa la configuración de la subestación, el modelado del pararrayo, las tres primeras torres, el rayo que impacta las líneas y el modelo FD que representa los tramos de líneas. En 2) se observa tres torres y la subestación Cayambe que se la modela como una fuente.

Anexo B: Asignación de valores en el software EMTP.

Frecuency dependent line (FD).

La selección del modelo de línea fue uno de los primeros pasos al momento de modelar el tramo comprendido entre las subestaciones La Esperanza y Cayambe, el paso previo fue el modelamiento de las torres, ya explicado en el capítulo 2. Este elemento se lo encuentra en el lado derecho de la pantalla en la barra (Parts by Libary), se pulsa sobre la pestaña (Lines) y se escoge la opción (Frecuency dependent line), a continuación, aparece una ventana como la siguiente:

Data | IC | Drawing | Attributes | Help

Frequency dependent (FD) line

Number of phases 4

Time-domain model data from Line Data

Select data file

Selected file name:
C:\Users\AMERICAN\Downloads\linecable_data1_fd.mod

Frequency-domain model data from Line Data

Use this model in steady-state solution (Exact-PI model)

Use this model in frequency scan solution (Exact-PI model)

Select data file

Selected file name:
No file has been selected

Save data file names using relative path

- For portability reasons it is strongly recommended to locate the data file(s) in the same directory or in a directory below this design file. The project directory is the recommended choice.

Fig. B. Propiedades de la línea dependiente de la frecuencia
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP

La figura B. muestra como al hacer doble click sobre el elemento aparecen una interfaz con varias opciones para configurar los diferentes parámetros de FD Line como el número de líneas, que en este caso es de 4 incluyendo el cable de guarda que tiene el sistema. Con los valores que muestra la tabla A del anexo anterior. Los valores del cable Hawk fueron utilizados para las fases, mientras que los de Sparrow para el cable de guarda.

En la parte superior al dar click en la opción Drawing aparecerá la interfaz que se muestra en la figura siguiente:

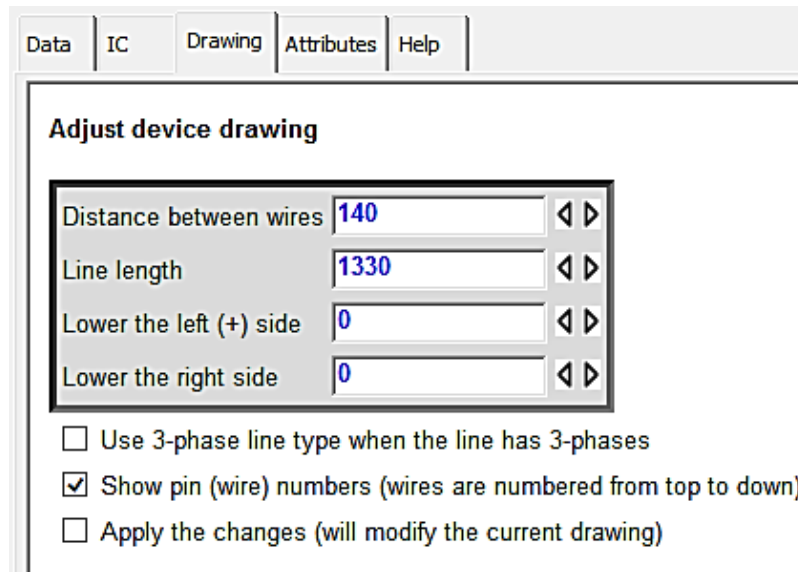


Fig.B.1. Configuración de los valores de distancias entre las torres y distancia total del tramo entre las subestaciones La Esperanza y Cayambe
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP

La fig. B.1., muestra los valores que existe entre torres y la distancia total entre las subestaciones La Esperanza y Cayambe que fueron introducidos de acuerdo a la información brindada por el departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE S.A.

Line/Cable Data.

Para que el modelo FD Line funcione, se debe implementar también el modelo Line/Cable Data; este se lo encuentra en la parte derecha de la pantalla en la barra Parts by Library. Al escogerlo se debe dar doble click sobre él; a continuación, aparece la interfaz para configurar algunas de las características de los cables, así como también aparecerá su disposición geométrica, tras ingresar valores como la separación entre fases, altura de la torre, etc., que ya fueron explicados en la figura 2.13. que se encuentra en el capítulo 2.

Para continuar se debe dar click sobre la pestaña Model ubicada en la parte superior y aparecerá la interfaz que se muestra a continuación:

Conductors	Model	Help
Modeling options		
Model	FD	▼
Q matrix type	Gmode=0	▼
Q matrix frequency	100000	Hz
Frequency range		
f_{min}	1	Hz
Points/decade	10	
Decades	5	
f_{max}	100E3	Hz
Options		
Proximity effect	<input type="checkbox"/>	
Earth return path	<input type="checkbox"/>	
Enter G shunt	<input type="checkbox"/>	
Balanced line	<input checked="" type="checkbox"/>	
Segmented ground-wires	<input type="checkbox"/>	

Fig.B.2. Configuración de valores de Line/Cable Data.
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP

La Fig.B.2. muestra la ventana Modeling options en la que se configuran valores como Modelo (FD) de Frequency Dependent line, frecuencias (de matriz, mínima y máxima), los puntos por década, el número de décadas, el tipo de línea del sistema, y si esta es balanceada o de otro tipo.

CP line/cable model (multiphase).

Este modelo se lo emplea para configurar líneas del número de fases requerido de acuerdo a la aplicación que se le quiera dar; se lo empleo principalmente para representar la estructura interna y las distancias de la subestación.

Al igual que los elementos anteriores, se lo encuentra en la parte derecha de la pantalla, en la barra Parts by Library, en la pestaña Lines; al arrastrarlo a la pantalla aparece por defecto un elemento con tres fases, dando click sobre él, aparece la interfaz que se muestra a continuación:

Data | IC | Drawing | Attributes | Help

Constant Parameter (CP) line/cable model (multiphase)

Load data from file (option)

Number of phases

Length

Select model

Distortionless Continuously transposed

Select type of data

R', L', C' R', Z_c, v (speed) R', Z_c, τ (delay)

Select Units

R' Z_c v (Length units)/s

Propagation mode data

Mode	R'	Z_c	v
1	0	33	2.4e8
2	0	33	2.4e8

Fig.B.3. Valores configurados del tipo cable ingresados en el software EMTP, empleado para la simulación de la subestación La Esperanza
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP

La fig. B.3. muestra los valores a configurar como es el caso del número de fases, la distancia, si la línea es transpuesta o no, y el tipo de datos; al seleccionar R', Z_c, v (speed), se abre la opción de la configuración de esos valores; en el caso de la subestación La Esperanza al tratarse de valores pequeños la resistencia se la considera inexistente, Z_c , se la configura por valor de tabla y v (speed) se considera un valor muy cercano a la velocidad de la luz.

Ground.

Es un modelo empleado para aterrizar los equipos que conforman el sistema, con la finalidad de limitar las tensiones y protegerlos. Se lo empleó en torres, transformador de potencia, pararrayos, etc

Al igual que el resto de elementos detallados hasta ahora, se lo encuentra en la parte derecha de la pantalla, en la barra Parts by Library dando click en RLC Branches, se lo arrastra y se tiene el modelo, sin la necesidad de configurar ningún valor.

RLC: R.

Se lo empleó para representar la resistencia interna del cable de guarda, este se encuentra a la derecha de la pantalla en la barra Parts by Library en RLC Branches. Al arrastrarlo a la pantalla se observa el típico símbolo de un resistor; cuando se da boble click sobre el símbolo, se encuentra la siguiente interfaz.

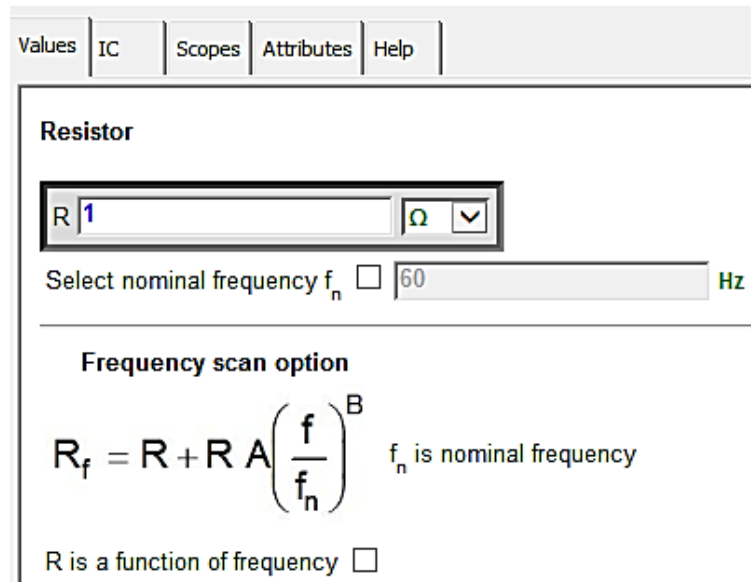


Fig.B.4. Configuración de la resistividad del cable de guarda de la subestación La Esperanza.
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP

En la figura.B.4., se observa que al resistor se le puede asignar cualquier valor según la aplicación requerida, en este caso el valor fue igual a 1.

RLC C: non polarized.

Se lo encuentra en la parte lateral derecha de la pantalla en la barra Parts by Library, en RLC branches, en donde se debe seleccionar RLC C: non polarized; al arrastrarlo a la pantalla se observa el típico símbolo de un capacitor, que tras un doble click se abre y se observa la siguiente interfaz:

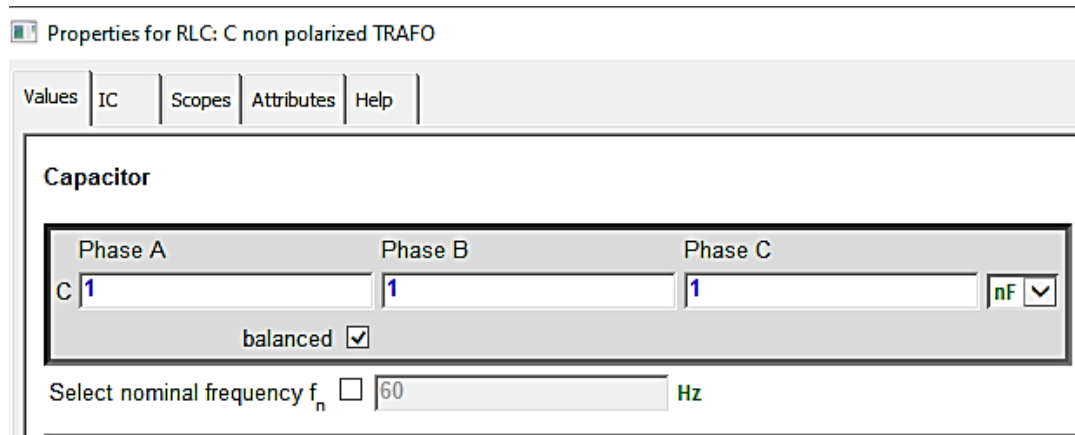


Fig.B.5. Configuración de la impedancia para el transformador de potencia de la subestación La Esperanza. Según los valores empleados en la norma IEC 60071-4
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP.

En la figura B.5 se ve los valores a configurar de cada una de las fases del transformador de potencia, que según la norma IEC 60071-4 puede ser representado únicamente por este elemento, y con el valor de 1, como se observa, también se debe configurar si las cargas son balanceadas o no y la frecuencia a la que trabaja.

Otras aplicaciones para este elemento fueron la representación del interruptor y el seccionador encapsulados.

ZnO arrester.

Es el elemento que representa el pararrayos encapsulado presente en la subestación, se encuentra en el lado lateral derecho de la pantalla en la barra Parts by Library, al hacer click en Nonlinear se despliegan varias opciones, al escoger el elemento se lo arrastra y tras doble click aparece la interfaz que permitirá configurar los valores y que se observa a continuación:

Data	Convergence	Scopes	Observe	Attributes	Help
------	-------------	--------	---------	------------	------

V_{ref}	0.145000000000000E+06	V	▼
Steady-state resistance (R_{ss})		Ω	▼
V_{flash}		V	▼

Exponential segments before flashover			
	Multiplier p	Exponent q	Vmin (pu)
1	0.494905756505913E+03	0.241588579280966E+02	0.581150241763208E+00
2	0.576452237841818E+03	0.264630347508289E+02	0.935948275862068E+00
3	0.655640793069498E+03	0.200913068946538E+02	0.102040727071728E+01
4	0.148201346002471E+03	0.366942189242949E+02	0.109369851733403E+01
5	0.198929210778288E+04	0.110331482043730E+02	0.110650059168186E+01
6	0.542586231820546E+04	0.540260279630500E+01	0.119507169577089E+01
7			
8			
9			

Fig. B.6. Configuración de valores de pararrayos empleados en la simulación de la subestación La Esperanza de acuerdo a los valores de catálogos.

Fuente: Elaboración propia en el software EMTP

En la figura B.6., se observan los valores calculados en la coordinación de aislamiento, de acuerdo a las necesidades requeridas para la subestación La Esperanza.

ZoN Data Funtion.

Es un elemento ubicado en la barra lateral derecha Parts by Library que funciona a la par del elemento ZoN Arrester cargando su información, teniendo en cuenta que el valor de 69 kV no es el estándar, si no el de 72,5 kV; tras la selección del elemento y dar doble click sobre el mismo, se observa la interfaz que se muestra a continuación:

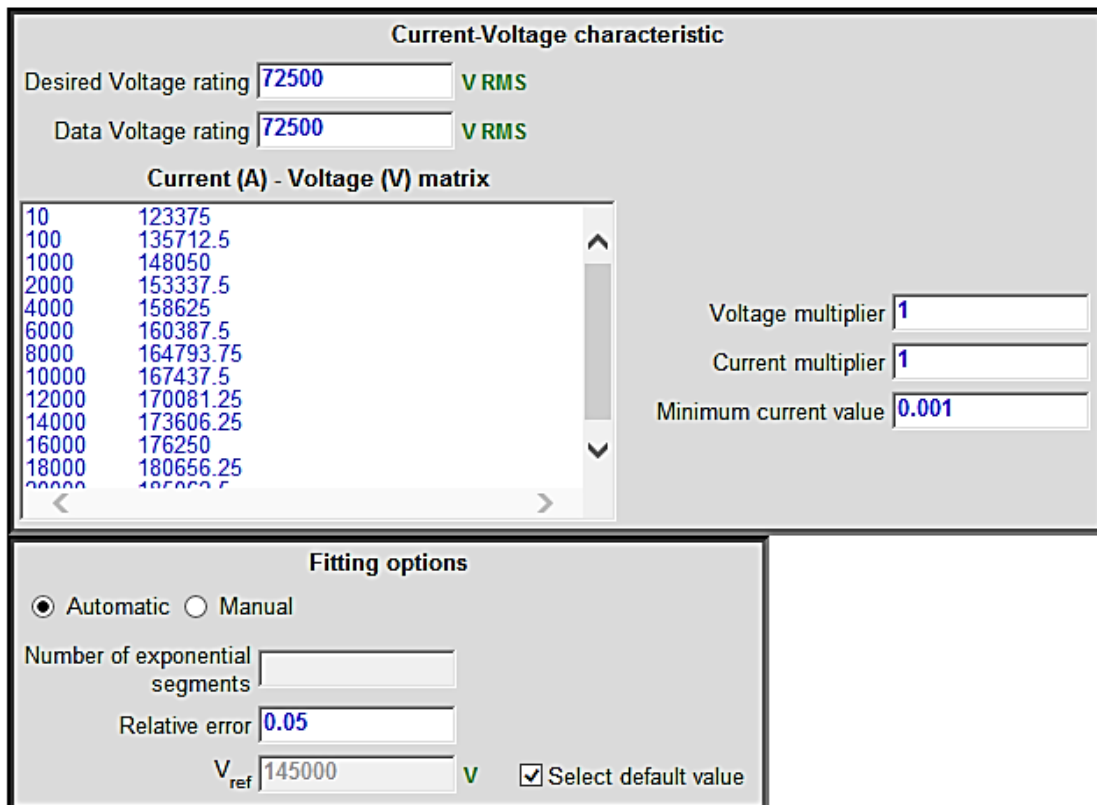


Fig.B.7. Matriz Corriente vs voltaje de las características de los pararrayos utilizados en la subestación La Esperanza.
Fuente: Elaboración propia en el software EMTP

En figura B.7., se observan los valores de la matriz resultante obtenido por el software entre corriente y voltaje, la que tiene un 0,05 % de porcentaje de error en sus cálculos.

Anexo C. Cálculo de coordinación de aislamiento.

Los cálculos que se presentan en este anexo, son los requeridos normalmente en la coordinación de aislamiento estándar para líneas de transmisión o subtransmisión, en las que se estudian todos los tipos de sobrevoltajes, sin embargo, en este caso al tratarse de un estudio de transitorios de frente rápido, se los enlistó en este anexo.

Sobrevoltajes temporales.

El método determinístico de la norma IEC 60071-2 utiliza factores aproximados con los que se obtienen resultados más conservativos. Con este método se calculan principalmente descargas a tierra y por rechazo de carga.

Los valores del valor K_d (factor de deslastre) pueden ser obtenidos a través de simulación. Hay que considerar que el Voltaje máximo del sistema es:

$$U_s = 72,5 \text{ kV} \quad (79)$$

(fase-fase)

Y el voltaje base:

$$\frac{U_s \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}}: 59 \text{ kV} \quad (80)$$

(voltaje base pico) será el valor de 1 en p.u.

Sobrevoltajes por fallas a tierra: El factor “k” representa el sobrevoltaje del sistema por fallas a tierra, puede tener un valor desde 1,2 como mínimo a 1,7 en por unidad, dicho valor representa la efectividad de la puesta a tierra y se obtiene con las impedancias de secuencia positiva y cero que arroja el estudio de cortocircuito. La ecuación que se describe a continuación describe este fenómeno. (Alarcón Moreno, 2020).

$$U_{rp}(p - e) = k * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (81)$$

Donde:

k: es el factor de falla a tierra. (1,4) kV

U_s : Voltaje máxima del sistema en kV. (72,5) kV

Las curvas que describen el factor “k” se las puede encontrar en la norma IEC 60071-2 del año 2018. (Alarcón Moreno, 2020)

Sobrevoltajes por rechazo de carga: El rechazo de carga da origen a los sobrevoltajes temporales que dañan el aislamiento fase – tierra y fase – fase, esta descripción

y detalle sobre los sobrevoltajes se encuentra en la norma IEC 60071-2: 2018. (Alarcón Moreno, 2020)

Del sistema en un software de transitorios electromagnéticos, para gama I (tensiones)

Fase - tierra: $U_{rp} (p - e)$

Fase – Fase: $U_{rp} (p - p)$

Se la encuentran mediante las ecuaciones:

Fase - Tierra:

$$U_{rp}(p - e) = k_d * \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (82)$$

Donde:

(k_d) : Sobrevoltaje máximo 1.4 p.u.

U_s : Voltaje máxima del sistema (72.5kV)

Entonces:

Fase – fase:

$$U_{rp}(p - p) = k_d * U_s \quad (83)$$

Donde:

(k_d) : Sobrevoltaje máximo 1.4 p.u.

U_s : Voltaje máxima del sistema (72.5kV).

Sobrevoltajes representativas Temporales: Son los sobrevoltajes más grandes obtenidas entre los sobrevoltajes por falla a tierra y sobrevoltajes por rechazo de carga en un sistema, ambas se mencionan en el capítulo 1.

Resultados: Se muestran los valores que se obtuvieron para la coordinación de aislamiento calculando los sobrevoltajes representativos temporales.

Tabla C. Valores de sobrevoltajes representativos temporales calculados.

Fuente: Elaboración propia.

Sobrevoltajes representativos temporales (frecuencia Industrial)	
Tipo	Resultado
Sobrevoltajes por fallas a tierra	(59 kV).
Sobrevoltajes temporales por rechazo de carga	Fase - tierra: $U_{rp}(p - e) = (59 \text{ kV})$
	Fase - fase: $U_{rp}(p - p) = (101.5 \text{ kV})$
Sobrevoltajes representativos temporales.	Fase-tierra: $U_{rp}(p - e) = 59 \text{ kV}$
	(Fase - fase). $U_{rp}(p - p) = (101.5 \text{ kV})$

Sobrevoltajes de frente lento.

Para calcular los sobrevoltajes de este tipo se utiliza la figura 1.3. que emplea un método denominado determinístico, mismo que será explicado más adelante, para la selección de uno u otro camino de acuerdo a las características del sistema y que en base a ellas se selecciona el aislamiento que este necesita.

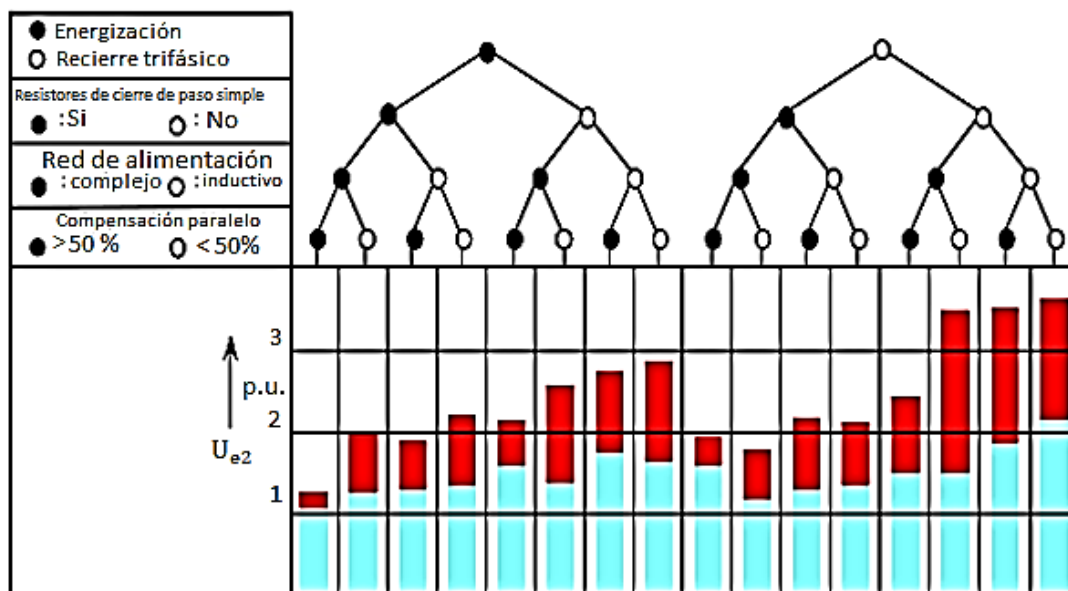


Fig. C. Sobrevoltajes de frente lento en el extremo receptor debido a la energización y re energización de líneas
Fuente: (IEC, 2018)

La figura C., detalla cuando se producen maniobras en una línea a partir del extremo remoto, se presentan impulsos de sobrevoltaje fase - fase también conocidos como U_{p2} , valor

que tiene un 2% de probabilidad de ser excedida en su voltaje nominal y sobrevoltajes fase - tierra o conocidos como U_{e2} valor que también tiene un 2% de probabilidad de ser excedida en su voltaje nominal, ambos se encuentran detallados en la norma IEC 60071-2. (Alarcón Moreno, 2020)

Los sobrevoltajes de frente lento para los equipos en la entrada de la línea y dentro de la subestación sin tener en cuenta los pararrayos son los siguientes:

TABLA C.1 Valores de sobrevoltajes representativas de frente lento o maniobra
Fuente: Traducción libre de la norma IEC 60071-2, 2018, p. 21

Valor de truncamiento según el método fase-cresta (Extremo remoto-Entrada de la línea):	Fases	Valor de truncamiento según el método fase-cresta (Extremo local- Cualquier equipo):
$U_{et} = (1.25 \times U_{e2} - 0.25) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$ (84)	Fase-tierra	$U_{et} = (1.25 \times U_{e2} - 0.25) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$ (86)
$U_{pt} = (1.25 \times U_{e2} - 0.43) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$ (85)	Fase-Fase	$U_{pt} = (1.25 \times U_{e2} - 0.43) \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times U_s$ (87)

La tabla C.1., indica los valores de sobrevoltajes representativas por maniobra empleando simples ecuaciones que describen. La determinación de los valores U_{e2} y U_{p2} se da por el método estadístico utilizando en la norma antes mencionada.

La relación entre los valores del 2% de las sobrevoltajes de frente lento U_{e2}, U_{p2} para la selección de coordinación de aislamiento en la energización y reenergización de líneas se aclara con la representación gráfica que a continuación se detalla:

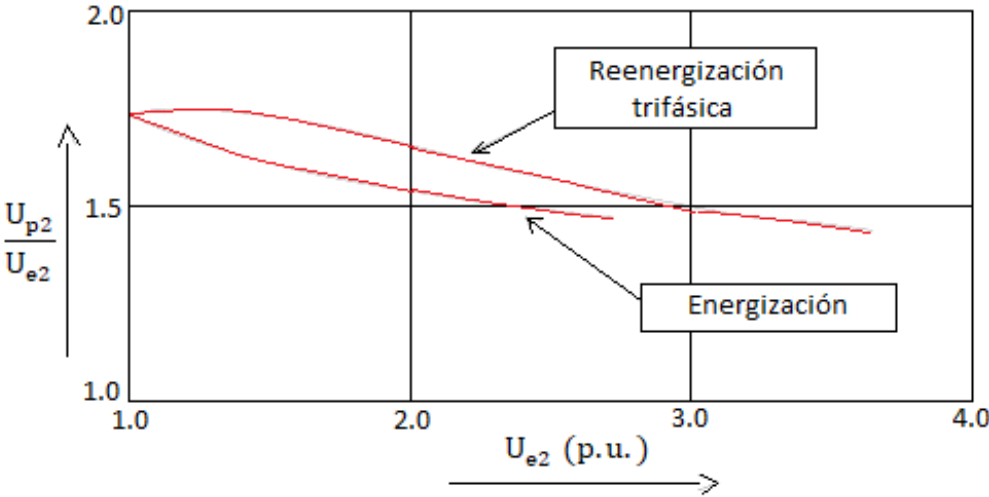


Fig.C.1. Relación entre los valores del 2% de los sobrevoltajes de frente lento U_{e2}, U_{p2}, para la selección de coordinación de aislamiento
Fuente: (IEC, 2018)

La figura 1.4., sirve para escoger mediante el método determinístico los valores de coordinación de aislamiento, según si se lo necesita para energización o re - energización dado en el sistema en por unidad.

Este tipo de sobrevoltajes comprenden los siguientes tipos, y son calculados con las

ecuaciones que se detallan:

Extremo remoto (entrada de la línea).

Voltaje del 2% de probabilidad, fase-tierra. (U_{e2}): Utilizando la figura 1.3. y el método determinístico el valor de este voltaje es de 2.2, voltaje representativo del 2% en p.u.

$$U_{et} = (1,25 * U_{e2} - 0.25) 1 \text{ p. u} \quad (88)$$

Donde:

$$1 \text{ p. u} = 59 \text{ kV}$$

Se debe reemplazar el valor obtenido de (U_{e2}) en la ecuación (89)

Voltaje del 2% de probabilidad fase- fase. (U_{p2}): Se lo calcula con la ayuda de la figura C., según se haya planteado las características de la red en la figura 1.3., por lo que el valor conseguido se lo multiplica por el valor de U_{et} encontrado anteriormente, dando como resultado 3.41, voltaje representativo del 2% en p.u.)

$$U_{pt} = (1,25 * U_{p2} - 0.43) 1 \text{ p. u:} \quad (90)$$

Donde:

$$1 \text{ p. u} = 59 \text{ kV} \quad (91)$$

Se debe reemplazar el valor obtenido de (U_{p2}) en la ecuación (92)

Extremo local (ubicación de los equipos).

Voltaje del 2% de probabilidad fase-tierra. (U_{e2}): Utilizando la figura 1.3 y el método determinístico el valor de este voltaje es de (1.8, voltaje representativo del 2% en p.u.)

$$U_{et} = (1,25 * U_{e2} - 0.25) 1 \text{ p. u:} \quad (93)$$

Donde:

$$1 \text{ p. u} = 59 \text{ kV}$$

Se debe reemplazar el valor obtenido de U_{e2} en la ecuación (93)

Voltaje del 2% de probabilidad fase-fase (U_{p2}): Se lo calcula con la ayuda de la figura C., según se haya planteado las características de la red en la figura 1.3., por lo que el valor conseguido se lo multiplica por el valor de U_{et} encontrado anteriormente, dando como resultado (2.88, Voltaje representativo del 2% en p.u.)

$$U_{pt} = (1,25 * U_{p2} - 0.43) 1 \text{ p. u} : \quad (94)$$

Donde:

$$1 \text{ p.u} = 59 \text{ kV}$$

Se debe reemplazar el valor obtenido de U_{p^2} en la ecuación (93)

Resultados: En la tabla C.2., se enlistan los resultados de los cálculos de los sobrevoltajes de frente lento para la subestación La Esperanza, en base a las ecuaciones planteadas

Tabla C.2. sobrevoltajes de frente lento calculadas
Fuente: Elaboración propia.

Sobrevoltajes de frente lento	
Tipo	Resultado
Extremo remoto (entrada a línea)	Fase- tierra: $U_{et} = 148 \text{ kV}$
	Fase- fase: $U_{pt} = 227 \text{ kV}$
Extremo local (ubicación de los equipos)	Fase- tierra: $U_{et} = 118 \text{ kV}$
	Fase- fase: $U_{pt} = 188 \text{ kV}$

Ubicación de los pararrayos en entrada de línea y cerca de transformadores: Se requirieron los valores ya calculados de U_{ps} y U_{pl} del descargador que ya fueron calculados previamente en el capítulo 3 y apuntados en la tabla 3.1, estos son:

$$U_{ps} = 123 \text{ kV} \quad (95)$$

$$U_{pl} = 141 \text{ kV} \quad (96)$$

Con esos valores se aplican las ecuaciones y criterios siguientes para encontrar la dimensión de los equipos en las entradas de línea (extremo remoto) y para ubicación de los equipos (extremo local):

Equipos en entrada de línea (extremo remoto): $U_{rp} (p - e)$ fase-tierra: Se selecciona el valor más pequeño en kV, comparando entre U_{e^2} (valor calculado de extremo remoto:148kV) de los sobrevoltajes de frente lento y el U_{ps} (valor calculado 123kV), ambos fueron calculados previamente.

$U_{rp} (p - p)$ fase-fase: Se selecciona el valor más pequeño en kV, comparando entre U_{p^2} (valor calculado de extremo remoto:227 kV) de los sobrevoltajes de frente lento y el doble del U_{ps} (valor calculado $123*2 = 246 \text{ kV}$), según la norma 60076-2; ambos fueron calculados

previamente.

Tabla C.3. valores calculados para equipos de entrada de línea extremo Remoto
Fuente: Elaboración propia

Equipos en entrada de línea (extremo remoto)	
Tipo	Resultado
Fase - tierra	Valor representativo 1: $U_{rp} (p - e) = 123 \text{ kV}$
Fase - fase	Valor representativo 2: $U_{rp} (p - p) = 227 \text{ kV}$

Ubicación de equipos (extremo local): $U_{rp} (p - e)$ (fase-tierra): Lo mismo pasa con el extremo local, se selecciona el valor más pequeño en kV, comparando entre U_{e2} (valor calculado de local 118kV) de los sobrevoltajes de frente lento y el U_{ps} (valor calculado 123kV), ambos fueron calculados previamente, por lo que en este caso el voltaje es el de 118 kV Valor representativo 3 (p - e).

$U_{rp} (p - p)$ (fase-fase): Se selecciona el valor más pequeño en kV, comparando entre U_{p2} (valor calculado de extremo remoto:188 kV) de los sobrevoltajes de frente lento y el doble del U_{ps} (valor calculado $123*2 = 246 \text{ kV}$), según la norma 60076-2; ambos fueron calculados previamente, por lo que en este caso el voltaje es el de 188 kV Valor representativo 4 (p - p)

Tabla C.4. Valores calculados para extremo local (ubicación de quipos)
Fuente: Elaboración propia

Ubicación de equipos (Extremo Local)	
Tipo	Resultado
Fase- tierra	Valor representativo 3 (p - e) = 118 kV
Fase-fase	Valor representativo 4 (p - p) = 188 kV

En conclusión, se puede decir que los valores en la entrada de la línea sugieren que se debe ubicar pararrayos a la entrada de esta, porque estos cortarían los voltajes en valores más bajos evitando daños al interior de la subestación.

Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw}).

a). Sobrevoltajes temporales: Se los calcula con las ecuaciones:

$$U_{cw}(p - e) = k_c * U_{rp} (p - e) \quad \text{fase-tierra.} \quad (97)$$

$$U_{cw}(p - p) = k_c * U_{rp} (p - p) \quad \text{fase-fase.} \quad (98)$$

Donde:

k_c : factor de coordinación en un método determinístico =1

k_c : se lo calcula de acuerdo a la norma IEC 60071-2, según las figuras de los anexos: A.1, A.2, A.3, A.4, A.5 de su versión en inglés.

Al tener ya calculados los valores de U_{rp} fase – tierra = 59 kV y fase – fase = 101.5 kV y como se utiliza el método determinístico se utilizará el valor de 1 en p.u.; entonces las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw}). son:

b). Sobrevoltajes de frente lento: Se los calcula de la siguiente manera:

Equipos de entrada de línea: Es necesario encontrar el factor de coordinación en base a la figura C.1 que se muestra a continuación.

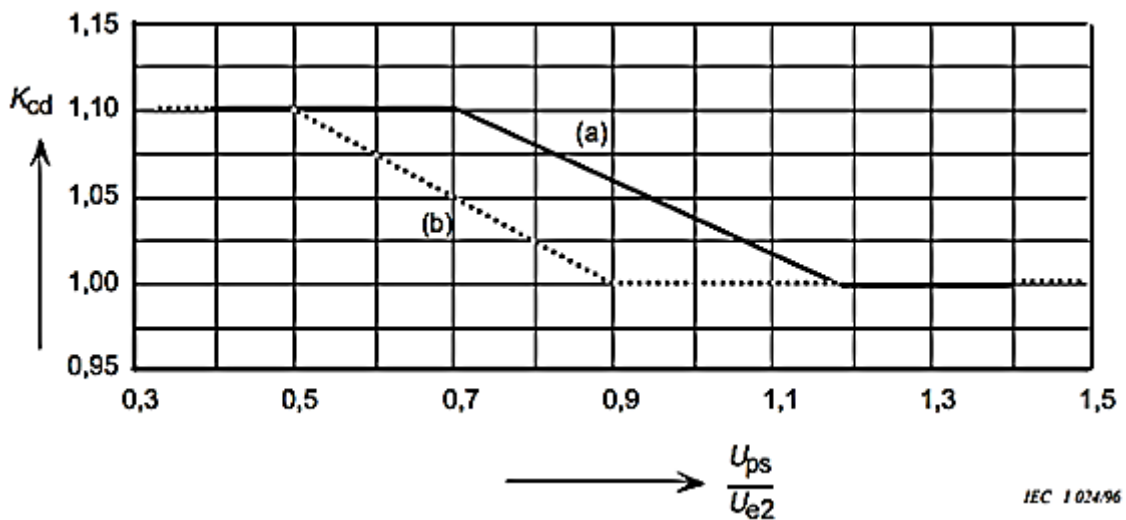


Fig. C.2. Evaluación del factor de coordinación determinista K_{cd}
Fuente: (IEC 60071-1, 1993)

Mediante la figura C.2. se consiguen los valores del factor de coordinación K_{cd} que se obtiene de la división de $\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$; en donde la curva **a** es el factor de coordinación aplicado al nivel de protección del pararrayos, para obtener el voltaje soportado de coordinación fase-tierra (p-e), mientras que la curva **b** es el factor de coordinación aplicado al doble del nivel de protección del pararrayos, para obtener el voltaje soportada de coordinación fase-fase (p-p).

Extremo Remoto:

Fase-Tierra $\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$: su resultado de acuerdo a la figura C.1, para (p – e) **fase – tierra** es de

0.94 por lo que su factor $K_{cd} = 1.06$ (99)

Fase-Fase $\frac{2U_{ps}}{U_{p2}}$: su resultado de acuerdo a la figura C. para (p – p) fase – fase es de 1.22 por lo que su factor $K_{cd} = 1.0$ (100)

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e): \quad (101)$$

El voltaje soportado de coordinación fase-tierra se la encuentra multiplicando U_{rp} fase – tierra = 123 kV por el valor del factor $K_{cd} = 1.06$ fase-tierra.

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p): \quad (102)$$

El voltaje soportado de coordinación fase-fase se la encuentra con la ecuación U_{rp} fase – fase = 227 kV por el valor del factor $K_{cd} = 1.0$ fase – fase, y su resultado es igual a: **227 kV**.

Extremo local:

Fase-Tierra: $\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$: su resultado de acuerdo a la figura C. para (p – e) fase – tierra es de 1.15 por lo que su factor $K_{cd} = 1.01$. (103)

Fase-Fase $\frac{U_{ps}}{U_{e2}}$: su resultado de acuerdo a la figura C. para (p – p) fase – fase es de 1.44 por lo que su factor $K_{cd} = 1.0$

$$U_{cw}(p - e) = K_{cd} * U_{rp}(p - e): \quad (104)$$

El voltaje soportado de coordinación fase-tierra se la encuentra multiplicando U_{rp} fase – tierra = 118 kV por el valor del factor $K_{cd} = 1.01$ fase – tierra,

$$U_{cw}(p - p) = K_{cd} * U_{rp}(p - p): \quad (105)$$

El voltaje soportado de coordinación fase-fase se la encuentra multiplicando U_{rp} fase – fase = 188 kV por el valor del factor $K_{cd} = 1.0$ fase – fase.

Tabla C.5. Valores de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})
Fuente: Elaboración propia

Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw}).	
Tipo	Resultado
Sobrevoltajes	Fase-tierra: $U_{cw}(p - e) = 59$ kV

temporales	Fase-fase: $U_{cw}(p - p) = 101.5 \text{ kV}$	
Sobrevoltajes de frente lento	Extremo remoto	Extremo Local
	Fase-fase U_{rp} fase – fase = 227 kV	Fase-fase: U_{rp} fase – fase = 188 kV
	Fase-tierra U_{rp} fase – tierra = 130 kV	Fase-tierra U_{rp} fase – tierra = 120 kV

Conversión hacia tensiones soportadas normalizadas para la gama 1.

En base a valores calculados previamente se realizó las conversiones de tensiones soportadas de sobrevoltajes temporales hacia tensiones de frecuencia industrial, por lo que se utilizaron los valores y ecuaciones de la tabla 2.20 que se encuentra en la norma IEC 60071-2 del año 2018.

TABLA C.7. Factores de conversión de prueba de valores gama I, para convertir SIWV requerido a SSW y LIWV
Fuente: (IEC, 2018)

Aislamiento	Voltaje soportado de frecuencia industrial de corta duración	Voltaje soportado de impulso tipo rayo
Aislamiento externo		
-Espacios libres de aire y aisladores limpios, secos:		
-fase – tierra	$0.6 + U_{rw}/8500$	$1.05 + U_{rw}/6000$
- fase-fase	$0.6 + U_{rw}/12700$	$1.05 + U_{rw}/9000$
-Aisladores limpios en húmedo	0.6	1.3
Aislamiento interno		
-GIS	0.7	1.25
-Aislamiento sumergido en líquido	0.5	1.10
- Aislamiento sólido	0.5	1.00

Nota: U_{rw} es el impulso de conmutación requerido con el voltaje en kV. Los factores de conversión de la prueba incluyen un factor de $1/\sqrt{2}$ para convertir de valor de pico a valor r.m.s.

En la tabla C.7, se muestra los factores y ecuaciones a utilizar para la conversión de valores de voltaje soportada a frecuencia industrial de corta duración y voltaje soportada de impulso tipo rayo de acuerdo a si el aislamiento es interno o externo.

Resumen de las tensiones soportadas y especificaciones mínimas. En la siguiente tabla se hace un resumen general de los valores para coordinación de aislamiento de corta duración a frecuencia industrial y por impulso tipo maniobra, que se deberían aplicar a la subestación La Esperanza

TABLA C.8. Valores calculados para selección de aislamiento externo e interno para la coordinación de aislamiento.
Fuente: Elaboración propia

Valores de Urw: - (kV eficaz) Frec. Industrial - (kV cresta) Impulso maniobra		Aislamiento Externo				Aislamiento Interno	
		Equipos en entrada de línea		Otros equipos			
		Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)	Urw(s)	Urw(c)
Corta duración a frecuencia industrial	fase - tierra	87	116	87	106	68	96
	fase - fase	150	210	150	173	117	151
Impulso tipo Switchero	fase - tierra	186	-	171	-	138	-
	fase - fase	336	-	278	-	216	-

Anexo D. Datos de subestaciones eléctricas encapsuladas en GIS.

Las subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes de alta voltaje - maniobra, medición, barras, etc.-. Cuando se trata de alta voltaje su denominación común es GIS (Gas Insulated Switchgear). En media voltaje se denominan MV-GIS (Medium Voltage-Gas-Insulated Switchgear). (Sosa Escalada, 2002).

- **EL GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE.**

Tiene las siguientes características:

Peso molecular y composición química:

Peso molecular 146,06

Contenido de azufre 21,95%

Contenido de flúor 78,05%

Solubilidad:

En agua (25°C, 1 atm) 0,001 ml/ml

En aceite dieléctrico 0,297 ml/ml

Constantes críticas:

Temperatura crítica 45,64 ° C

Presión crítica 38,6990 bar

Densidad crítica 0,725 g/cm³

Volumen crítico molar 201 ml

(Sosa Escalada, 2002)

A continuación, se muestran de forma general algunos modelos de subestaciones eléctricas encapsuladas en GIS y sus partes:

Subestación eléctrica GIS ABB modelo ELK-04.

En este tipo de subestación cada equipo de alta voltaje, incluyendo las barras principales o colectoras, está encapsulado independientemente en un compartimiento metálico, provisto de un ambiente de gas SF₆ a presión mayor que la atmosférica. De esta manera se forman módulos individuales por equipo, que luego se interconectan mecánica y eléctricamente entre si formando distintas configuraciones internas.

Internamente está conformada de la siguiente manera:

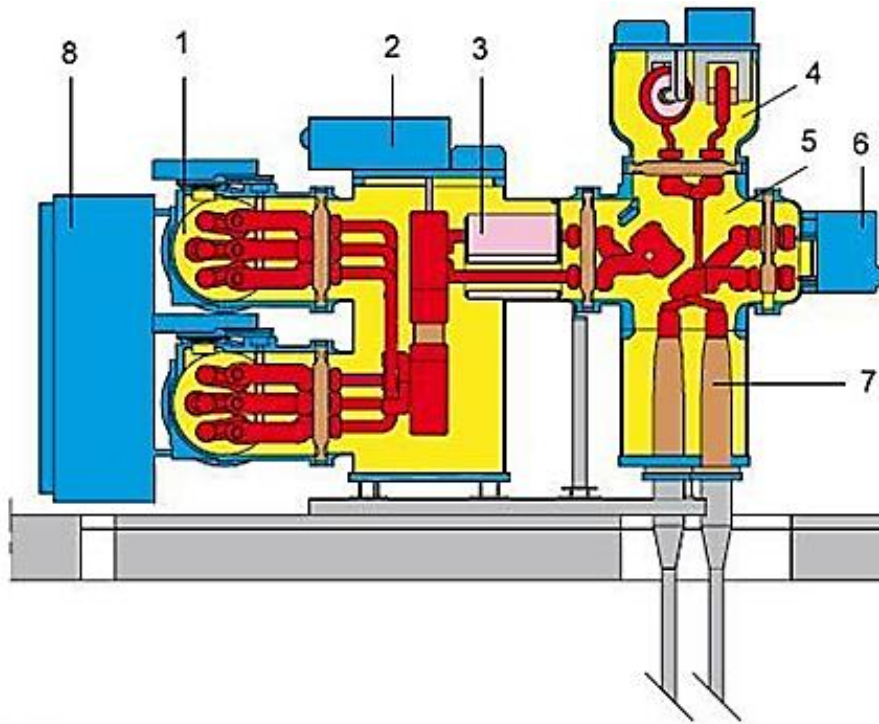


Fig. D. Subestación eléctrica encapsulada GIS ABB modelo ELK-04.
Fuente: (Lucas G, 2009)

En la figura D se aprecia las siguientes partes:

1. Barra con seccionador / seccionador de puesta a tierra combinado
2. Interruptor de potencia
3. Transformador de corriente
4. Transformador de voltaje
5. Seccionador de salida con seccionador de puesta a tierra
6. Seccionador de puesta a tierra rápido
7. Módulo de conexión de cables
8. Armario de control

Así, como se puede diferenciar sus espacios según el color:

- Color amarillo: gas SF6
- Color rojo: partes activas bajo alta voltaje
- Color celeste: cerramientos
- Color marrón: material aislante
- Color rosa: partes baja voltaje
- Color gris: partes mecánicas, estructuras

Subestación encapsulada con alimentador típico de doble barra.

Es uno de los esquemas más utilizados en subestaciones por la flexibilidad operativa que presenta y debido a que la salida de operación de una de las barras permite mantener la continuidad del servicio (Cigre, 2020)

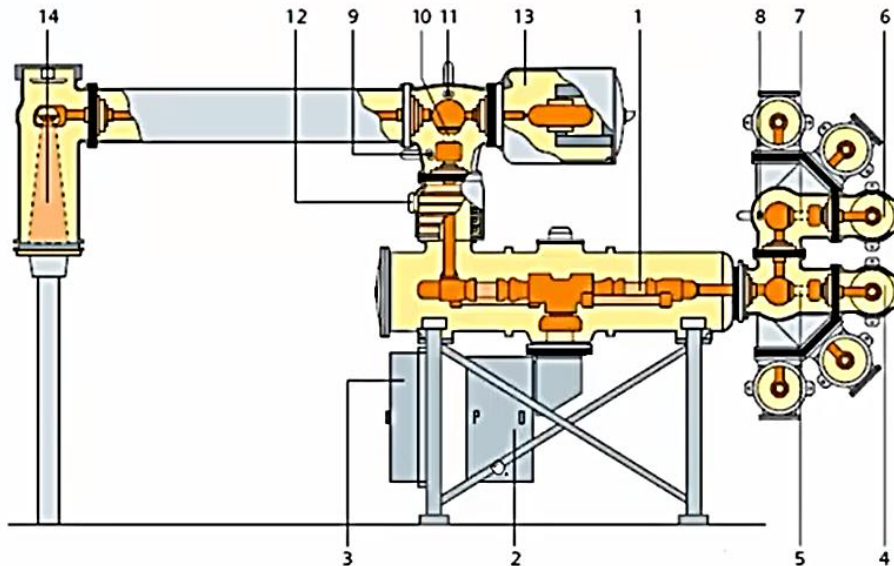


Fig.D.1. Subestación encapsulada con alimentador típico de doble barra
Fuente: (Cigre, 2020).

En la figura D.1. se observa una subestación encapsulada con alimentador típico de doble barra cuya constitución interna es la siguiente:

1. Unidad interruptora de disyuntor.
2. Mecanismo de resorte de energía almacenada.
3. Unidad de control del interruptor automático.
4. Barra colectora 1.
5. Seccionador de barras 1.
6. Barra colectora 2.
7. Seccionador de barras 2.
8. Seccionador de puesta a tierra en curso.
9. Seccionador de puesta a tierra en curso.
10. Seccionador de salida - alimentador.
11. Realizar seccionador de puesta a tierra de prueba (alta velocidad).
12. Transformador de corriente.
13. Transformador de voltaje.
14. Extremo del asiento del cable.

Anexo E: Simulaciones

Fases “A” de las torres afectadas por una descarga atmosférica tras un impacto en la torre 1. - En cada una de las torres se instaló un medidor de voltaje para observar los sobrevoltajes que se presentan en estas, tras en impacto de una descarga en la fase A de la torre 1.

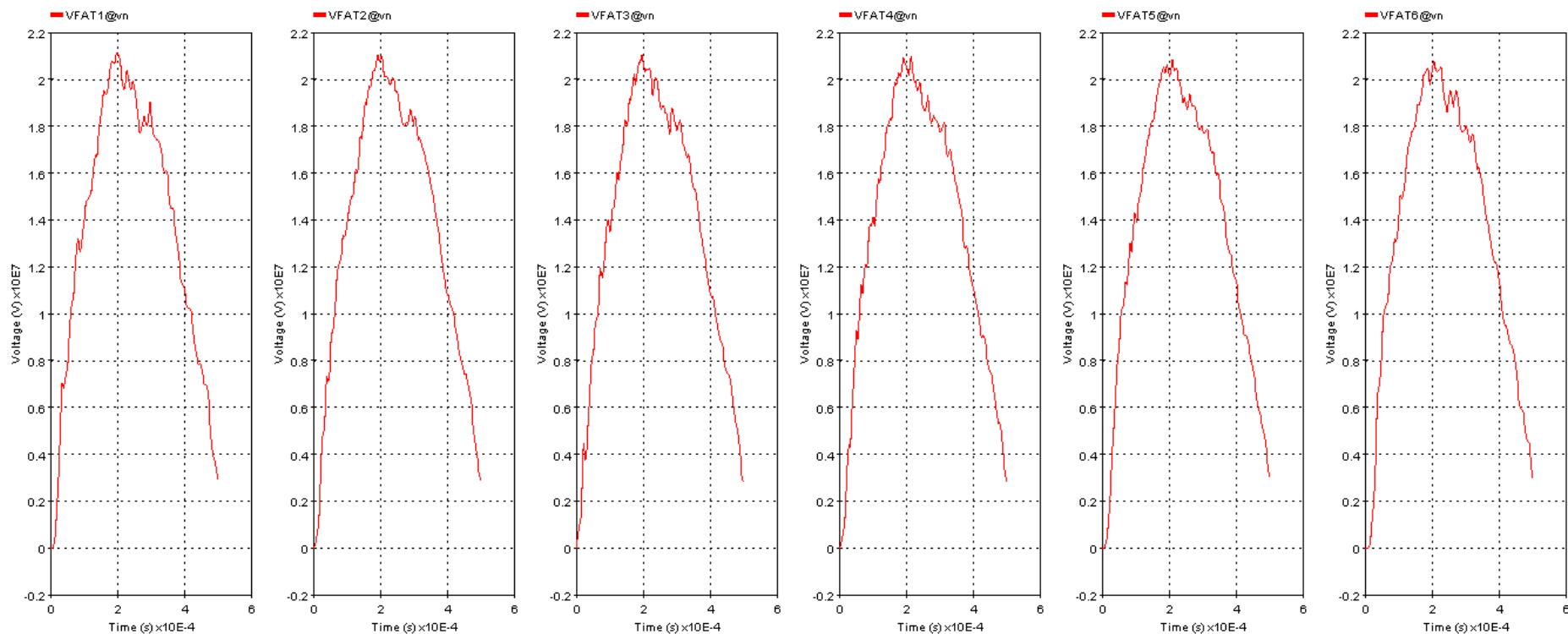
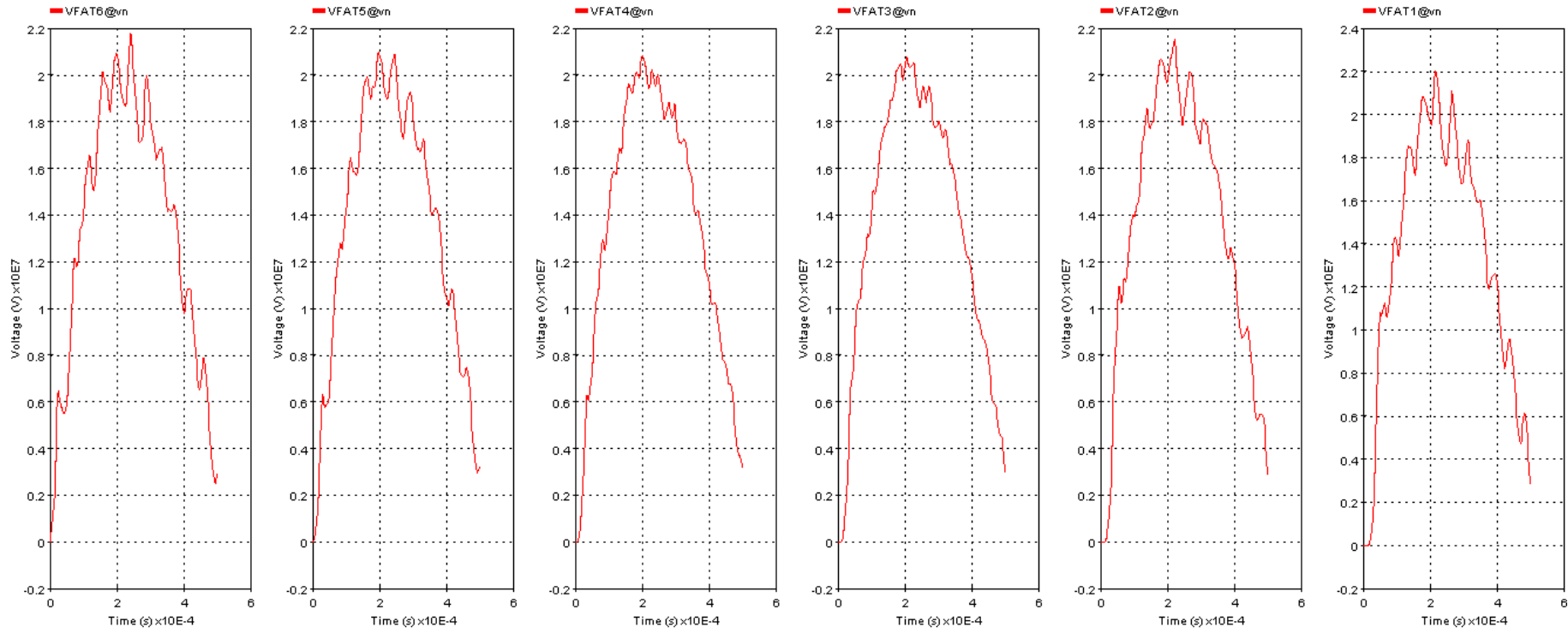


Fig. E. Comportamiento de la fase afectada de las torres cuando el rayo se presenta en la fase A, de la torre 1
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en software EMTP.

En la figura E., se observa lo que ocurre luego del impacto de un rayo que se presenta en la fase A de la torre 1, con lo que se ve que la onda senoidal presenta distorsiones que se atenúan con la distancia existente entre el punto donde se originó el impacto y la última torre medida.

Fases “A” de las torres afectadas por una descarga atmosférica tras un impacto en la torre 6. – Al igual que en la figura 3,2 del capítulo 3, en cada una de las torres se instaló un medidor de voltaje para observar los sobrevoltajes que se presentan en estas, tras en impacto de una descarga en la fase A de la torre 6. Diferenciándose de la figura anteriormente nombrada por los valores de picos de voltaje en su orden

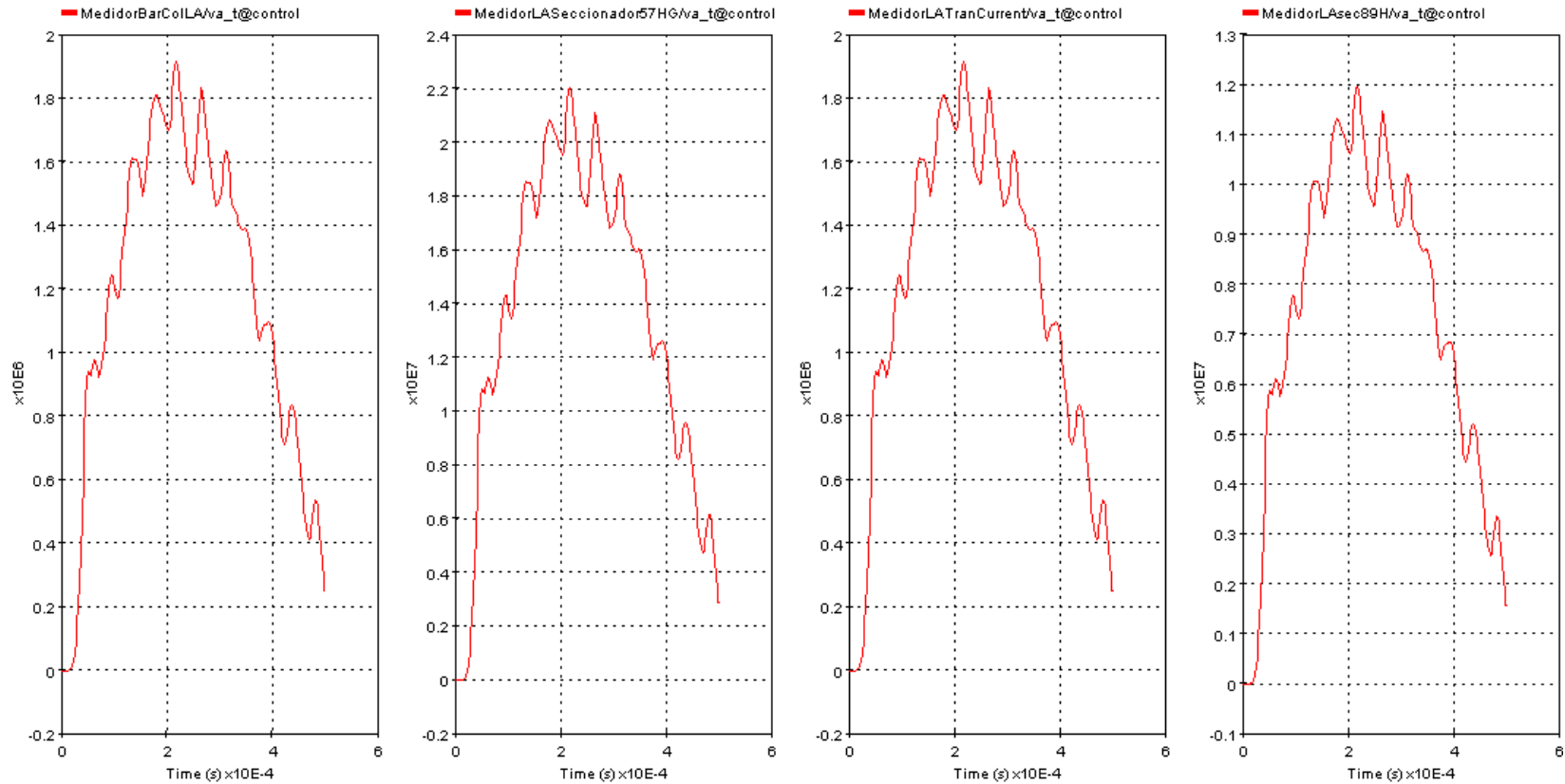


EMT1] LA ESPERANZAm - Mon Apr 18 23:27:47 COT 2022 - C:\Users\AMERICAN\Desktop\LA ESPERANZA\LA ESPERANZA_pj

Fig.E.1. Comportamiento de las fases A de las diferentes torres cuando el impacto se produce sobre la torre 6 en la fase A
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTTP

En la figura E.1., se observa las distorsiones que se dan también cuando el impacto se ha producido sobre la torre 1, con la diferencia de que los de sobrevoltajes disminuyen en sentido opuesto, es decir en la torre 6 los picos de voltaje son más pronunciados que en la 1, pues el impacto se ha producido sobre la torre 6.

Equipos de la subestación medidos tras el impacto de una descarga atmosférica sobre la torre 6 sin pararrayo. - Se aprecian los picos de voltaje que se registran en los equipos en los que se instaló un instrumento de medida para saber cómo reaccionan ante una descarga atmosférica.



EMT1] LA ESPERANZA - Mon Apr 18 23:55:48 COT 2022 - C:\Users\AMERICAN\Desktop\LA ESPERANZA\LA ESPERANZA_pj

Fig.E.2, comportamiento de los equipos de la subestación la Esperanza cuando el impacto se da en la torre 6 y no existe un pararrayos que los proteja.
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTF

En la figura E.2, se puede observar los sobrevoltajes que se presentan en los equipos de la subestación, cuando se produce un impacto sobre la torre 6 en la fase A, y estos no están protegidos por un pararrayos.

Equipos de la subestación medidos tras el impacto de una descarga atmosférica sobre la torre 6, con pararrayo. - Se aprecian que los picos de voltaje que se registraban en la figura 3.8 del capítulo tres, se hacen menos pronunciados por la acción del pararrayos, como se ve en los resultados de la simulación de los equipos en los que se instaló un instrumento de medida para saber cómo reaccionan ante una descarga atmosférica.

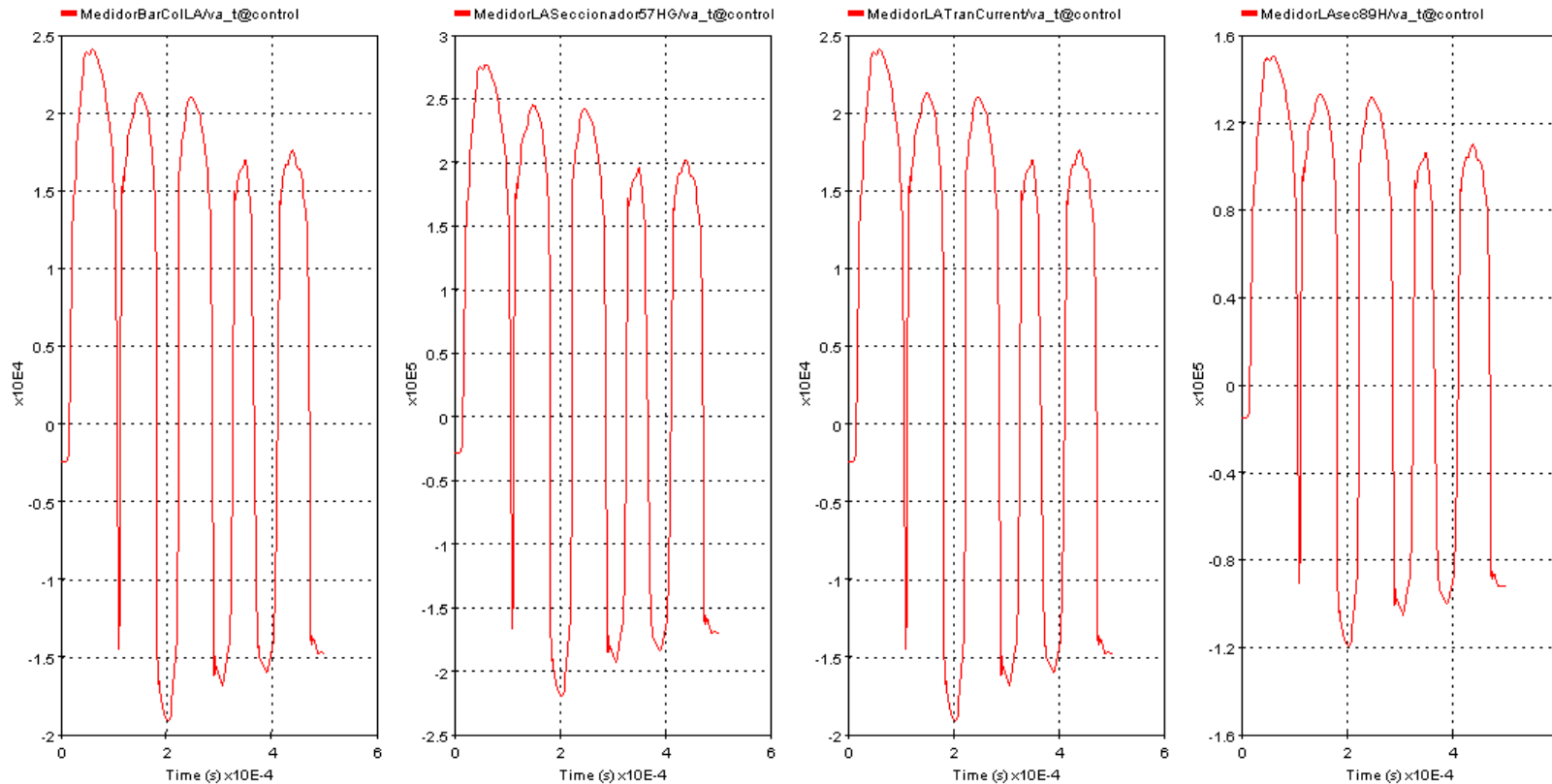


Fig.E.3. comportamiento de los equipos de la subestación La Esperanza cuando el impacto se da en la torre 6 y existe un pararrayo que los protege.
Fuente: Elaboración propia, desarrollada en el software EMTP

En la figura E.3., se puede observar la acción del pararrayos atenuando los sobrevoltajes que se presentaban en la figura 3.8. en los equipos de la subestación, tras el impacto de un rayo sobre la torre 6 en la fase A, y estos están protegidos por un pararrayos.