

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**APLICACIÓN DE NORMATIVAS INTERNACIONALES A LA
COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN EN EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

GEORGINA ALEJANDRA RAMOS SILVA

ARMANDO JOSÉ VALLE TORRES

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, OCTUBRE DE 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. CRISTÓBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERON

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**APLICACIÓN DE NORMATIVAS INTERNACIONALES A LA
COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LAS REDES DE
DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN EN EL SALVADOR**

Presentado por:

GEORGINA ALEJANDRA RAMOS SILVA

ARMANDO JOSÉ VALLE TORRES

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

INGRA. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

SAN SALVADOR, OCTUBRE DE 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

INGRA. ANA MARÍA FIGUEROA DE MUNGUÍA

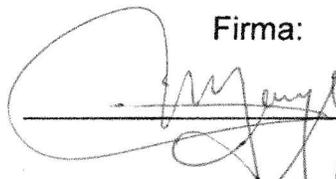
ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, Lunes 14 de agosto 2017, en el Salón de Potencia de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Firma:


Firma: 


Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

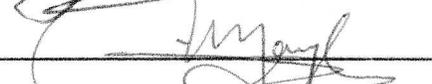
1- Ingra. Ana María Figueroa de Munguía

2- MSC. Luis Roberto Chevez Paz

3- Ing. Armando Martínez Calderón

Firma:





Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

APLICACIÓN DE NORMATIVAS INTERNACIONALES A LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN EN EL SALVADOR

A cargo del Bachilleres:

- RAMOS SILVA GEORGINA ALEJANDRA

- VALLE TORRES ARMANDO JOSÉ

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.3

(Ocho punto tres)

AGRADECIMIENTOS

Siempre el mismo principio: Lograr mucho con poco y con lo poco que esté al alcance. Que esta etapa finalizada sea el inicio de una gran historia.

Rosa Elena Silva, Luis Portillo, Blanca Ramos y María José Portillo, mi familia; sin ustedes y su gran apoyo no hubiera podido terminar este trayecto. Han sido mi mayor ejemplo de trabajar día con día por cumplir nuestras metas y objetivos a pesar de las dificultades, enseñándome que la fuerza más poderosa es: La Voluntad. Agradecer su amor y apoyo incondicional a lo largo de los años a Gabriela Elizabeth Solano y Francisco Zelaya por ser parte mi vida y familia, motivándome a hacer mejor cada día. Muchísimas gracias.

A todos mis compañeros de la carrera por el apoyo y ayuda brindada, especialmente agradecer a mis amigos y sus familias: Jorge, Luis, Wilson, Roberto, Mario, Francisco, William y especialmente a mi compañero de tesis, Armando. Compartir con ustedes esta etapa ha sido increíble e inolvidable, he aprendido de ustedes y estaré completamente agradecida por todo el apoyo incondicional en los momentos difíciles, los quiero y les deseo lo mejor. A Víctor Sagastume; por su motivación, paciencia y apoyo. Gracias.

Ingra. Ana María Figueroa; gracias por ser el mejor ejemplo de esfuerzo y dedicación por cumplir las metas propuestas, muchísimas gracias por todo el apoyo y aporte en este trabajo de graduación.

A los catedráticos de la escuela de ingeniería eléctrica por compartir sus conocimientos, especialmente al Ing. José Ramos, y a Reina Vides, secretaria de la escuela de ingeniería eléctrica; gracias por todo el apoyo y consejos brindados.

Sé que me falta mencionar a muchas personas que estuvieron a largo de esta etapa, a quienes sé que quieren lo mejor de mí y que estuvieron siempre apoyándome, ustedes también están en mis agradecimientos.

¡Muchísimas gracias y bendiciones!

Georgina Ramos.

AGRADECIMIENTOS

Dedico este trabajo de graduación a Dios, mi familia y mis amigos. Estas palabras son en agradecimiento a todas las personas que a lo largo de mi carrera universitaria me han brindado su apoyo. A mi familia: Mi madre, quien es un apoyo incondicional y el pilar que me ha sostenido, mis hermanas Vanessa y Mayra, mi hermano Eduardo, mi padre y Katherine; a ustedes, gracias por la mejor herencia que han dejado en mi vida, por los consejos y toda la ayuda que ha sido el principal impulso de mi carrera.

Mis grandes amigos: Jorge, Luis, Wilson, Roberto, Mario, Chicou y mi compañera de tesis, entre muchos otros proyectos a lo largo de mi carrera, Georgina. A todos ustedes, gracias por el apoyo académico, emocional, los días completos estudiando en casa de alguien, etc. Gracias por hacer de esta etapa, algo inolvidable. Ha sido un privilegio poder compartir tanto con cada uno de ustedes. Agradezco también a cada una de sus familias, por habernos aceptado en sus hogares, y siempre apoyarnos.

A todos mis compañeros de la carrera, las personas con las que he compartido proyectos, hemos hecho exámenes parciales juntos, asistido o clases, participado en laboratorios, o solo una plática amena, gracias.

A Reina Vides, secretaria de la escuela de ingeniería eléctrica. Siempre nos ha apoyado, y a muchos otros compañeros, en todo lo relacionado a la carrera y muchas otras cosas.

A los docentes de la escuela de ingeniería eléctrica, especialmente al Ing. José Ramos, y a la Ing. Ana María Figueroa; por el apoyo y los conocimientos que me transmitieron a lo largo de estos últimos años.

Armando Valle

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	16
OBJETIVOS	17
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES	18
1.1 ANTECEDENTES	18
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	19
1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES	19
1.5 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	20
1.6 DEFINICIONES TÉCNICAS GENERALES	21
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	24
2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.....	24
2.1.1 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.....	24
2.1.2 NIVELES DE TENSIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR.	27
2.2 AISLADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	28
2.2.1 TIPOS DE AISLADORES	29
2.2.2 TIPOS DE AISLADORES INSTALADOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DEL PAÍS.	49
2.3 ESTRUCTURAS PARA LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR Y SU NIVEL DE AISLAMIENTO INSTALADO.	50
2.4 DESCARGADORES ÓXIDOS METÁLICOS	55
2.4.1 DESCARGADORES SIN EXPLOSORES	55
2.4.2 DESCARGADORES CON EXPLOSORES SHUNT	56
2.4.3 DESCARGADORES CON EXPLOSORES EN SERIE	57
2.4.4 CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN.....	57
2.4.5 CAPACIDAD DE MANEJO DE SOBRETENSIONES TEMPORALES.....	58
2.4.6 CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE DESCARGADORES EN DISTRIBUCIÓN	58
2.4.7 SELECCIÓN DE ÍNDICES DE LOS DESCARGADORES.....	59
2.5 INCIDENCIA DE INTERRUPCIONES POR SOBRETENSIONES EN EL TOTAL DE FALLAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN EL PAÍS.....	60
2.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.	62
CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO PARA ESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN BASE A LA NORMA IEEE STD. 1410-2010.	63

3.1 AISLAMIENTO DE ELEMENTOS EN SERIE PARA ESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN.....	63
3.2 DETERMINACIÓN DE TENSIONES CFO PARA ESTRUCTURAS CON AISLAMIENTOS EN SERIE. 64	
3.3 CÁLCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO.....	66
3.4 COMPARACIÓN DE DIFERENTES ESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUS POSIBLES AISLAMIENTOS.....	83
3.4.1 ESTRUCTURAS A 13.2 Kv.....	85
3.4.2 ESTRUCTURAS A 23KV	87
3.4.3 ESTRUCTURAS A 46 Kv.....	89
CAPÍTULO 4: MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	91
4.1 MÉTODO SEGÚN ESTÁNDARES IEEE.....	91
4.1.1 SELECCIÓN DE AISLAMIENTO.....	91
4.1.2 SELECCIÓN DE DESCARGADORES	102
4.2 MÉTODO IEC 60071-1.	110
4.3 MÉTODO ESTADÍSTICO.....	115
4.4 COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.	116
CAPÍTULO 5: APLICACIÓN TEÓRICA DE LA NORMATIVA <i>IEEE STD. 1410-2010</i> A LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO: LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN DE ATEOS-LOURDES @46KV.....	118
5.1 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA AÉREA DE DISTRIBUCIÓN	119
5.2 SELECCIÓN DE AISLAMIENTO EN LÍNEA AÉREA DE DISTRIBUCIÓN ATEOS-LOURDES. 121	
5.3 SELECCIÓN DE DESCARGADORES DE TENSIÓN EN LÍNEA AÉREA DE DISTRIBUCIÓN ATEOS-LOURDES.....	142
CAPÍTULO 6: MODELADO POR SOFTWARE PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO. DESEMPEÑO ANTE EL RAYO DE LA LÍNEA DE ATEOS-LOURDES Y SU EFECTO EN LOS USUARIOS FINALES.....	143
6.1 PARÁMETROS Y ELEMENTOS DE LA SIMULACIÓN.....	143
6.2 ESQUEMA DE LOS CASOS A SIMULAR.....	146
6.3 SIMULACIÓN: CASO 1.	149
6.3.1 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 120KA.	149
6.3.2 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 96KA	154
6.4 SIMULACIÓN: CASO 2.	158
6.4.1 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 120KA.	158
6.4.2 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 287KA.	168

6.4.3 TABLA DE COMPARACIONES: DESCARGA ATMOSFÉRICA A 120KA.	172
CONCLUSIONES	176
RECOMENDACIONES	178
BIBLIOGRAFÍA.....	179

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1: Sobretensiones de Rayo ($T_r=0.1-20\mu s$, $T_h < 300\mu s$, donde T_r es el valor de tiempo a cresta, y T_h es el valor del tiempo a la mitad).	22
Fig. 2: Sistema Eléctrico de El Salvador.....	24
Fig. 3: Área de influencia de las compañías distribuidoras, informe SIGET 2015.....	26
Fig. 4: Tipos de Aisladores.	29
Fig. 5: Aislador tipo pin sencillo ANSI 55-4.	30
Fig. 6: Distancia de fuga de Aislador pin sencillo ANSI 55-4.....	31
Fig. 7: Distancia de arco de Aislador pin sencillo ANSI 55-4.....	31
Fig. 8: Aislador tipo pin sencillo ANSI 55-5.	32
Fig. 9: Aislador tipo pin sencillo ANSI 55-7.	33
Fig. 10: Aislador tipo pin doble ANSI 56-1.....	34
Fig. 11: Distancia de fuga de Aislador tipo pin doble ANSI 56-1.....	35
Fig. 12: Distancia de arco de Aislador tipo pin doble ANSI 56-1.....	35
Fig. 13: Aislador tipo pin doble ANSI 56-3.....	36
Fig. 14: Aislador line post clase ANSI 57-1.....	37
Fig. 15: Aislador line post ANSI 57-2.....	38
Fig. 16: Distancia de fuga de Aislador tipo line post ANSI 57-2.....	39
Fig. 17: Distancia de arco de Aislador tipo line post ANSI 57-2.....	39
Fig. 18: Aislador line post clase ANSI 57-3.....	40
Fig. 19: Aislador tipo suspensión del tipo ANSI 52-1.....	41
Fig. 20: Distancia de fuga para Aislador de suspensión ANSI 52-1.....	42
Fig. 21: Distancia de arco de Aislador de suspensión ANSI 52-1.....	42
Fig. 22: Aislador de tipo suspensión ANSI 52-4.....	43
Fig. 23: Aisladores de suspensión polimérico.....	45
Fig. 24: Diferentes tipos de aisladores poliméricos de distribución “Line Post”.....	46
Fig. 25: Distancia de fuga de Aislador Polimérico ANSI 51-2C.....	48
Fig. 26: Distancia de arco de Aislador Polimérico ANSI 51-2C.....	48
Fig. 27: Estructura Tangente Sencilla Simétrica.....	50
Fig. 28: Estructura Tangente Sencilla Asimétrica.....	51
Fig. 29: Estructura de Remate Horizontal.....	52
Fig. 30: Estructura para Cruce Vertical Sencillo.....	53
Fig. 31: Estructura de Corte en Marco Doble.....	54
Fig. 32: Descargadores de óxidos metálicos sin Explosores.....	55
Fig. 33: Descargadores de Explosores y Resistores Shunt.....	56
Fig. 34: Descargadores con Explosores en Serie.....	57
Fig. 35: Ejemplo de una típica sobretensión temporal (TOV).....	58
Fig. 36: Estructura Tangente Sencilla Simétrica.....	67
Fig. 37: Estructura Tangente Sencilla Asimétrica.....	70
Fig. 38: Estructura de Remate Horizontal.....	73
Fig. 39: Estructura para Cruce Vertical Sencillo.....	76
Fig. 40: Estructura de Corte en Marco Doble.....	79

Fig. 41: Densidad Total de Relampagueo. (Terrestre y de nubes $N_t=(Km^2)/Año$)	92
Fig. 42: Factores de protección S_f debido a objetos cercanos para una línea de distribución de 10m de altura.....	94
Fig. 43: Uso del modelo electromagnético y el modelo de Rusck para determinar un flameo por impacto directo de rayo, o tensión inducida.....	96
Fig. 44: Distancias vulnerables según Rusck. $Y_{max} = Y_{min}$	99
Fig. 45: Efectos de espaciamentos entre Descargadores para impactos indirectos.....	103
Fig. 46: Efectos de espaciamentos entre Descargadores para impactos directos.....	104
Fig. 47: Definición de Simbología.....	105
Fig. 48: Organigrama de determinación de los niveles de aislamiento asignados y normalizados.....	112
Fig. 49: Mapa Isocerámico de El Salvador.....	119
Fig. 50: Vista Satelital de la Línea Industrial Ateos @46KV.....	121
Fig. 51: Subestación Ateos.....	123
Fig. 52: Línea Aérea de Distribución Ateos-Lourdes.....	124
Fig. 53: Área Vulnerable cubriendo la Línea de distribución de Ateos-Lourdes, caso 1.....	128
Fig. 54: Distancias Vulnerables en el Caso 1: Desempeño de la línea.....	131
Fig. 55: Condiciones generales tomadas en cuenta para el factor de protección de la línea.....	134
Fig. 56: Área Vulnerable cubriendo la Línea de distribución de Ateos-Lourdes, caso 2.....	137
Fig. 57: Distancias Vulnerables para el Caso 2: Desempeño de la línea.....	140
Fig. 58: Parámetros de la simulación de la descarga atmosférica: CIGRÉ.....	144
Fig. 59: Simulación de la descarga atmosférica.....	144
Fig. 60: Aisladores del Circuito.....	145
Fig. 61: Aislador Caso 1. Fig. 62: Aislador Caso 2.....	145
Fig. 63: Subestación y Agrupación 1.....	146
Fig. 64: Agrupación 2.....	147
Fig. 65: Agrupación 3.....	148
Fig. 66: Simulación del Impacto del Rayo en Acometida 1 @120KA.....	149
Fig. 67: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.....	150
Fig. 68: Falla en Acometida 1 Cliente 1.....	151
Fig. 69: Tensión Inducida en Aisladores del Poste 3 Contiguo a Acometida 1.....	152
Fig. 70: Tensión Inducida en Aisladores del Poste 3 y Acometida 1.....	153
Fig. 71: Simulación de rayo en Acometida 1 @96KA.....	154
Fig. 72: Tensión Inducida en Aisladores Acometida 1: 96KA.....	155
Fig. 73: Tensión en Cliente 1.....	156
Fig. 74: Simulación del Impacto del Rayo en Acometida 1 @120KA.....	158
Fig. 75: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.....	159
Fig. 76: Falla en Acometida 1 Cliente 1.....	160
Fig. 77: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1.....	161
Fig. 78: Tensión Inducida en Aisladores del Poste 3 y Acometida 1.....	162
Fig. 79: Simulación de Impacto de Rayo en Poste 5 @120KA.....	163
Fig. 80: Tensión Inducida en Aisladores poste 5: 120KA.....	164
Fig. 81: Tensión Inducida en Aisladores Acometida Cliente 2: 120KA.....	165
Fig. 82: Tensión Inducida en Aisladores del poste 5 y Acometida Cliente 2: 120KA.....	166
Fig. 83: Efecto del impacto a los clientes. Aislamiento a 69KV.....	167

Fig. 84: Simulación de Impacto de Rayo en Poste 5 @287KA.	168
Fig. 85: Tensión Inducida en Aisladores poste 5: 287KA.	169
Fig. 86: Tensión Inducida en Aisladores Acometida Cliente 2: 287KA.	170
Fig. 87: Efecto del impacto 287KA a los clientes. Aislamiento a 69KV.	171
Fig. 88: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.	172
Fig. 89: Falla en Acometida 1 Cliente 1.	173
Fig. 90: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1.	173
Fig. 91: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.	174
Fig. 92: Falla en Acometida 1 Cliente 1.	175
Fig. 93: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1.	175
Fig. 94: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.	172
Fig. 95: Falla en Acometida 1 Cliente 1.	173
Fig. 96: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1.	173
Fig. 97: Tensión Inducida en Aisladores poste 5: 120KA.	174
Fig. 98: Tensión Inducida en Aisladores Acometida Cliente 2: 120KA.	175

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Grupo AES El Salvador.....	25
Tabla 2: Empresas Distribuidoras de El Salvador.....	25
Tabla 3: Principales datos de Distribuidoras.....	26
Tabla 4: Tensiones nominales en Media Tensión en el país.....	27
Tabla 5: Tensiones nominales en Baja Tensión en el país.....	28
Tabla 6: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo sencillo ANSI 55-4.....	30
Tabla 7: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin sencillo ANSI 55-5.....	32
Tabla 8: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin sencillo ANSI 55-7.....	33
Tabla 9: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin doble ANSI 56-1.....	34
Tabla 10: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin doble ANSI 56-3.....	36
Tabla 11: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador line post ANSI 57-1.....	37
Tabla 12: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador line post ANSI 57-2.....	38
Tabla 13: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo line post ANSI 57-3.....	40
Tabla 14: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo suspensión ANSI 52-1.....	41
Tabla 15: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo suspensión ANSI 52-4.....	43
Tabla 16: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aisladores poliméricos de suspensión.....	45
Tabla 17: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aisladores poliméricos tipo Line Post.....	47
Tabla 18: Aisladores típicos a utilizarse por voltaje típico de aplicación.....	49
Tabla 19: Tipos de aisladores para la estructura Tangente Sencilla Simétrica.....	50
Tabla 20: Tipos de aisladores para la estructura Tangente Sencilla Asimétrica.....	51
Tabla 21: Tipos de aisladores para la estructura de Remate Horizontal.....	52
Tabla 22: Tipos de aisladores de la Estructura para Cruce Vertical Sencillo.....	53
Tabla 23: Tipos de aisladores de la Estructura para Corte en Marco Doble.....	54
Tabla 24: Características de los Sistemas Eléctricos de Distribución MT en El Salvador. [1].....	59
Tabla 25: Índices para descargadores de óxidos metálicos comúnmente aplicados a sistemas de distribución.....	59
Tabla 26: Indicadores de Calidad de Servicios de Empresas Distribuidoras, 2015.....	61
Tabla 27: Número de Interrupciones por nivel de voltaje, 2015.....	62
Tabla 28: Interrupciones por motivos, 2015.....	62
Tabla 29: Valores de CFO para componentes primarios y el aporte de componentes secundarios..	65
Tabla 30: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig. 29 para los niveles de tensión en la red de 23 KV, 23KV y 46KV.....	69
Tabla 31: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.30 para los niveles de tensión en la red de 13.2 KV y 23KV.....	72
Tabla 32: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.31 para los niveles de tensión en la red de 13.2KV, 23KV y 46KV.....	75
Tabla 33: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.32 para los niveles de tensión en la red de 13.2 KV, 23KV y 46KV.....	78
Tabla 34: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.33 para los niveles de tensión en la red de 13.2 KV, 23KV y 46KV.....	82
Tabla 35: Precio de Aislar las diferentes estructuras de Distribución evaluadas en la comparación.	84

Tabla 36: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura tangente sencilla a un nivel de tensión de red de 13.2KV.	85
Tabla 37: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura Remate Horizontal a un nivel de tensión de red de 13.2KV.	86
Tabla 38: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura tangente sencilla a un nivel de tensión de red de 23KV.	87
Tabla 39: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura Remate Horizontal a un nivel de tensión de red de 23KV.	88
Tabla 40: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura tangente sencilla a un nivel de tensión de red de 46KV.	89
Tabla 41: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura Remate Horizontal a un nivel de tensión de red de 46KV.	90
Tabla 42: Características de Protección de Descargadores de distribución.	102
Tabla 43: Distancias mínimas.	105
Tabla 44: Datos de nivel cerámico del país por departamento.	118
Tabla 45: Datos técnicos de Línea de Distribución Ateos.	120
Tabla 46: Datos de nivel cerámico departamento la libertad.	122
Tabla 47: Factor de Protección.	124
Tabla 48: Resumen de resultados en Caso 1.	132
Tabla 49: Resumen de resultados en Caso 2.	141
Tabla 50: Datos técnicos descargador de tensión tipo intermedio.	142

INTRODUCCIÓN

En El Salvador, se evidencia la falta de normativas nacionales y/o guías que las empresas distribuidoras deberían seguir para mejorar sus redes de distribución, dichas redes se ven afectadas de gran manera por factores internos de la red, cortocircuitos, o factores externos como sobretensiones por impactos indirectos de rayos e impactos directos. Por lo tanto, es necesario la actualización de estudios que mejoren el rendimiento de los sistemas eléctricos y los servicios de energía eléctrica a los usuarios finales.

El siguiente estudio tiene como base la Coordinación de Aislamiento en las redes de distribución de media tensión en el país, aplicando normativas internacionales, entre las cuales se resaltan la **IEEE** e **IEC**; sin dejar fuera las fuentes nacionales regidas por la Superintendencia de Electricidad y Telecomunicaciones.

Es importante conocer el mecanismo de cómo se inducen las sobretensiones causadas por rayos, con el propósito de una mejor implementación de los sistemas de prevención de fallas en las líneas aéreas de distribución; de esta manera, en el presente estudio, se proponen criterios para una efectiva coordinación de aislamiento por medio de un marco teórico aplicado a la situación que se presenta en el estudio. Las bases teóricas en las cuales se apoya el presente estudio, incluye información del sistema de distribución eléctrica del país y sus características según la zona, información de los dispositivos de aislamiento que están instalados en las distintas líneas del país, información de los dispositivos de protección para la descarga de sobretensiones, información de los niveles isocerámicos del país, y las normas para la optimización del desempeño de la línea en caso de descargas atmosféricas y sobretensiones.

Una vez establecidas las bases teóricas, se desarrolló matemáticamente y se modeló el diseño de coordinación de aislamiento en el Software *EMPT-RV*, para la línea de distribución de *ATEOS-LOURDES*, cuyo nivel de tensión es de 46KV línea-línea. Esta línea corresponde a la distribuidora AES CLESA en el área de Ateos, y sobre ella se practicará este estudio para los siguientes casos: El primer caso está diseñado para una línea aérea de distribución normalmente aislada a 46KV con el punto de entrega del usuario final normalmente aislada a 46KV, posteriormente se desarrollará el análisis para el segundo caso, diseñado para una línea aérea de distribución sobreaislada a 69KV con el punto de entrega de usuario final normalmente aislada a 46KV. Se presentarán los resultados y se compararán ambos casos.

Al tener todos los resultados se expone una comparación entre los casos mencionados anteriormente, y se evidencian las diferencias, ventajas y desventajas de las configuraciones para los casos.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL:

Investigar normativas internacionales sobre la coordinación del aislamiento en redes de distribución de media tensión, con el fin de evaluar la metodología que pueda ser aplicable a nuestro país considerando los Estándares de construcción de líneas de distribución aprobados por el ente regulador y los diferentes métodos existentes de evaluación de niveles de aislamiento a fin de mejorar el desempeño de las líneas aéreas en media tensión.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Describir los diferentes métodos de cálculo de nivel de aislamiento en las redes de distribución de media tensión, identificando el mejor método para evaluar el nivel de aislamiento de redes de media tensión en nuestro país.
- Aplicar el método de cálculo de nivel de aislamiento como una guía efectiva en la selección del nivel de aislamiento en las diferentes estructuras de las redes de distribución en media tensión en el país.
- Evaluar el nivel de aislamiento utilizado en las redes de distribución de media tensión, de tal manera que los dispositivos conectados a la red, y la misma red funcionen correctamente y con el menor riesgo posible.
- Realizar un estudio acerca de la coordinación del nivel de aislamiento instalado en las redes de distribución en media tensión y el nivel de aislamiento instalado por los usuarios finales conectados a la red de distribución.
- Investigar la incidencia de interrupciones por sobretensiones en el total de fallas en las redes de distribución en media tensión en el país.

CAPÍTULO 1: GENERALIDADES

1.1 ANTECEDENTES

La determinación del nivel de aislamiento de las redes de distribución aérea en media tensión de El Salvador, está basado en normativas internacionales, las estadísticas del total de fallas en los sistemas de distribución de acuerdo a los informes presentados por la SIGET reflejan la necesidad de aumentar la confiabilidad del sistema; por tanto, es necesario utilizar un método adecuado para la selección de los niveles de aislamiento. Otro método en el que se ha basado la selección de dispositivos de aislamiento en las redes de distribución de media tensión del país, es la experiencia empírica de las personas que trabajan en el campo, al observar los efectos causados por las sobretensiones inducidas, mayormente en los aisladores. En los últimos años las empresas distribuidoras han definido reglas en cuanto a la selección de dispositivos de aislamiento, optando por instalar dispositivos con sobre aislamiento, es decir un aislamiento superior al establecido en el Estándar de Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica aprobado por SIGET. Sin embargo, es necesario realizar un estudio integral, a fin de identificar metodologías de establecimiento del nivel de aislamiento y por tanto de la coordinación de aislamiento que puedan ser eficientes considerando la relación precio-beneficio.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los sistemas eléctricos de distribución de media tensión en El Salvador se ven afectados en gran manera por las sobretensiones inducidas a la red, ya sea por factores internos de la red, como corto-circuitos, o factores externos como las altas tensiones inducidas por los impactos indirectos de rayos e impactos directos en las líneas aéreas de distribución. A pesar del impacto a nivel de fallas que se generan a partir de estas sobretensiones, en El Salvador, actualmente no se cuenta con una normativa que regule la coordinación de los niveles de aislamiento en distribución, ni con un estudio que respalde el uso de una normativa para tratar con este problema. Por ello, las empresas distribuidoras del país, en muchas ocasiones optan por el sobre aislamiento, de las líneas aéreas de distribución, basándose en las fallas y dispositivos dañados el cual podría ser innecesario. En este sentido es importante tomar en cuenta muchos otros factores que afectan las redes y que no han sido estudiados.

Con base a lo anterior al sobreaislar las líneas, no se toma en cuenta los efectos en la coordinación de aislamiento para una zona determinada; es importante saber que no solo se debe tomar en cuenta el nivel de aislamiento, más bien, la coordinación que tiene el nivel de aislamiento entre dispositivos aisladores y descargadores.

1.3 JUSTIFICACIÓN

En El Salvador, se evidencia una escasez de estudios del tema de coordinación de aislamiento en redes de distribución de media tensión. La situación actual para el diseño de tales redes, se realiza sin considerar aspectos de óptima selección de dispositivos de aislamiento y protección de líneas.

Debido a esta práctica, la cual a mediano y largo plazo tiene efectos negativos en la relación costo-beneficio y eficacia de la distribución de energía, es necesario realizar una investigación detallada acerca de los efectos de un correcto método de aislamiento en las líneas de distribución aérea de media tensión.

Una investigación que provea insumos en términos de estándares de dispositivos y diseños idóneos para aislamiento y protección, será de gran utilidad para una normalización de la coordinación del aislamiento en redes de distribución.

La normalización de la coordinación del aislamiento en redes de distribución presentará un impacto a nivel técnico y económico, el cual beneficiará mediante la optimización de diseños de redes, tanto a las distribuidoras, como al usuario final.

1.4 ALCANCES Y LIMITACIONES

ALCANCES

- Determinar el nivel de aislamiento que se debe seleccionar para los diferentes componentes de las redes de distribución en media tensión, como también de los dispositivos de protección.
- Asimismo, investigar la aplicabilidad en el país de una metodología adecuada que permita mejorar el rendimiento de los sistemas de distribución conforme al estudio de coordinación de aislamiento que se desarrolle, esto de acuerdo a las normas internacionales previamente mencionadas con el propósito de reducir costos y aumentar la confiabilidad del sistema.

LIMITACIONES

- La normativa *IEEE Std. 1410-2010*, que se ha utilizado como base para el desarrollo del modelo teórico de análisis del aislamiento instalado en las líneas aéreas de distribución del país, no posee un desarrollo matemático para la evaluación de aislamiento en caso de tener líneas con un factor de protección determinado; por lo que, al tener solamente un modelo matemático para líneas sin factor de protección (campo abierto), se hace uso de un modelo matemático aproximado y desarrollado en este estudio, para el cálculo mencionado.

- La falta de estudios meteorológicos necesarios para un cálculo exacto de fallas causadas por fenómenos atmosféricos, limita este estudio a la utilización de magnitudes estimadas, resultando esto en la presentación de resultados aproximados; sin embargo, teóricamente válidos y aplicables hasta cierta extensión.
- Estos resultados también se ven afectados en su precisión, debido a la falta de experimentos y observaciones reales en campo, lo cual hace de este estudio, meramente teórico.

1.5 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

Con el objetivo de realizar una investigación clara y ordenada, se pretende estructurar el trabajo de tal manera que en primer lugar se aborden los elementos teóricos del proyecto. Las fuentes teóricas principales son normativas internacionales, principalmente las normativas **IEEE** e **IEC**; sin dejar fuera otras importantes fuentes nacionales.

Al tener claras las bases teóricas de la investigación, y previo a la coordinación de aislamiento a nivel de distribución, se pretende trasladar o aplicar algunas de las normativas internacionales ya investigadas a los estándares de construcción de estructuras de distribución de El Salvador, y de esta manera, proceder con una coordinación de aislamiento con bases nacionales e internacionales.

Como siguiente paso se profundizará en el problema central de la investigación: Las sobretensiones causadas por rayos. Se considera importante conocer de manera teórica en que consiste este fenómeno para una mejor implementación de los sistemas de prevención de fallas en las líneas aéreas de distribución.

El principal punto de la investigación se abordará a continuación: La coordinación de aislamiento. Teniendo claras las bases previas de la investigación, se procederá a establecer las normas de la coordinación de aislamiento según normas internacionales. Una vez establecidas las bases, es posible llevar a cabo la coordinación de aislamiento en una línea de distribución. Esta línea corresponde a la distribuidora AES CLESA en el área de Ateos, y sobre ella se practicará este estudio. Se presentarán los resultados y se comparará con el aislamiento y protección actuales de la línea.

Sobre esta misma línea se aplicará la coordinación de aislamiento por medio de software, con el programa **EMTP-RV** se tomará la configuración de los equipos de aislamiento y protección obtenidas en la coordinación teórica, y se correrá una simulación para confirmar su validez. De ser necesario, se cambiarán los valores de aislamiento, para lograr el mejor resultado posible en la simulación.

Al tener todos los datos de las coordinaciones por métodos teóricos, y por medio de software, se hará una comparación entre ellas, y entre la coordinación real de la línea de distribución.

1.6 DEFINICIONES TÉCNICAS GENERALES

B.I.L (Basic Lightning Impulse Insulation Level): El **BIL** o Nivel de Aislamiento Básico al Impulso de Rayo, se define según La fuerza eléctrica de un aislador expresada en términos de valor pico de un impulso de rayo estándar bajo condiciones atmosféricas estándar.

También se puede definir un **BIL Convencional** y **BIL Estático**:

- **BIL Convencional:** Es el valor pico de un impulso de rayo estándar para el cual el aislamiento no exhibe descarga disruptiva cuando es sujeto de la aplicación de un número específico de estos impulsos bajo condiciones específicas, aplicables a aislamientos NO auto-restaurables.
- **BIL Estático:** Es el valor pico de un impulso de rayo estándar para el cual, el aislamiento exhibe un 90% de probabilidad de resistencia (o un 10% de falla), bajo condiciones específicas, aplicables a aislamientos auto-restaurables.

Tensión Nominal del Sistema: La tensión rms fase-fase, para el cual está diseñado el sistema y en las cuales ciertas características operativas del sistema se relacionan.

Tensión Máxima del Sistema: La tensión rms fase-fase que ocurre en el sistema bajo condiciones de operación normal., y la tensión rms fase-fase para el cual los equipos y otros componentes del sistema están diseñados para operar continua y satisfactoriamente sin deterioro de ningún tipo.

Tensión Soportada: La tensión que un aislador es capaz de manejar.

Sobretensión: Una tensión entre una fase y tierra, o entre dos fases, teniendo un valor pico excediendo la cresta correspondiente al máximo voltaje del sistema.

Valor Cresta o Pico: El valor absoluto máximo de una función, cuando dicho máximo existe.

Aislamiento Externo: El aislamiento por aire y las superficies expuestas de equipo de aislamiento sólido, que son ambos sujeto de estrés dieléctrico, efectos atmosféricos y otras condiciones externas como la contaminación o humedad.

Aislamiento Interno: El aislamiento interno comprende todos los elementos internos sólidos, líquidos y/o gaseosos del equipo de aislamiento, el cual está protegido de los efectos atmosféricos y otras condiciones externas como la contaminación o humedad.

Configuración de Aislamiento: La configuración geométrica completa del aislamiento, incluyendo todos los elementos (aislantes y conductores) que influyen el comportamiento dieléctrico.

Aislamiento NO Auto-Restaurable: Es un tipo de aislamiento que pierde sus propiedades aisladoras o no las recupera en su totalidad, después de una descarga disruptiva causada por

la aplicación de una tensión de prueba; el aislamiento de este tipo es en general, pero no necesariamente, aislamiento interno.

Aislamiento Auto-Restaurable: Es un tipo de aislamiento que recupera completamente sus propiedades aislantes luego de una descarga disruptiva causada por la aplicación de una tensión de prueba: el aislamiento de este tipo es en general, pero no necesariamente, aislamiento externo.

Rayo: Un rayo es una descarga de electricidad estática que se produce generalmente durante las tormentas eléctricas. En las tormentas eléctricas, los rayos se producen por la oposición de cargas generadas por partículas de hielo que se mueven a gran velocidad gracias a los vientos. Estas descargas son tan poderosas que pueden alcanzar hasta los 30,000 voltios.

De acuerdo al interés de nuestro estudio en la norma IEEE Std. C62.82.1-2010d se definen los siguientes conceptos:

Nivel de protección de impulso de rayo de un dispositivo protegido contra sobretensiones: La tensión máxima de impulso de rayo esperada en las terminales de un dispositivo protegido contra sobretensiones bajo condiciones de operación especificadas. Nota- Los niveles de protección para impulsos de rayo son simulados por lo siguiente: 1) Tensión de descarga y 2) El más alto de las características: Tensión de impulso de chispeo de 1.2/50 o la tensión de descarga para una magnitud de corriente específica y su forma de onda.

Sobretensión de Rayo: Es un tipo de sobretensión transitoria en la cual una tensión rápida es producida por un rayo. Una sobretensión así es usualmente unidireccional y de muy poca duración. Una forma de onda típica es mostrada en la Figura 1.

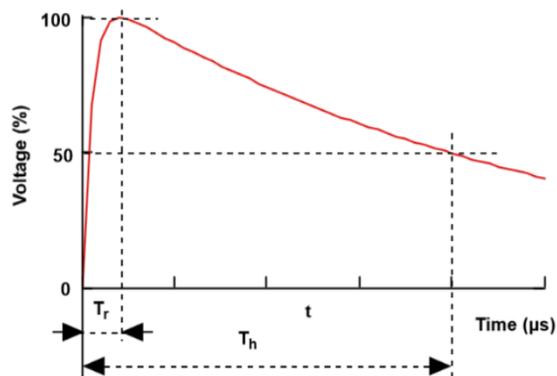


Fig. 1: Sobretensiones de Rayo ($T_r=0.1-20\mu s$, $T_h < 300\mu s$, donde T_r es el valor de tiempo a cresta, y T_h es el valor del tiempo a la mitad).

Nivel de Protección: El nivel de protección de un descargador es la cresta de tensión máxima que aparece a través de las terminales de los descargadores, bajo condiciones especificadas de operación. Para descargadores de óxidos metálicos sin explosores, el nivel de protección es la tensión de descarga de los descargadores para una corriente de descarga especificada.

Para descargadores son explosores (Shunt o en Serie), el nivel de protección es la tensión más alta del arco eléctrico del explosor o la tensión de descarga.

Nivel de Protección de Impulso por Rayos (LPL)¹: Es la más alta de las tensiones de descarga establecidas en pruebas utilizando 8/20 impulsos de descarga de corriente o las tensiones del arco eléctrico de los explosores para una tensión de onda especificada de una sobretensión.

Nivel de Protección de Frente de Onda (FOW): El nivel de protección de frente de onda para los descargadores de óxidos metálicos es el más alto de:

- a) El valor de tensión de descarga pico resultante de una onda de corriente a través de los descargadores, clasificable dentro de la magnitud de una corriente de rayo, con un índice de subida suficiente para producir un valor pico de tensión en el descargador en 0.5 μ s.
- b) La tensión del arco eléctrico en el explosor para valores de subida de formas de onda especificados en *IEEE Std C62.11-2005*.

Nivel de Protección de Impulso por Swicheo (SPL)² : El SPL es el más alto de uno de los:

- a) El valor de tensión de descarga pico resultante de una onda de corriente a través del descargador, clasificable dentro de la magnitud de una corriente de swicheo, con un índice de subida suficiente para producir un valor pico de tensión en el descargador dentro del rango de 45 μ s a 60 μ s.
- b) La tensión del arco eléctrico en el explosor en similares formas de onda.

Fuerza de Aislamiento (En Descargadores).

Niveles de resistencia de aislamiento para equipos de interés en aplicaciones de descargadores:

- a) CWW. Para aislamiento No-Orgánico puede tomarse como el 1.15 del BIL; y para aislamiento Orgánico puede tomarse el mismo valor del BIL.
- b) BIL
- c) BSL (Basic Switching Impulse Insulation Levels). Nivel Básico de Aislamiento a Impulsos por Swicheo.

¹ Para valores de corrientes en pruebas consultar IEEE Std. C62.11-2005

² Para valores de corrientes en pruebas consultar IEEE Std. C62.11-2005

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.

El concepto de Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica de acuerdo a lo establecido por la SIGET (Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones) se define de la siguiente manera:

Sistemas de Distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media y baja tensión. Está formado por los circuitos que se inician en las subestaciones de distribución y suministran energía a los transformadores de distribución. En la siguiente figura se presenta el sistema eléctrico en El Salvador, en donde se indican los sistemas de distribución en media tensión:

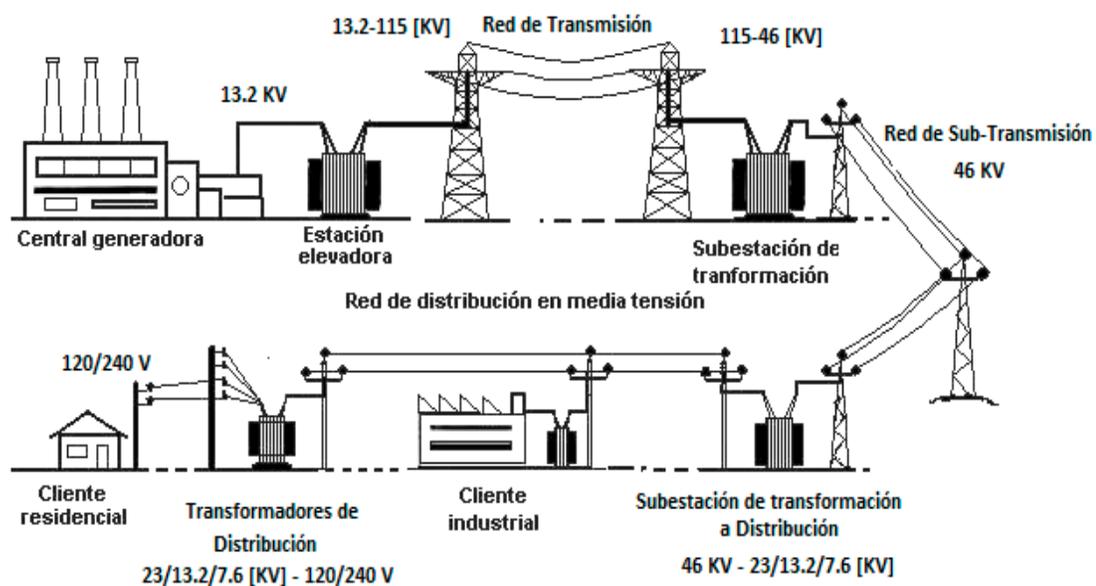


Fig. 2: Sistema Eléctrico de El Salvador.

2.1.1 EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SALVADOR.

Las distribuidoras son las entidades poseedoras y operadoras de subestaciones, y redes de transporte de energía eléctrica, cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje a un usuario final. Las redes están diseñadas para transportar energía eléctrica a media tensión y luego hacerla útil a los usuarios finales, al disminuir la tensión por medio de transformadores de tensión, que se encuentran distribuidos en la red según la demanda. Debido a sus características, las empresas de distribución operan en condiciones reguladas de tarifas y

calidad de entrega del suministro; no obstante lo anterior, y con base en los principios de la regulación existente en El Salvador, la competencia en la distribución está permitida. Entre sus funciones principales podemos mencionar que son las encargadas de comercializar y distribuir energía eléctrica a través de sus redes hacia centros de consumo y usuarios finales. Además, deben mantener y expandir sus redes de distribución permitiendo el acceso a nuevos usuarios y a la generación distribuida.

La actividad de distribución en El Salvador la realizan el Grupo AES El Salvador, conformado por las empresas que se indican en la Tabla 1; y las empresas distribuidoras que se muestran en la Tabla 2:

	<i>Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador, S.A. de C.V.</i>
	<i>AES CLESA & Cia S. en C. de C.V.</i>
	<i>Empresa Eléctrica de Oriente, S.A. de C. V</i>
	<i>Distribuidora Eléctrica de Usulután, S.A. de C.V.</i>

Tabla 1: Grupo AES El Salvador.

	<i>Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C. V</i>
	<i>Distribuidora Eléctrica Salvadoreña, S.A. de C. V</i>
	<i>B&D Servicios Técnicos S.A. de C.V.</i>
	<i>Abruzzo S.A de C. V</i>

Tabla 2: Empresas Distribuidoras de El Salvador.

De acuerdo al *Boletín de Estadísticas Eléctricas N°17, 2015* publicado por SIGET se tienen los siguientes datos:

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
ÁREA SERVIDA KM²	4,615.0	4,287.0	4,696.0	6,270.0	1,580.0	249.0	9.0	
No. De Abonados al 31/12/15	582,748	366,713	376,596	290,374	75,958	14,011	880	148
Baja Tensión	579,118	364,031	374,244	288,943	75,613	13,953	861	146
Media tensión	3,575	2,682	2,301	1,425	342	58	19	2
Servicios Especiales	55		51	6	3			
KM DE LÍNEA	10,641	10,617	10,607	12,718	2,618	247	15.00	42
Baja Tensión	5,603	5,729	5,108	6,092	1,390	108	4.00	27
Media tensión	5,038	4,888	5,499	6,626	1,227	139	11.00	15
Pérdidas T. (%)	9.37%	9.14%	10.42%	12.85%	13.94%	3.59%	1.88%	nd
Técnicas	6.81%	7.10%	7.95%	9.95%	11.10%	2.10%	1.88%	nd
No Técnicas	2.56%	2.04%	2.46%	2.90%	2.84%	1.49%	0.00%	nd
Venta Final de energía (GWh)	2166,284	1506,885	887,608	552,810	130,830	94,970	31,110	2,290

Tabla 3: Principales datos de Distribuidoras.

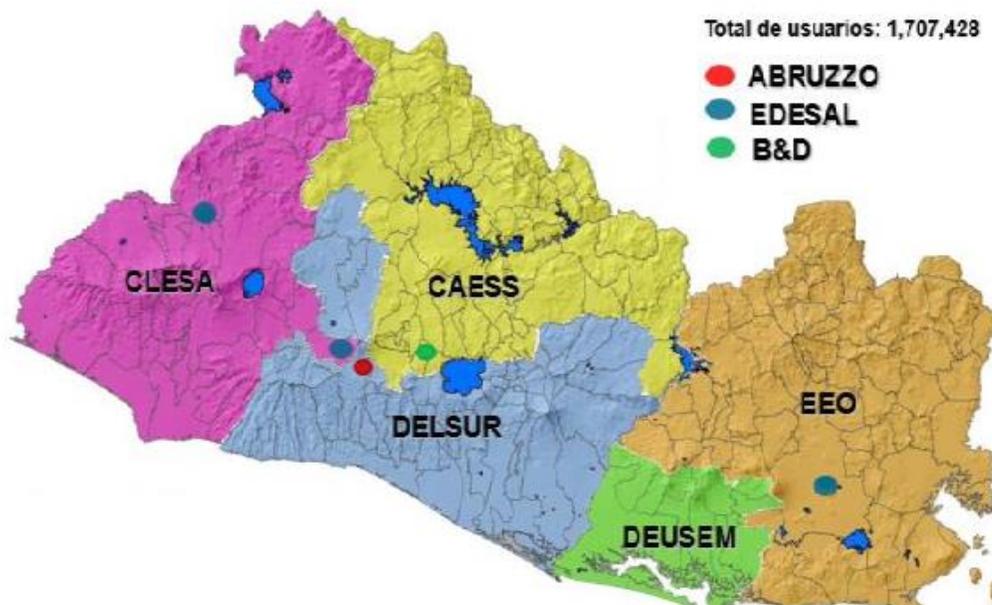


Fig. 3: Área de influencia de las compañías distribuidoras, informe SIGET 2015.

2.1.2 NIVELES DE TENSIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR.

De acuerdo a Ley General de Electricidad, capítulo I: Disposiciones Generales, el Art. 4 se establecen definiciones para los efectos de la presente Ley. Para el objetivo de nuestro estudio se indican las siguientes definiciones:

- a. Alto voltaje:** Es el nivel de tensión igual o superior a 115 kilovoltios.
- b. Bajo voltaje:** Es el nivel de tensión inferior a 115 kilovoltios.
- d. Conexión:** Es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución.
- e. Distribuidor:** Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje.
- k. Red de distribución:** Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en bajo voltaje.
- m. Usuario final:** Es quien compra la energía eléctrica para uso propio.

Además podemos mencionar lo que se indica en el reglamento de Términos y Condiciones Generales al Consumidor Final, del Pliego Tarifario 2017, en el Capítulo I Derechos y Obligaciones; literal B. Categoría Tarifaria, el Art. 8 indica que para los efectos del pliego tarifario 2016, el suministro de energía en las redes de distribución se clasifica en dos categorías de tensión, las cuales son las siguientes:

- **Baja Tensión (BT):** son los suministros que se realizan a niveles de voltajes menores o iguales que 600 voltios.
- **Media Tensión (MT):** son los suministros que se realizan a niveles de voltaje superiores a 600 voltios e inferiores a 115,000 voltios.

Es importante señalar que se debe constatar que se cumplan con la Norma Técnica de Conexiones y Reconexiones de Redes de Distribución en Baja y Media tensión. En el capítulo V: Valores nominales de voltaje y frecuencia; el Art. 26 indica los niveles de tensión estandarizados para los suministros de energía eléctrica.

En la Tabla 4 se muestran las Tensiones Eléctricas y Sistemas Normales de Distribución en Media Tensión.

TENSIÓN NOMINAL (VOLTIOS)
4,160Y/2,400
13,200Y/7,620
22,860Y/13,200
34,500
46,000

Tabla 4: Tensiones nominales en Media Tensión en el país.

Además, en la Tabla 5 se indica las Tensiones Eléctricas en Baja Tensión.

TENSIÓN NOMINAL (VOLTIOS)
120
120/240
240

Tabla 5: Tensiones nominales en Baja Tensión en el país.

La frecuencia nominal de los sistemas de distribución en nuestro país es de 60 Hertz.

2.2 AISLADORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En un principio es necesario conocer las generalidades sobre aisladores, identificar cuáles son las propiedades eléctricas y mecánicas; por lo que definiremos que es un aislante eléctrico y su funcionamiento.

Se define como aislante eléctrico sobre un material el cual carece de capacidad de conducción de electricidad, siendo este utilizado para separar conductores eléctricos evitando un cortocircuito y para mantener alejadas del usuario en determinadas partes de los sistemas eléctricos que de tocarse accidentalmente cuando se encuentran en tensión pueden producir una descarga. Los más frecuentemente utilizados son los materiales plásticos y las cerámicas. Las piezas empleadas en torres de alta tensión empleadas para sostener o sujetar los cables eléctricos sin que éstos entren en contacto con la estructura metálica de las torres se denominan aisladores.

Los aisladores eléctricos, o dieléctricos, son materiales que pueden soportar el flujo de corriente eléctrica. En otras palabras, son materiales no conductores. En si los aisladores son lo contrario de los conductores eléctricos que permiten que la electricidad fluya a través de un material. Los aisladores eléctricos ayudan al abrigo, protección o apoyo de conductores eléctricos de manera que los flujos de corriente eléctrica. También los aisladores son materiales de protección que ayudan a prevenir descargas eléctricas o chispas.

ANSI/NEMA C29.1- 1988 Define a un aislador como: Un dispositivo destinado a dar soporte flexible o rígida para conductores eléctricos o equipos y para aislar conductores, equipo de tierra o de otros conductores y o equipos. Un aislante comprende una o más partes de aislamiento a la que los dispositivos de conexión (accesorios de metal) a menudo están unidos de forma permanente.

A niveles de distribución los aisladores más comunes de utilizar son los aisladores cerámicos y poliméricos, pero dentro de otra clase de aisladores, también encontraremos aisladores que son de materiales compuestos.

El estándar **IEEE-1024** define un **aislador compuesto** como: Un aislador que tiene al menos dos partes aislantes, un núcleo de soporte de carga equipado con accesorios de metal y una carcasa externa. Los aisladores compuestos, por ejemplo, pueden consistir en cubiertas individuales montados en el núcleo, con o sin un revestimiento intermedio. Alternativamente,

la carcasa aislante puede estar directamente moldeada o montada en varias piezas sobre el núcleo. De acuerdo a los niveles de tensión y el tipo material que están constituidos los aisladores se dividen en los siguientes tipos.

2.2.1 TIPOS DE AISLADORES

Históricamente se han utilizado distintos materiales tales como porcelana, vidrio, y actualmente materiales compuestos, la evolución ha ocurrido en la búsqueda de mejores características, funcionamiento y reducción de costos. Entre las características importantes se pueden mencionar las siguientes:



AISLADORES DE PORCELANA: El material es particularmente resistente a compresión, es una pasta de arcilla, caolín, cuarzo o alúmina se le da forma, y por horneado se obtiene una cerámica de uso eléctrico.



AISLADORES DE VIDRIO: Cristal templado que cumple la misma función de la porcelana, se trabaja por moldeado colándolo, debiendo ser en general de menos costo.



AISLADORES COMPUESTOS: Fibras de vidrio y resina en el núcleo, y distintas "gomas" en la parte externa, con formas adecuadas, han introducido en los años mas recientes la tecnología del aislador compuesto.



AISLADORES POLIMÉRICOS: Son fabricados con resina epóxica. La resina epóxica es un polímero termoestable de alta ingeniería que posee muy buenas propiedades eléctricas y mecánicas y resiste esfuerzos de compresión y flexión. Es también resistente a golpes, vibración y abrasión

Fig. 4: Tipos de Aisladores.

AISLADORES DE PORCELANA

A continuación se presentan los tipos de aisladores de porcelana de acuerdo a los voltajes en las redes de distribución de media tensión en nuestro país, con sus respectivas especificaciones técnicas bajo las normas ANSI indicadas en cada tipo de aislador.

- **Aislador Tipo Pin Sencillo o Espiga voltaje de aplicación de 13.2 kV.**

El aislador tipo pin sencillo clase 55-4 bajo la norma ANSI C29.5 se representa en la Fig. 5, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

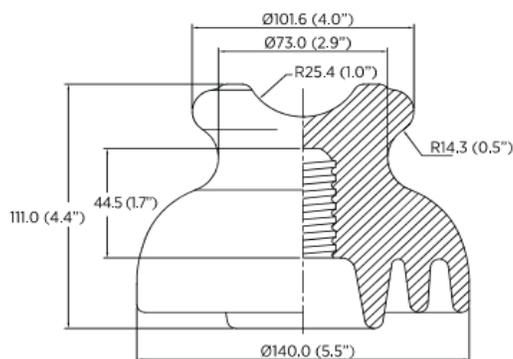


Fig. 5: Aislador tipo pin sencillo ANSI 55-4.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	127
Distancia de fuga	229
Altura mínima del espigo	127
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo. kN	13
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	13.2
Flameo de baja frecuencia en seco	65
Flameo de baja frecuencia en húmedo	35
Flameo crítico al impulso positivo	105
Flameo crítico al impulso negativo	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	95
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	50

Tabla 6: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo sencillo ANSI 55-4.

Al evaluar más detenidamente las dimensiones del aislador, se encuentran dos características que son relevantes para este estudio. Estas características son *las distancias de arco eléctrico en seco*, y *la distancia de fuga*. En las figuras siguientes se representa dichas características.

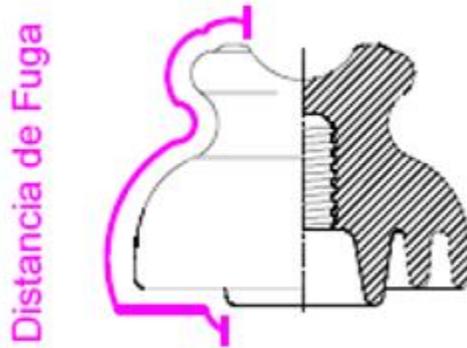


Fig. 6: Distancia de fuga de Aislador pin sencillo ANSI 55-4.

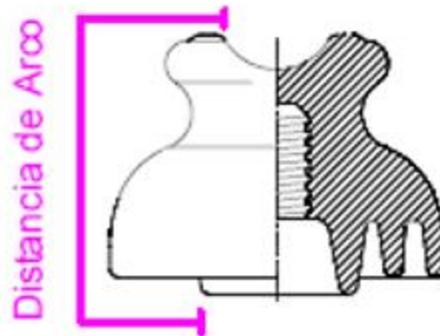


Fig. 7: Distancia de arco de Aislador pin sencillo ANSI 55-4.

Aunque ambas distancias se miden de la base o pin del aislador, hasta el punto que sostiene el conductor. La distancia de fuga se refiere a una pérdida de corriente, que para que se puede dar, la corriente de fuga tiene que recorrer la distancia especificada para este aislador. Mientras que la distancia de arco, se refiere a la cantidad de aire (dieléctrico) que la tensión tiene que vencer para causar una falla de arco eléctrico en el aislador. Una falla de arco en el aire, no necesariamente daña el aislador, ya que el arco ocurre a la distancia especificada para este aislador, y fuera del elemento.

Se tiene que tomar en cuenta que las condiciones de humedad y temperatura, afectan el aire, por lo que la resistencia dieléctrica del aire en esa distancia es variable.

De la misma manera se puede emplear un aislador tipo pin sencillo clase 55-5 cuando se requiera una distancia de fuga mayor, cumpliendo las condiciones que lo requiera bajo la misma norma ANSI C29.5:

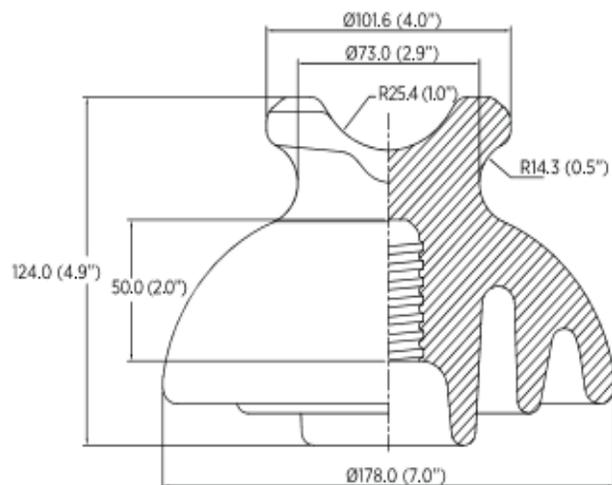


Fig. 8: Aislador tipo pin sencillo ANSI 55-5.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	159
Distancia de fuga	305
Altura mínima del espigo	152
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo, kN	13
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	15
Flameo de baja frecuencia en seco	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	45
Flameo crítico al impulso positivo	130
Flameo crítico al impulso negativo	150
Voltaje de perforación a baja frecuencia	115
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	15
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	100

Tabla 7: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin sencillo ANSI 55-5.

- **Aislador Tipo Pin Sencillo o Espiga voltaje de aplicación de 23 kV.**

El aislador tipo pin sencillo clase 55-7 bajo la norma ANSI C29.5 se representa en la Fig. 9, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

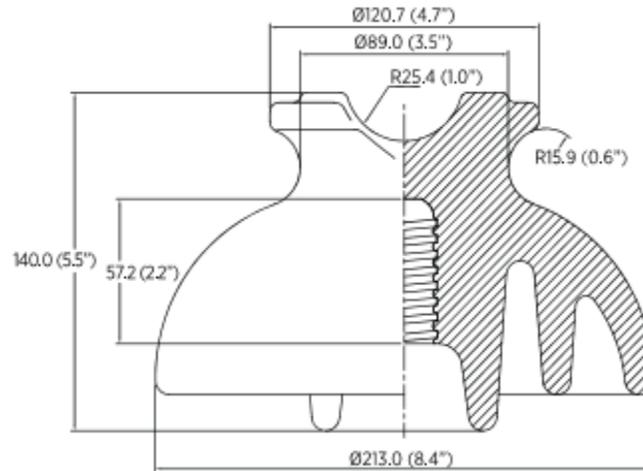


Fig. 9: Aislador tipo pin sencillo ANSI 55-7.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	203
Distancia de fuga	381
Altura mínima del espigo	191
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo. kN	13
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	23
Flameo de baja frecuencia en seco	100
Flameo de baja frecuencia en húmedo	50
Flameo crítico al impulso positivo	150
Flameo crítico al impulso negativo	170
Voltaje de perforación a baja frecuencia	135
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	22
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	100

Tabla 8: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin sencillo ANSI 55-7.

- **Aislador tipo pin doble o Espiga voltaje de aplicación de 23kV.**

El aislador tipo pin doble clase 56-1 bajo la norma ANSI C29.6 se representa en la Fig. 10, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

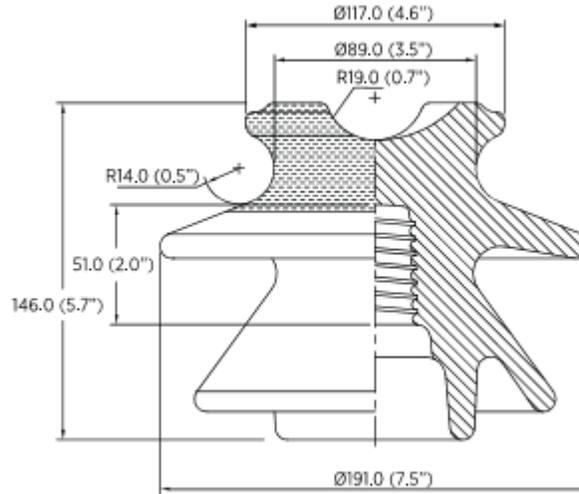


Fig. 10: Aislador tipo pin doble ANSI 56-1.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	178
Distancia de fuga	330
Altura mínima del espigo	152
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo. kN	13
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	23
Flameo de baja frecuencia en seco	95
Flameo de baja frecuencia en húmedo	60
Flameo crítico al impulso positivo	150
Flameo crítico al impulso negativo	160
Voltaje de perforación a baja frecuencia	130
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	15
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	100

Tabla 9: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin doble ANSI 56-1.

De la misma forma se han evaluado más detenidamente las dimensiones del aislador tipo pin doble con voltaje de aplicación de 23kV. Estas características son *las distancias de arco eléctrico en seco*, y *la distancia de fuga*. En las figuras siguientes se representa dichas características.

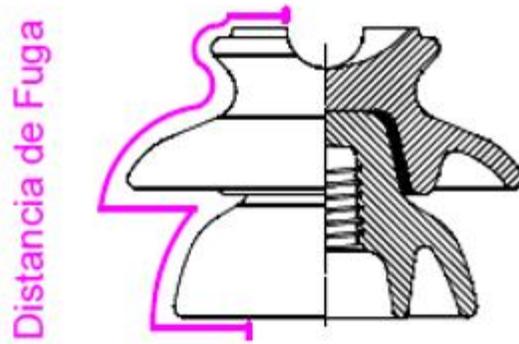


Fig. 11: Distancia de fuga de Aislador tipo pin doble ANSI 56-1.

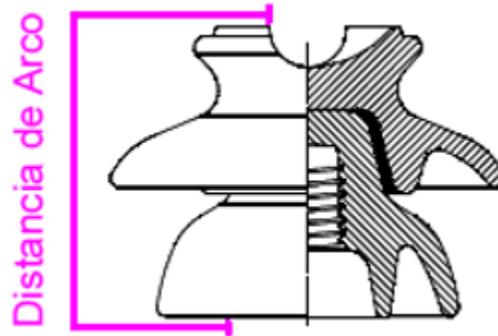


Fig. 12: Distancia de arco de Aislador tipo pin doble ANSI 56-1.

Los conceptos de dichas características fueron explicados anteriormente, para cada tipo de aislador *la distancia de fuga* y *la distancia de arco* son diferente pero el concepto es aplicable para cada uno.

- **Aislador tipo pin doble o Espiga voltaje de aplicación 34.5 kV.**

El aislador tipo pin doble clase 56-3 bajo la norma ANSI C29.6 se representa en la Fig. 13, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

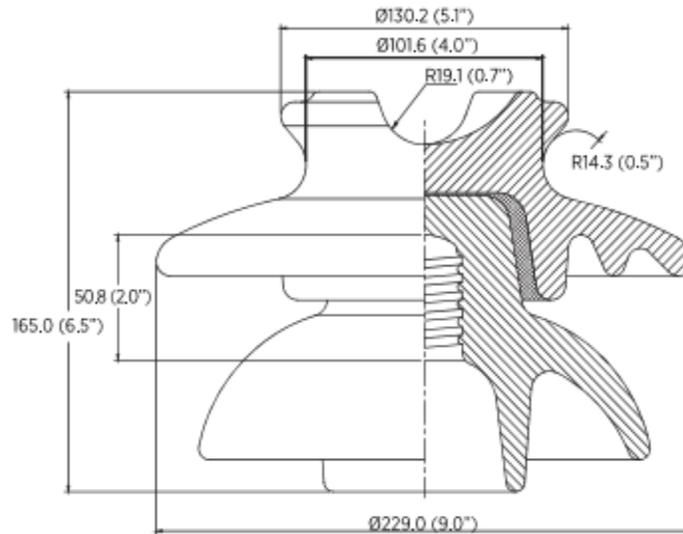


Fig. 13: Aislador tipo pin doble ANSI 56-3.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	241
Distancia de fuga	533
Altura mínima del espigo	203
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo. kN	13
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	34.5
Flameo de baja frecuencia en seco	125
Flameo de baja frecuencia en húmedo	80
Flameo crítico al impulso positivo	200
Flameo crítico al impulso negativo	265
Voltaje de perforación a baja frecuencia	165
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	30
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	200

Tabla 10: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo pin doble ANSI 56-3.

- **Aislador Tipo Poste o Columna (Line Post) voltaje de aplicación de 23 kV.**

El aislador line post clase 57-1 bajo la norma ANSI C29.7 se representa en la Fig. 14, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

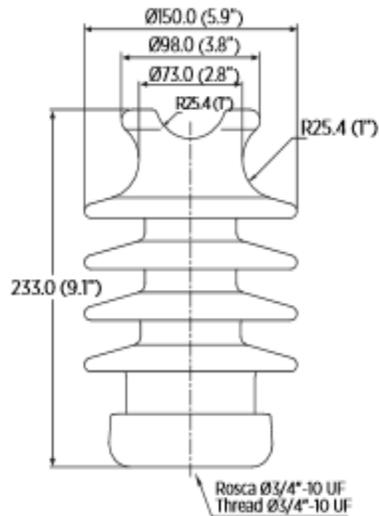


Fig. 14: Aislador line post clase ANSI 57-1.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	165
Distancia de fuga	356
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo. kN	12.5
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	23
Flameo de baja frecuencia en seco	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	60
Flameo crítico al impulso positivo	130
Flameo crítico al impulso negativo	155
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	15
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	100

Tabla 11: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador line post ANSI 57-1.

- **Aislador Tipo Poste o Columna (Line Post) voltaje de aplicación de 34.5 kV:**

El aislador line post clase 57-2 bajo la norma ANSI C29.7 se representa en la Fig. 15, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

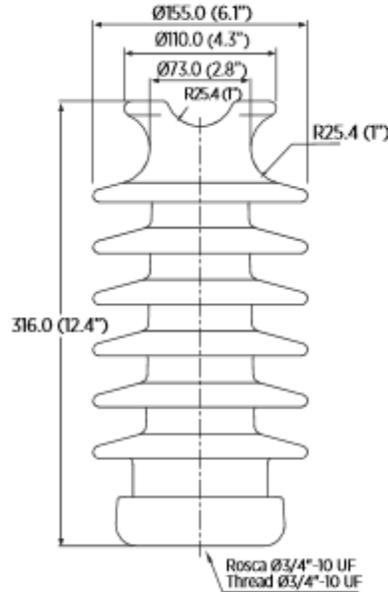


Fig. 15: Aislador line post ANSI 57-2.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	241
Distancia de fuga	559
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo. kN	12.5
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	35
Flameo de baja frecuencia en seco	110
Flameo de baja frecuencia en húmedo	85
Flameo crítico al impulso positivo	180
Flameo crítico al impulso negativo	205
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	22
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	100

Tabla 12: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador line post ANSI 57-2.

De la misma forma se han evaluado más detenidamente las dimensiones del aislador tipo line post con voltaje de aplicación de 35kV. Estas características son *las distancias de arco eléctrico en seco*, y *la distancia de fuga*. En las figuras siguientes se representa dichas características.



Fig. 16: Distancia de fuga de Aislador tipo line post ANSI 57-2.

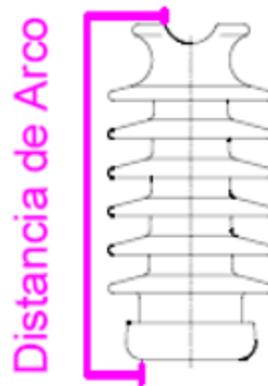


Fig. 17: Distancia de arco de Aislador tipo line post ANSI 57-2.

Los conceptos de dichas características fueron explicados anteriormente, para cada tipo de aislador *la distancia de fuga* y *la distancia de arco* son diferente pero el concepto es aplicable para cada uno.

- **Aislador Tipo Poste o Columna (Line Post) voltaje de aplicación de 46 kV:**

El aislador line post clase 57-3 bajo la norma ANSI C29.7 se representa en la Fig. 18, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

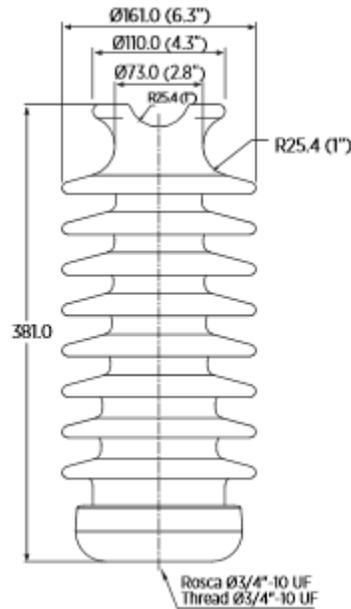


Fig. 18: Aislador line post clase ANSI 57-3.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	311
Distancia de fuga	750
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia en voladizo. kN	12.5
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	45
Flameo de baja frecuencia en seco	125
Flameo de baja frecuencia en húmedo	100
Flameo crítico al impulso positivo	210
Flameo crítico al impulso negativo	260
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	30
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	100

Tabla 13: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo line post ANSI 57-3.

- **Aisladores de suspensión de porcelana voltaje de aplicación de 46kV:**

El aislador tipo suspensión de porcelana clase 52-1 bajo la norma ANSI C9.2A se representa en la Fig. 19, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

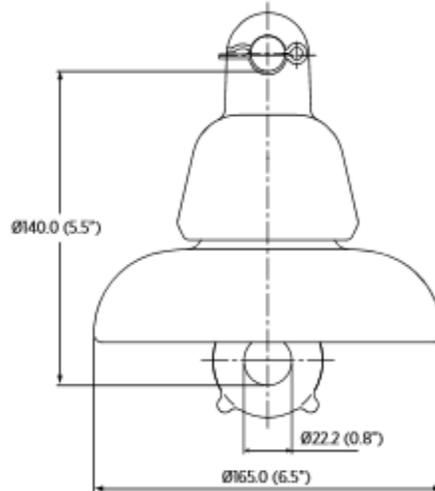


Fig. 19: Aislador tipo suspensión del tipo ANSI 52-1.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	114
Distancia de fuga	178
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia combinada eléctrica y mecánica kN	44
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	45
Flameo de baja frecuencia en seco	60
Flameo de baja frecuencia en húmedo	30
Flameo crítico al impulso positivo	100
Flameo crítico al impulso negativo	100
Voltaje de perforación a baja frecuencia	80
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	7.5
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	50

Tabla 14: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo suspensión ANSI 52-1.

De la misma forma se han evaluado más detenidamente las dimensiones del aislador tipo suspensión de porcelana con voltaje de aplicación de 46kV. Estas características son *las distancias de arco eléctrico en seco, y la distancia de fuga*. En las figuras siguientes se representa dichas características.

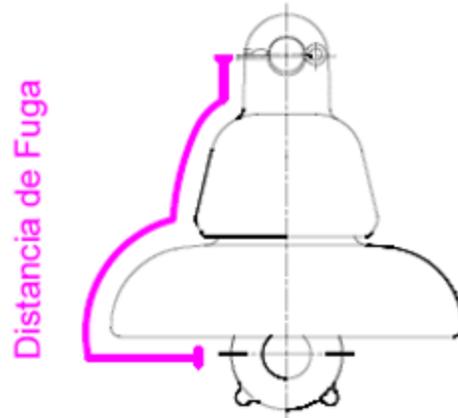


Fig. 20: Distancia de fuga para Aislador de suspensión ANSI 52-1.

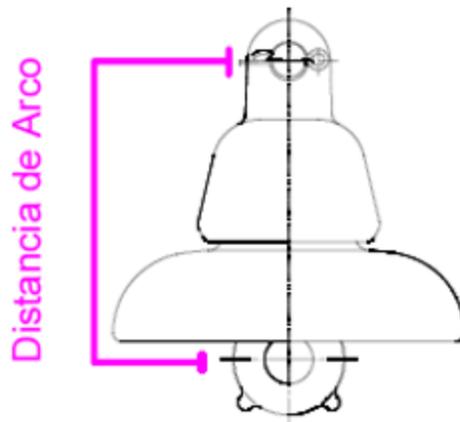


Fig. 21: Distancia de arco de Aislador de suspensión ANSI 52-1.

Los conceptos de dichas características fueron explicados anteriormente, para cada tipo de aislador *la distancia de fuga y la distancia de arco* son diferente pero el concepto es aplicable para cada uno.

- **Aislador de suspensión de porcelana voltajes de aplicación de 24, 34.5 y 46 kV:**

El aislador tipo suspensión de porcelana clase 52-4 bajo la norma ANSI C9.2B se representa en la Fig. 22, posteriormente se muestran las especificaciones técnicas:

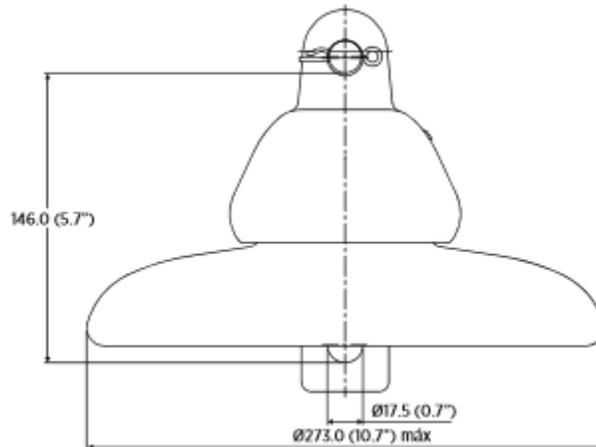


Fig. 22: Aislador de tipo suspensión ANSI 52-4.

DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	197
Distancia de fuga	300
VALORES MECÁNICOS	
Resistencia combinada eléctrica y mecánica kN	44
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Flameo de baja frecuencia en seco	80
Flameo de baja frecuencia en húmedo	50
Flameo crítico al impulso positivo	125
Flameo crítico al impulso negativo	130
Voltaje de perforación a baja frecuencia	110
RADIO INFLUENCIA	
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	10
RIV máximo a 1,000 kHz, μV	50

Tabla 15: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aislador tipo suspensión ANSI 52-4.

Un aislador polimérico es un tipo de aislador empleado tanto en líneas eléctricas de transmisión y distribución, así también como en subestaciones, y que se caracterizan por estar constituidos por un núcleo central de material sólido, usualmente fibra de vidrio, y una cubierta exterior aislante de material polimérico, que además se caracteriza por ser flexible. Esto los diferencia de otro tipo de aisladores empleados más tradicionalmente en líneas y subestaciones eléctricas, que son de porcelana, vidrio o cerámica.

Las principales ventajas que presenta este tipo de aislador son su resistencia mecánica frente a golpes derivada de su flexibilidad y mejor comportamiento ante la contaminación derivada de las características del material polimérico. Por ello han ido progresivamente reemplazando a los aisladores de cerámica o porcelana.

Los aisladores poliméricos deben ser livianos, resistentes a los actos de vandalismo e inmunes a daños causados por agua, rayos ultravioletas o radiación solar. Los aisladores deben poseer aletas de diseño aerodinámico, para facilitar su auto limpieza por efecto del viento y lluvia. No se aceptarán polímeros de EPDM (caucho etileno propileno dieno) o combinaciones de EPDM con silicona.

Las características que se deberán de cubrir dentro de la construcción de los aisladores poliméricos son las siguientes:

- **Núcleo de fibra de vidrio:**

El núcleo de fibra de vidrio en la matriz de la resina epóxica se rige por la norma IEC 61109 o ANSI C29.11. El núcleo transmitirá los esfuerzos mecánicos producidos por los conductores y proporcionará el aislamiento eléctrico necesario. El núcleo terminado deberá ser resistente al ataque ácido e hidrólisis, para evitar el ingreso de humedad y provocar su rotura por corrosión. En sus extremos dispondrá de los herrajes de sujeción.

- **Recubrimiento Polimérico del núcleo:**

Alrededor del núcleo de fibra de vidrio deberá haber un recubrimiento de aislante en goma de silicona, de una sola pieza, sin juntas ni costuras. Este recubrimiento deberá ser uniforme alrededor de la circunferencia del núcleo, en toda la longitud del aislador, formando una superficie hidrófuga protectora, aún bajo condiciones de contaminación severa, que no se degrade en largos períodos de tiempo.

- **Campanas aislantes:**

Las campanas aislantes serán construidas de goma de silicona, vulcanizada de alta temperatura, moldeadas bajo presión y estarán firmemente unidas a la cubierta del núcleo, por un procedimiento donde el fabricante asegure que la resistencia entre las campanas y el recubrimiento polimérico del núcleo, sea mayor que la resistencia al desgarramiento del material aislante. Las campanas serán suaves y libres de imperfecciones; resistentes a la contaminación; buena resistencia a la formación de caminos de descarga superficial de banda seca (tracking), la erosión, la temperatura, inflamabilidad y la acción de la radiación ultravioleta. Los aisladores serán de color gris claro. El diseño será simétrico al eje

transversal. La cantidad y diámetro de las campanas serán los adecuados para garantizar los valores eléctricos en los cuadros de características técnicas garantizadas. Finalmente, el ensamble completo constituirá una unidad totalmente sellada.

Los tipos de aisladores poliméricos, o *Composite Insulators* en inglés, que se examinarán, son los tipos más comúnmente utilizados en El Salvador, y se ven regidos según las normas *ANSI/NEMA*. Estos son los:

1. Aisladores Poliméricos de Suspensión en Distribución o Composite Distribution Deadend Insulators [ANSI/NEMA C29.13 - 2012]

En este tipo de aplicaciones, una cadena de aisladores de disco es ahora reemplazada por un único aislador polimérico, lo que además simplifica su instalación o reemplazo.

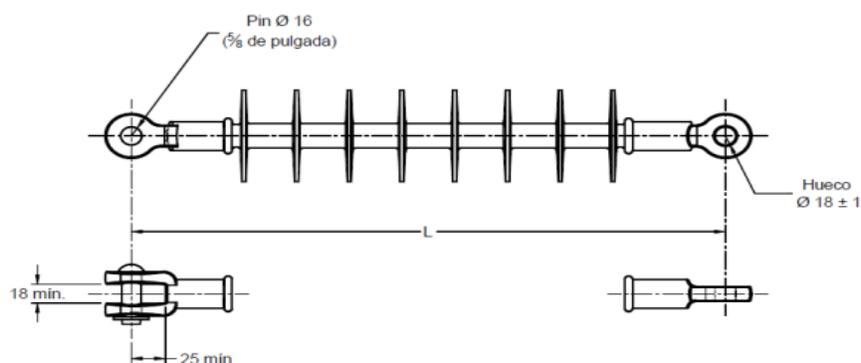


Fig. 23: Aisladores de suspensión polimérico.

	DS-15	DS-28	DS-35	DS-46
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm				
Distancia de fuga	355	560	740	900
Longitud	300 ± 15	430 ± 25	525 ± 60	590 ± 50
VALORES MECÁNICOS				
Carga mecánica normal kN	44.5	44.5	44.5	44.5
Torsión, Nm	47.5	47.5	47.5	47.5
VALORES ELÉCTRICOS, kV				
Tensión máxima de operación	23	25	35	46
Flameo de baja frecuencia en seco	90	130	145	180
Flameo de baja frecuencia en húmedo	65	100	130	145
Flameo crítico al impulso positivo	140	190	250	280
RADIO INFLUENCIA				
Voltaje de prueba RMS a tierra, kV	15	20	30	30
VRI máximo a 1,000 kHz, μV	10	10	10	10

Tabla 16: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aisladores poliméricos de suspensión.

2. Aisladores Poliméricos Tipo Line Post en Distribución o Composite Distribution Line Post Insulators [ANSI/NEMA C29.18 - 2013]

Este tipo de aislador es usado para reemplazar los aisladores cerámicos tipo pin o espiga, y también los aisladores cerámicos tipo Line Post. Manteniendo siempre, todas las ventajas de los aisladores poliméricos sobre los cerámicos.

Los diferentes tipos de aisladores poliméricos tipo Line Post, se utilizan según la instalación lo requiera.

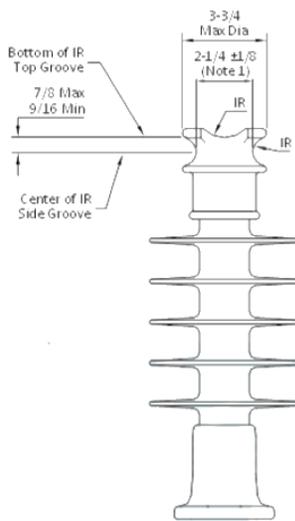


Figure 1. Vertical Tie-Top C-Neck type.
Classes 51-1C, 51-2C, 51-3C, & 51-4C

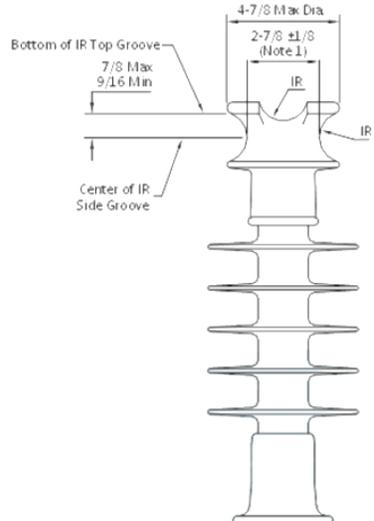


Figure 2. Vertical Tie-Top F-Neck type.
Classes 51-1F, 51-2F, 51-3F, & 51-4F

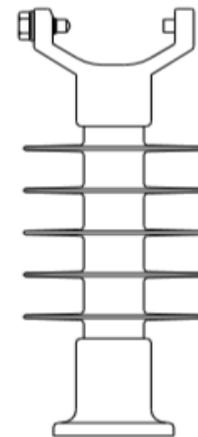


Figure 3. Vertical clamp-top center topped base type.
Classes 51-11, 51-12, 51-13, 51-14, 51-15, & 51-16.

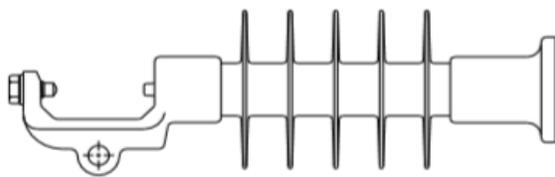


Figure 4. Horizontal clamp-top center topped base type.
Classes 51-21, 51-22, 51-23, 51-24, 51-25, & 51-26.

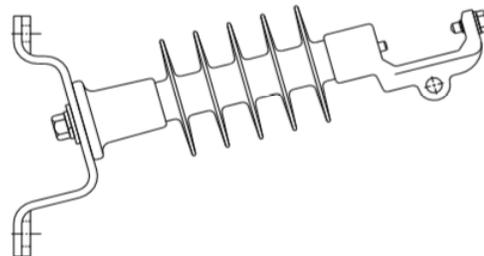


Figure 5. Horizontal clamp-top gain base type.
Classes 51-31, 51-32, 51-33, 51-34, 51-35, & 51-36.

Fig. 24: Diferentes tipos de aisladores poliméricos de distribución "Line Post".

Sus especificaciones eléctricas y mecánicas se presentan en la siguiente tabla:

Class	Low frequency flashover		Critical impulse flashover	Radio influence voltage		Section length	Leakage distance	Dry arcing distance	Specified cantilever load	Specified tensile load	Center-hole nominal thread size ²	Fig.
	Dry kV	Wet kV	(Positive) kV	Test voltage ¹ kV	Max RIV at 1 MHz microvolts	Inches	Inches	Inches	SCL Pounds	STL Pounds	Inches	
Vertical tie-top C-neck Center tap base type												
51-1C	55	30	95	10	100	11.8 ± 1.5	10	5.2	2400	2000	3/4	1
51-2C	70	50	120	15	100	14.7 ± 1.5	14	6.5	2400		3/4	
51-3C	100	70	160	22	100	15.7 ± 2.5	22	9.5	2400		3/4	
51-4C	125	95	200	30	200	18.1 ± 2.5	29	12.25	2240		3/4	
Vertical tie-top F-neck Center tap base type												
51-1F	55	30	95	10	100	11.8 ± 1.5	10	5.2	2400	2000	3/4	2
51-2F	70	50	120	15	100	14.7 ± 1.5	14	6.5	2400		3/4	
51-3F	100	70	160	22	100	15.7 ± 2.5	22	9.5	2400		3/4	
51-4F	125	95	200	30	200	18.1 ± 2.5	29	12.25	2240		3/4	
Vertical clamp-top Center tap base type												
51-11	55	30	95	10	100	11.8 ± 1.5	10	5.2	2400	5000	3/4	3
51-12	70	50	120	15	100	14.7 ± 1.5	14	6.5	2400		3/4	
51-13	100	70	160	22	100	15.7 ± 2.5	22	9.5	2400		3/4	
51-14	125	95	200	30	200	18.1 ± 2.5	29	12.25	2240		3/4	
51-15	160	130	265	44	200	22.8 ± 2.5	42	17.25	2400		3/4	
51-16	180	150	300	44	200	25.9 ± 2.5	51	19.25	2400		7/8	
Horizontal clamp-top Center tap base type												
51-21	55	30	95	10	100	11.8 ± 1.5	10	5.2	2400	5000	3/4	4
51-22	70	50	120	15	100	14.7 ± 1.5	14	6.5	2400		3/4	
51-23	100	70	160	22	100	15.7 ± 2.5	22	9.5	2400		3/4	
51-24	125	95	200	30	200	18.1 ± 2.5	29	12.25	2240		3/4	
51-25	160	130	265	44	200	22.8 ± 2.5	42	17.25	2400		3/4	
51-26	180	150	300	44	200	25.9 ± 2.5	51	19.25	2400		7/8	
Horizontal clamp-top Gain base type												
51-31	55	30	95	10	100	14.8 ± 2.5	10	5.2	2400	5000	--	5
51-32	70	50	120	15	100	17.7 ± 2.5	14	6.5	2400		--	
51-33	100	70	160	22	100	18.7 ± 2.5	22	9.5	2400		--	
51-34	125	95	200	30	200	21.0 ± 2.5	29	12.25	2240		--	
51-35	160	130	265	44	200	25.8 ± 2.5	42	17.25	2400		--	
51-36	180	150	300	44	200	28.1 ± 2.5	51	19.25	2400		--	

Tabla 17: Especificaciones eléctricas y mecánicas para aisladores poliméricos tipo Line Post.

De la igual forma se han evaluado las dimensiones de los aisladores poliméricos, se encuentran dos características que son relevantes para este estudio. Estas características son *las distancias de arco eléctrico en seco*, y *la distancia de fuga*. En las figuras siguientes se representa dichas características para el aislador polimérico ANSI 51-2C.

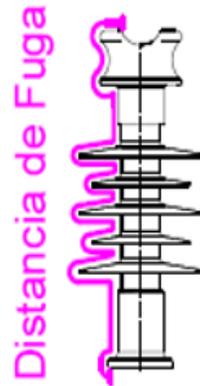


Fig. 25: Distancia de fuga de Aislador Polimérico ANSI 51-2C.

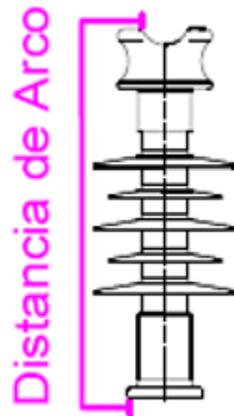


Fig. 26: Distancia de arco de Aislador Polimérico ANSI 51-2C.

Los conceptos de dichas características fueron explicados anteriormente, para cada tipo de aislador *la distancia de fuga* y *la distancia de arco* son diferente pero el concepto es aplicable para cada uno.

2.2.2 TIPOS DE AISLADORES INSTALADOS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DEL PAÍS.

Las normas técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución establecidas por la SIGET; detallan el Asilamiento de la Línea, el Art. 30.3 nos indica el asilamiento permitido:

Los aisladores podrán ser de porcelana, vidrio u otro material que tengan características mecánicas y eléctricas equivalentes o superiores que los antes mencionados. Deberán estar identificados por su fabricante ya sea con su nombre comercial, con un número de catálogo, u otro medio, de tal forma que permita determinar sus propiedades eléctricas y mecánicas a través de catálogos u otra literatura.

Además se especifican los Aisladores típicos a utilizarse por voltaje típico de aplicación clase ANSI correspondiente, especificados en el Art. 30.5 como se muestra en la Tabla 18.

AISLADORES TÍPICOS A UTILIZARSE POR VOLTAJE TÍPICO DE APLICACIÓN

CLASE ANSI CORRESPONDIENTE

VOLTAJE NOMINAL ENTRE FASES	CLASE ANSI	TENSIÓN DE FLAMEO EN SECO [KV]	TIPO DE AISLADOR	NUMERO DE AISLADORES A UTILIZAR
4.16	52-1	60	Suspensión	1
4.16	55-1	35	Espiga	
23	52-1	60	Suspensión	2
23	55-4	70	Espiga	
24.9	52-4	80	Suspensión	2
24.9	56-1	95	Espiga	
24.9	57-1	80	Poste	
34.5	52-4	80	Suspensión	3
34.5	56-3	125	Espiga	
34.5	57-2	110	Poste	
46	52-4	80	Suspensión	4
46	56-4	140	Espiga	
46	57-3	125	Poste	

Tabla 18: Aisladores típicos a utilizarse por voltaje típico de aplicación.

2.3 ESTRUCTURAS PARA LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN EL SALVADOR Y SU NIVEL DE AISLAMIENTO INSTALADO.

En El Salvador, las normativas de construcción para las líneas aéreas de distribución a media tensión y sus estructuras, están definidas por el ente regulador: SIGET. Las estructuras mostradas son los estándares según esta normativa³.

❖ Tangente Sencilla Simétrica:

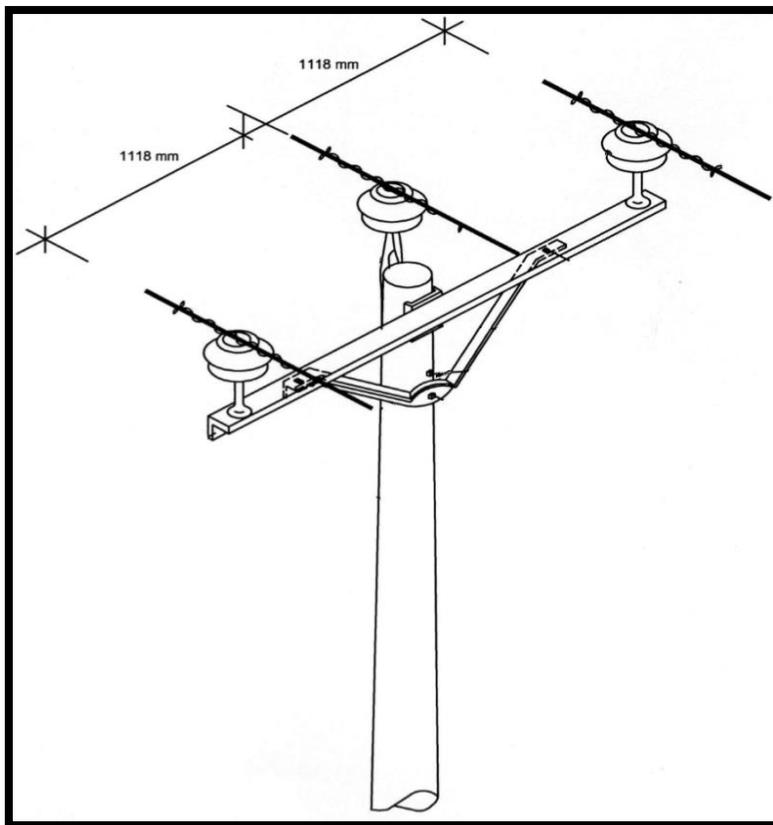


Fig. 27: Estructura Tangente Sencilla Simétrica.

Nivel de Aislamiento de la Estructura: Tangente Sencilla Simétrica		
Nivel de Tensión de la Red	Tipo de Aisladores de la Estructura [Por Fase]	
	Porcelana	Polimérico
13.2 KV	ANSI 55-4(Tipo Pin o Espiga)	ANSI C29.18 51-2F (Line Post)
23 KV	ANSI 56-1(Tipo Pin Doble)	ANSI C29.18 51-4F (Line Post)
46 KV	ANSI 57-3(Tipo Line Post)	ANSI C29.18 51-16 (Line Post)

Tabla 19: Tipos de aisladores para la estructura Tangente Sencilla Simétrica.

³ Estándares Para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica.

❖ **Tangente Sencilla Asimétrica:**

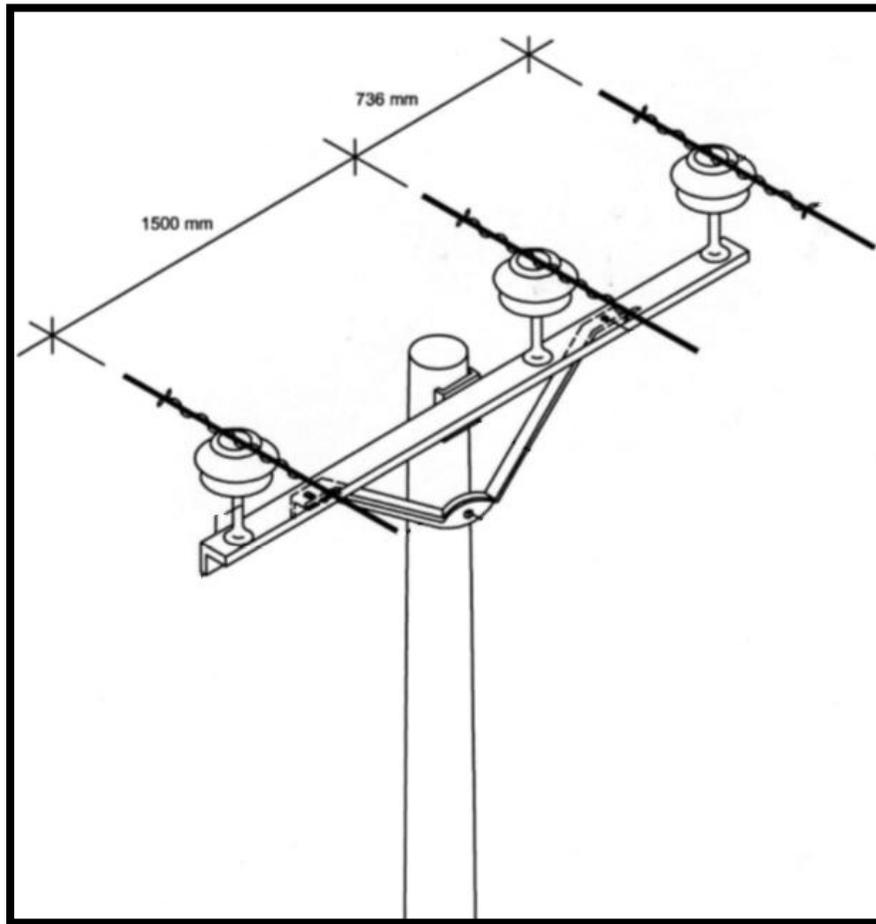


Fig. 28: Estructura Tangente Sencilla Asimétrica.

Nivel de Aislamiento de la Estructura: Tangente Sencilla Asimétrica		
Nivel de Tensión de la Red	Tipo de Aisladores de la Estructura [Por Fase]	
	Porcelana	Polimérico
13.2 KV	ANSI 55-4(Tipo Espiga o Pin)	ANSI C29.18 51-2F (Line Post)
23 KV	ANSI 56-1(Tipo Pin Doble)	ANSI C29.18 51-4F (Line Post)

Tabla 20: Tipos de aisladores para la estructura Tangente Sencilla Asimétrica.

❖ **Remate Horizontal:**

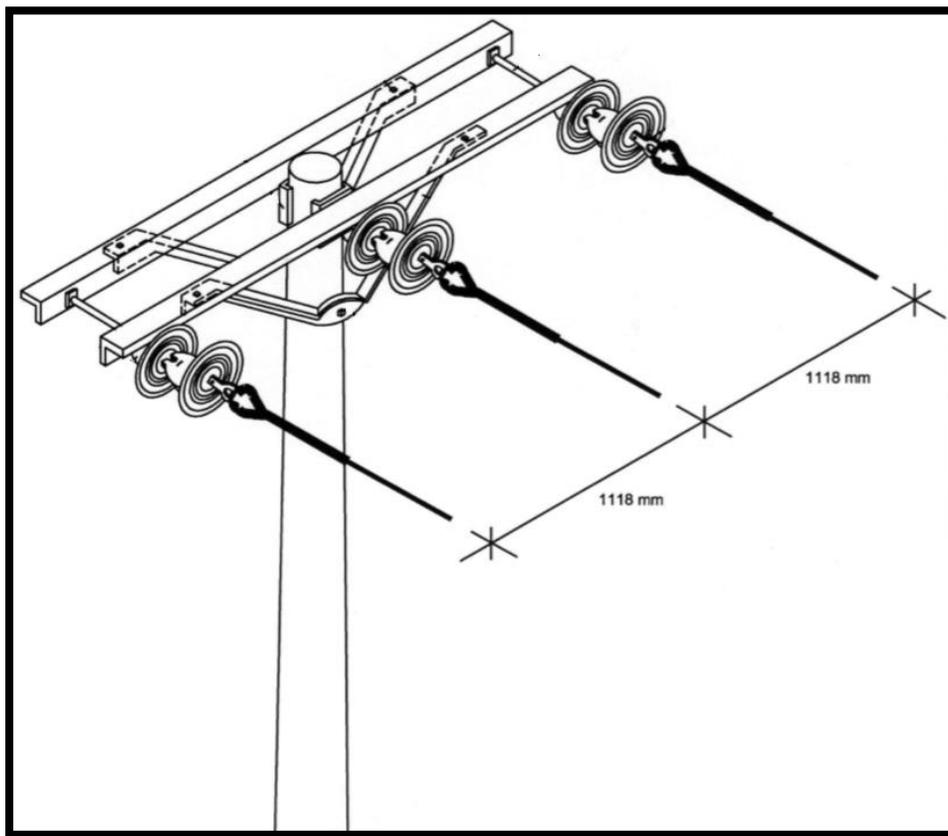


Fig. 29: Estructura de Remate Horizontal.

Nivel de Aislamiento de la Estructura: Remate Horizontal		
Nivel de Tensión de la Red	Tipo de Aisladores de la Estructura [Por Fase]	
	Porcelana	Polimérico
13.2 KV	2 x ANSI 52-1(Tipo Suspensión)	ANSI C29.13 DS15 (Suspensión)
23 KV	2 x ANSI 52-4(Tipo Suspensión)	ANSI C29.13 DS28 (Suspensión)
46 KV	4 x ANSI 52-4(Tipo Suspensión)	ANSI C29.13 DS46 (Suspensión)

Tabla 21: Tipos de aisladores para la estructura de Remate Horizontal.

❖ **Cruce Vertical Sencillo:**

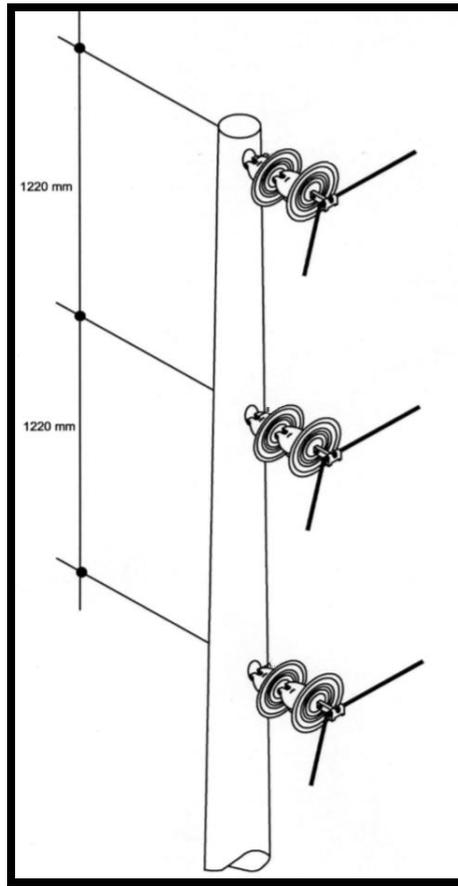


Fig. 30: Estructura para Cruce Vertical Sencillo.

Nivel de Aislamiento de la Estructura: Cruce Vertical Sencillo		
Nivel de Tensión de la Red	Tipo de Aisladores de la Estructura [Por Fase]	
	Porcelana	Polimérico
13.2 KV	2 x ANSI 52-1(Tipo Suspensión)	ANSI C29.13 DS15 (Suspensión)
23 KV	2 x ANSI 52-4(Tipo Suspensión)	ANSI C29.13 DS28 (Suspensión)
46 KV	4 x ANSI 52-4(Tipo Suspensión)	ANSI C29.13 DS46 (Suspensión)

Tabla 22: Tipos de aisladores de la Estructura para Cruce Vertical Sencillo.

❖ **Corte en Marco Doble:**

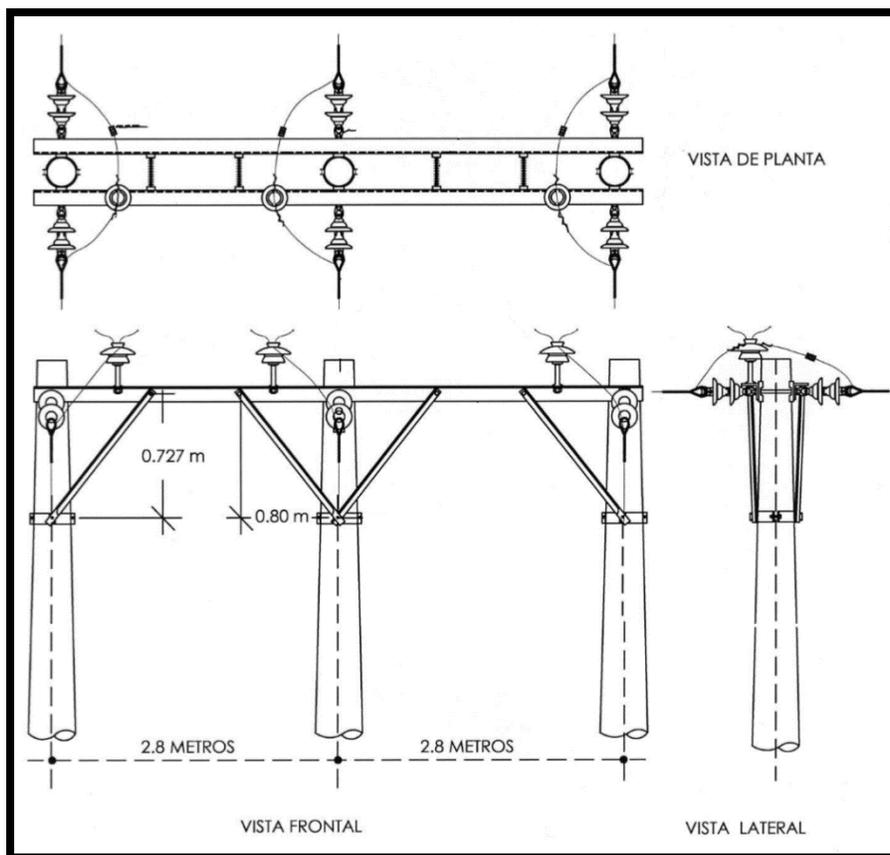


Fig. 31: Estructura de Corte en Marco Doble.

Nivel de Aislamiento de la Estructura: Corte en Marco Doble		
Nivel de Tensión de la Red	Tipo de Aisladores de la Estructura [Por Fase]	
	Porcelana	Polimérico
13.2 KV	2 x ANSI 52-1(Tipo Suspensión) + ANSI 55-4 (Tipo Pin o Espiga)	ANSI C29.13 DS15 (Suspensión) + ANSI C29.18 51-2F (Line Post)
23 KV	2 x ANSI 52-4(Tipo Suspensión) + ANSI 56-1 (Tipo Pin o Espiga)	ANSI C29.13 DS28 (Suspensión) + ANSI C29.18 51-4F (Line Post)
46 KV	4 x ANSI 52-4(Tipo Suspensión) + ANSI 57-3 (Tipo Line Post)	ANSI C29.13 DS46 (Suspensión) + ANSI C29.18 51-16 (Line Post)

Tabla 23: Tipos de aisladores de la Estructura para Corte en Marco Doble.

2.4 DESCARGADORES ÓXIDOS METÁLICOS

Según la norma IEEE C62.22-2009⁴, los descargadores de óxidos metálicos se pueden clasificar en 3 amplias categorías según su diseño: Descargadores sin Explosores, Descargadores con Explosor Shunt, Descargadores con Explosores en Serie.

2.4.1 DESCARGADORES SIN EXPLOSORES

Los descargadores sin explosores utilizan una única columna apilada o dos o más columnas en paralelo de elementos valvulares de óxido metálico, como se muestra esquemáticamente, así como su curva característica V-A, en la siguiente figura:

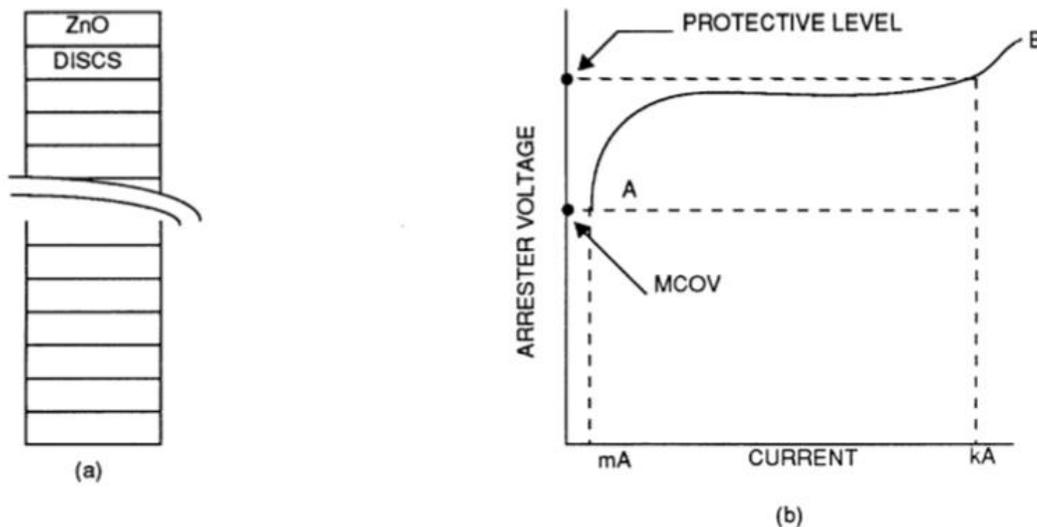


Fig. 32: Descargadores de óxidos metálicos sin Explosores.

Sobre la rodilla de la curva V-A, los elementos de óxido metálico muestran un comportamiento no-lineal, que puede ser representado aproximadamente por la relación $I = KV^\alpha$. Los valores de *Alpha* variaran normalmente de 10 a 50, dependiendo en la fórmula de los óxidos metálicos y el rango de corriente que está siendo estudiado. Normalmente, valores más grandes de corriente y rangos más amplios, resultaran en valores menores de *alpha*. La tensión de descarga del descargador para una dada magnitud de sobre-corriente, es directamente proporcional a la altura de los elementos valvulares apilados, y consecuentemente, más o menos proporcional a la tensión especificada del descargador. Adicionalmente, la tensión de descarga del descargador es una función del aumento especificado de la sobre-corriente, con tensiones más altas dadas para mayores rangos de subida y tensiones menores para rangos más bajos de sobre-corrientes.

La máxima tensión de operación continua, por sus siglas en ingles **MCOV** para este descargadores, esta normalmente en el rango del 75% al 85% del *Duty-cycle* de la tensión

⁴ IEEE Std. C62.22-2009 Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems.

especificada. Al valor de MCOV, la corriente del descargadores es normalmente no más que unos pocos miliamperios, normalmente menos de 10ma. A la llegada de una sobretensión en la línea, el incremento de la sobre-corriente va acompañada por un aumento de la tensión del descargadores a un nivel máximo determinado por la curva característica V-A. A medida que la sobre-corriente disminuye, la tensión de descarga del descargadores decrecerá de nuevo al nivel de tensión anterior a la sobretensión.

2.4.2 DESCARGADORES CON EXPLOSORES SHUNT

Para las sobre-corrientes arriba de cierta magnitud, la tensión de descarga de una columna o columnas de elementos valvulares de óxido metálico, pueden ser reducidos al colocar resistores de Shunt a una porción de la columna. Este es el principio básico de estos descargadores, que, esquemáticamente se muestra en la figura 33, acompañada de su curva característica de V-A:

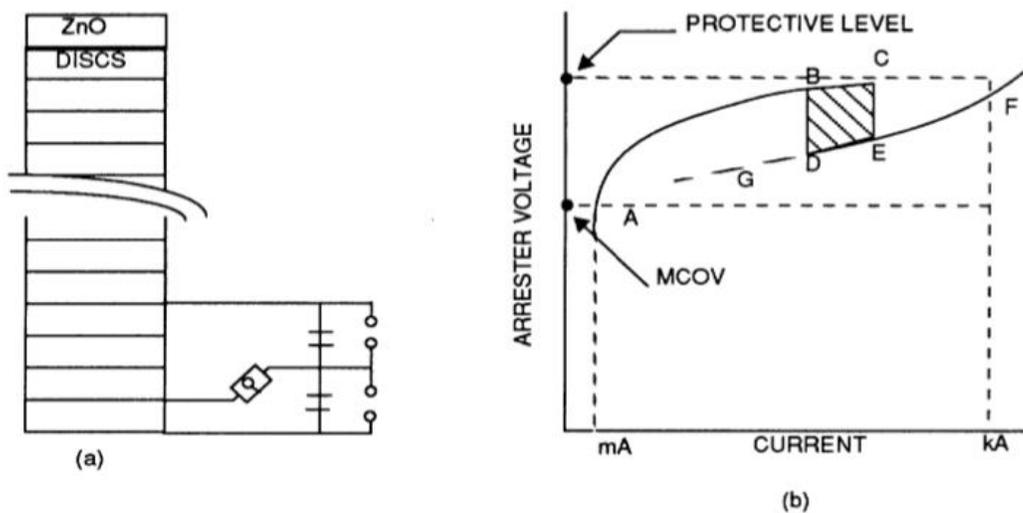


Fig. 33: Descargadores de Explosores y Resistores Shunt.

En la llegada de una sobretensión, el descargador inicialmente incrementa con la creciente magnitud de sobre-corriente de acuerdo a la curva característica V-A de este descargador. Cuando la magnitud de corriente de la falla alcanza los rangos de 250 a 500 [A] (Rango de B a C en la curva V-A), la conexión de las explosores conectadas en paralelo a algunos de los elementos de óxido metálico, resulta en la aplicación de una resistencia Shunt que afecta la magnitud de corriente de la falla en los elementos valvulares, de tal manera que la descarga de tensión disminuya proporcionalmente (Rango D y E de la curva V-A). Para aumentos aún más grandes en la magnitud de la corriente de falla, la tensión aumenta de acuerdo a la curva característica en los rangos de E a F. Mientras que la corriente de falla disminuye, así disminuye la tensión de la falla siguiendo la curva característica en los rangos de F a G, hasta que los explosores y resistores de Shunt se extingan a un muy bajo nivel de corriente. Cuando se extingue la corriente de fuga de la falla, el descargador regresa al punto de operación A. Desde un punto de vista de energía, la capacidad de absorción de energía es menor que antes luego de un arco de corriente entre las explosores.

2.4.3 DESCARGADORES CON EXPLOSORES EN SERIE

Otro diseño de descargadores utilizado para obtener una menor tensión de descarga, lo cual conlleva un mayor margen de protección, es el utilizar un menor número de elementos valvulares en conjunto con explosores conectados en serie, como se muestra en la siguiente figura, en la cual también se muestra la curva característica V-A de este descargadores:

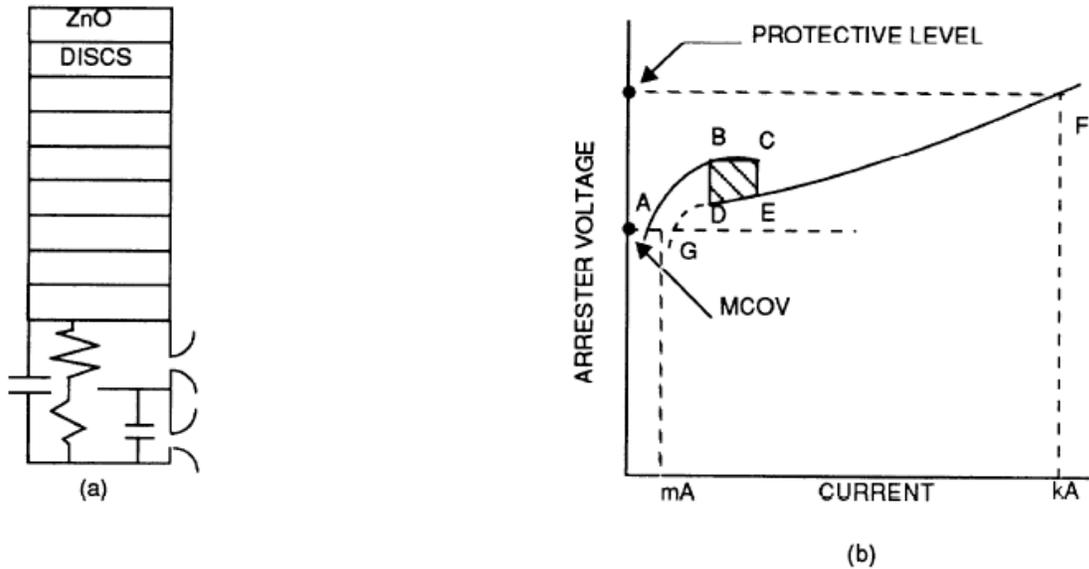


Fig. 34: Descargadores con Explosores en Serie.

Los explosores en serie se ven bajo un efecto Shunt debido a una red de impedancias de ciertas características tal que la tensión aplicada es dividida entre la red de impedancias y los elementos de óxido metálico. En la llegada de una sobretensión, la tensión del descargadores comienza a subir (A-B), y la tensión total es la sumatoria vectorial de las tensiones a través de los elementos de óxido metálico y de la red de impedancias de los explosores en serie. Cuando se alcanza un nivel de corriente cercano a 1A (Dependiendo del aumento en el rango de B a C), el arco eléctrico entre los explosores y la tensión del descargadores son reducidos solamente a la tensión de descarga de los elementos de óxido metálico. Para aumentos mayores en la corriente de falla, la tensión aumenta de acuerdo a la curva característica presentada entre D, E y F. Mientras que la corriente de falla disminuye, así disminuye la tensión de la falla siguiendo la curva característica en los rangos de F a G, hasta que los explosores en serie se extingan a un muy bajo nivel de corriente.

2.4.4 CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

Los descargadores se diseñan para operar adecuadamente en temperaturas continuas generalmente entre el rango de -40°C y 40°C , en temperaturas temporales máximas a causa de fuentes de calor cercanas que no excedan los 60°C , y a altitudes que no excedan los 1,800m.

En adición a esto, la exposición al humo, vapores, ambientes salinos, o excesivas cantidades de contaminación, pueden requerir consideraciones especiales. Los descargadores no deben ser instalados en lugares donde se vean sujetos a un estrés mecánico excesivo, a vibraciones anormales o impactos.

2.4.5 CAPACIDAD DE MANEJO DE SOBRETENSIONES TEMPORALES

El índice **MCOV** se define como la tensión continua máxima a la que un descargador está diseñado para operar. Sin embargo, los descargadores de óxidos metálicos son capaces de operar por periodos limitados de tiempo a tensiones que sobrepasan el valor del índice **MCOV**, siendo este el tiempo de manejo de sobretensiones **TOV**. En la siguiente figura se muestra una curva de capacidad temporal de sobretensión:

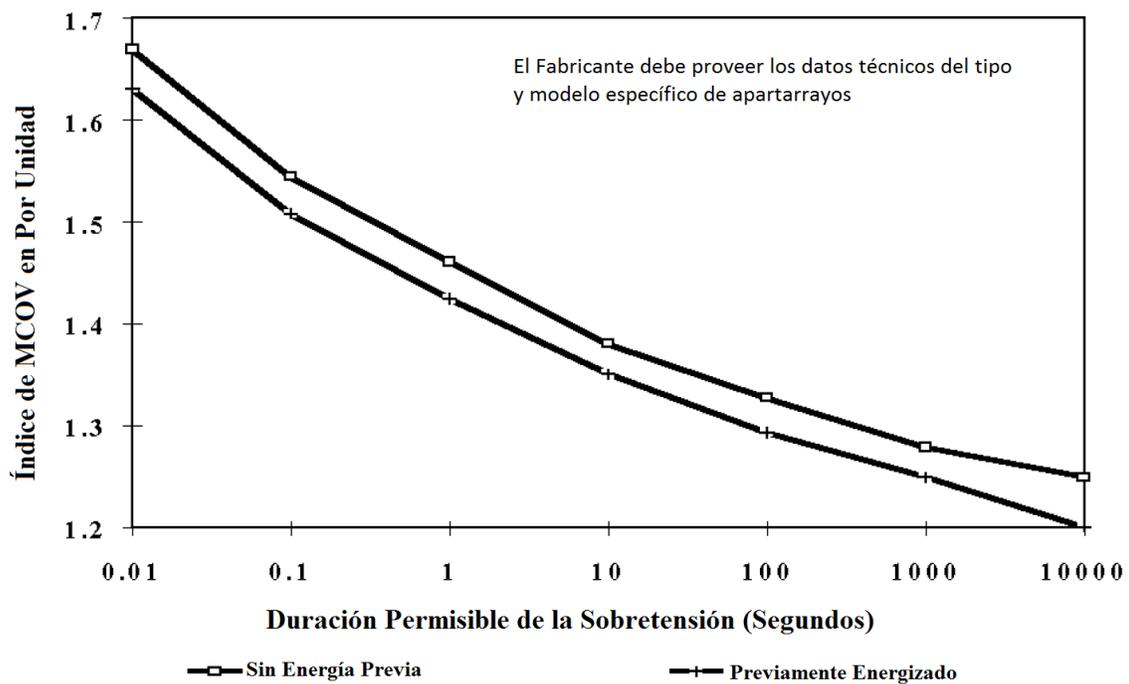


Fig. 35: Ejemplo de una típica sobretensión temporal (TOV).

2.4.6 CRITERIOS GENERALES PARA LA SELECCIÓN DE DESCARGADORES EN DISTRIBUCIÓN

Este procedimiento selecciona el valor adecuado del MCOV de cada descargador que puede ser utilizado en todas las localizaciones similares del sistema que se protegerá. También se debe tomar en cuenta que el valor de TOV de los descargadores no debe ser excedido por magnitud ni duración (Total acumulado de ciclos) por ningún TOV del sistema en la localización de los descargadores. Para las aplicaciones de descargadores en sistemas de distribución, el TOV está basado normalmente en la máxima tensión de Fase-Tierra que se puede dar en fases durante una única falta de línea-tierra.

2.4.7 SELECCIÓN DE ÍNDICES DE LOS DESCARGADORES

Los sistemas de distribución en El Salvador que se protegerán con descargadores siguen las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS			
CARACTERÍSTICA	NIVEL DE VOLTAJE DEL SISTEMA		
	23 KV	13.2 KV	4.16 KV
VOLTAJE NOMINAL	23 KV rms	13.2 KV rms	4.16 KV rms
VOLTAJE MAXIMO	25.8 KV rms	15.0 KV rms	5.0 KV rms
PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO	SOLIDAMENTE ATERRIZADO	SOLIDAMENTE ATERRIZADO	SOLIDAMENTE ATERRIZADO
FRECUENCIA NOMINAL	60 HZ	60 HZ	60 HZ
NUMERO DE FASES/HILOS	¾	¾	¾
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO TRIFASICA MAXIMA	25 KA rms	15 KA rms	15 KA rms
DURACION NOMINAL DE FALLA	1 SEG.	1 SEG.	1 SEG.
RELACION ENTRE REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO Y SECUENCIA POSITIVA DEL SISTEMA	3 X_0/X_1	3 X_0/X_1	3 X_0/X_1

Tabla 24: Características de los Sistemas Eléctricos de Distribución MT en El Salvador. [1]

Para la selección de los índices de los descargadores es importante conocer el tipo de puesta a tierra del sistema, valores máximos de tensión del sistema, y valores de duración y magnitud de una falla.

Tensión RMS del Sistema [V]		Ciclo de trabajo del Descargadores Comúnmente Aplicado[MCOV] Valores de Tensión del Sistema[KV]	
Tensión Nominal	Tensión Máxima Rango B	Sólidamente Aterrizado	Aterrizado con Alta Impedancia
2400	2540	-	3(2.55)
41600Y/2400	4400Y/2540	6 (5.1)	6 (5.1)
4160	4400		6 (5.1)
4800	5080 6		(5.1)
6900	7260		9 (7.65)
8320Y/4800	8800Y/5080	9 (7.65)	
12 000Y/6930	12 700Y/7330	12 (10.2)	
12 470Y/7200	13 200Y/7620	15 (12.7)	
13 200Y/7620	13 970Y/8070	15 (12.7)	
13 800Y/7970	14 520Y/8380	15 (12.7)	
13 800	14 520 18		(15.3)
20 780Y/12 000	22 000Y/12 700	21 (17.0)	
22 860Y/13 200	24 200Y/13 970	24 (19.5)	
23 000	24 340		30 (24.4)
24 940Y/14 400	26 400Y/15 240	27 (22.0)	
27 600Y/15 935	29 255Y/16 890	30 (24.4)	
34 500Y/19 920	36 510Y/21 080	36 (29.0)	

Tabla 25: Índices para descargadores de óxidos metálicos comúnmente aplicados a sistemas de distribución.

2.4.7.1 ÍNDICE MCOV

Los elementos valvulares en los descargadores de óxidos metálicos están siendo continuamente expuestos a tensiones de línea-tierra y frecuencias industriales. El valor MCOV de un descargador de óxidos metálicos es el máximo valor designado de tensión a frecuencias industriales (A las temperaturas máximas indicadas en la norma *IEEE C62.11-2005*) que puede ser aplicado continuamente a las terminales del descargador. Consecuentemente, el valor de MCOV debe ser al menos igual al máximo nivel de tensión continuo en el lugar que el descargador es instalado.

2.4.7.2 Tov

Los descargadores de óxidos metálicos son capaces de operar por periodos limitados de tiempo a frecuencia industrial, tensiones por sobre el valor del MCOV. La cantidad de nivel de sobretensión que uno de estos descargadores puede exitosamente tolerar depende de la extensión de tiempo en cual exista la sobretensión. EL fabricante deberá describir la capacidad que posee el descargadores de tolerar las sobretensiones por arriba de su valor de MCOV por medio de una curva que muestre la sobretensión por sobre el MCOV en Por Unidad versus el tiempo permisible por cada valor de sobretensión. Estas curvas son sensibles a los factores ambientales, tanto como temperaturas o entradas previas de energía en la línea.

2.5 INCIDENCIA DE INTERRUPCIONES POR SOBRETENSIONES EN EL TOTAL DE FALLAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN EL PAÍS.

Inicialmente se presentaron los conceptos técnicos generales, entre la cuales se define el concepto de sobretensiones; por la naturaleza de su origen las sobretensiones se clasifican de dos formas:

- **Sobretensiones por descargas eléctricas atmosféricas:**

Las tormentas eléctricas son acontecimientos muy habituales y peligrosos. Se estima que en nuestro planeta se producen simultáneamente unas 2000 tormentas y que cerca de 100 rayos descargan sobre la tierra cada segundo; al impactar, el rayo provoca un impulso de corriente que llega a alcanzar decenas de miles de amperios. Esta descarga genera una sobretensión en el sistema eléctrico que puede causar incendios, destrucción de maquinaria y por tanto fallas que causan interrupciones en el servicio de energía eléctrica.

- **Sobretensiones por conmutación o generadas por el sistema.**

Estas sobretensiones son generadas en la línea eléctrica, debido a estos dos motivos:

-Conmutaciones de maquinaria de gran potencia: Los motores eléctricos son cargas muy inductivas cuya conexión y desconexión provoca sobretensiones pero además existen asimismo otros procesos capaces de producirlas.

-Maniobras y/o defectos en el suministro eléctrico: En caso de cortocircuito en algún punto de la red, las protecciones de las distribuidoras de energía eléctrica responden abriendo el circuito y con subsiguientes intentos de reenganche por si fuera una falta transitoria, lo que genera las sobretensiones típicas de conexión de cargas inductivas.

Siguiendo con el estudio de la coordinación de aislamiento en las redes de distribución de media tensión en el país, se pretende realizar el análisis de la incidencia en las interrupciones por sobretensiones en el total de fallas en los circuitos de distribución.

Sin embargo, esta información es manejada únicamente por las empresas distribuidoras. La información que nos proporcionó la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones es de forma general en el que se presenta el número de interrupciones en el sistema eléctrico por fallas por empresa distribuidora pero no podemos presentar un porcentaje de fallas por causas. Por lo tanto, se presentan las estadísticas de interrupciones por fallas en los sistemas de distribución e indicadores de calidad.

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de calidad del servicio de las empresas distribuidoras.

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
Número de Interrupciones	32,410	22,750	24,235	28,006	4,299	371	32	0
Programadas	714	681	949	544	126	25	0	0
No programadas	31,696	22,069	23,286	27,462	4,170	346	31	0
Compensación por Energía no servida								
MWh	2,397.39	2,394.19	1,377.67	1,141.45	153.14	166.10	Nd	0
Dólares	699,601.86	707,492.25	409.642.02	340,057.12	47,304.13	44,382.45	Nd	0
Número de reclamos de clientes	116,500	38,833	74,333	68,671	11,211	1,356	Nd	0

Tabla 26: Indicadores de Calidad de Servicios de Empresas Distribuidoras, 2015.

El número de interrupciones No programadas como se muestra en la tabla anterior es considerablemente alto, las interrupciones No programadas consideran las interrupciones por fallas o por maniobras para restablecer servicio.

Además, se presentan el número de interrupciones por nivel de tensión en la siguiente tabla. En los circuitos de 46kV es en el cual se originan el mayor número de interrupciones, a pesar de ello no podemos concluir que este número de interrupciones se ocasionen por sobretensiones por descargas atmosféricas por lo indicado anteriormente.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Circuitos de 46kV	71	56	98	86	116	101	110	130	154	110	103	73
Circuitos de 34.5 kV	6	0	0	6	5	4	4	9	4	3	7	1
Circuitos de 34.5	5	8	20	13	19	9	20	15	13	7	10	16
TOTALES	82	64	118	102	140	114	134	154	171	120	120	90

Tabla 27: Número de Interrupciones por nivel de voltaje, 2015.

Finalmente podemos observar que en los sistemas de distribución se registran interrupciones por mantenimiento y por fallas en los circuitos, como se indicó anteriormente no podemos presentar la causa de dichas fallas.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Mantenimiento de Circuitos de Distribución	40	21	45	30	44	29	38	37	51	28	44	23
Fallas en Circuitos de Distribución	42	43	73	72	96	85	96	117	120	92	76	67
TOTALES	82	64	118	102	140	114	134	154	171	120	120	90

Tabla 28: Interrupciones por motivos, 2015.

2.6 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

De acuerdo a la Norma Internacional IEC 6007-1 se define de la siguiente manera:

Coordinación de aislamiento: Selección de rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual estos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales y las características de los dispositivos de protección disponibles. La “Rigidez dieléctrica” de los materiales se considera aquí en el sentido de nivel de aislamiento asignado o de nivel de aislamiento normalizado.

De igual manera, La coordinación de aislamiento consiste en combinar las características de operación de los descargadores o descargadores con las curvas voltaje VS tiempo de los aislamientos de los equipos, de manera que se tenga una protección efectiva y económica contra las sobretensiones.

CAPÍTULO 3: EVALUACIÓN DEL NIVEL DE AISLAMIENTO PARA ESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN EN BASE A LA NORMA IEEE STD. 1410-2010.

3.1 AISLAMIENTO DE ELEMENTOS EN SERIE PARA ESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN.

El siguiente apartado se presenta con el fin de asistir a la selección de un nivel de aislamiento para líneas de distribución aéreas en El Salvador, y las alternativas que se tienen en cuanto a elementos aislantes y materiales que conforman las estructuras.

Los componentes de aislamiento más utilizados en la construcción de líneas aéreas de distribución son: porcelana, aire, madera, polímeros y fibra de vidrio. Cada elemento tiene su propio nivel de aislamiento. Cuando los elementos aislantes se usan en serie, el nivel resultante de aislamiento no es la sumatoria de los niveles asociados con cada elemento, más bien, es menor a ese valor.

Los siguientes factores afectan los niveles de relampagueo de las líneas de distribución, haciendo difícil estimar un nivel total de aislamiento:

- a) Condiciones atmosféricas incluyendo densidad del aire, humedad, lluvias, y contaminación atmosférica.
- b) Polaridad y la tasa de incremento de tensión.
- c) Factores físicos tales como la forma del aislador, la forma de equipos metálicos y configuración de aisladores. (Montados verticalmente, horizontalmente, o a ciertos ángulos)

El efecto de la madera en el camino de las descargas atmosféricas sobre la resistencia de aislamiento puede llegar a ser muy variable. La mejora del nivel de aislamiento depende principalmente del contenido de humedad en la superficie, y de manera secundaria de las dimensiones físicas de la madera y la relación entre un camino de descarga en la madera con la distancia de arco en condiciones secas.

A pesar de que generalmente se esté más familiarizado con el BIL (Basic Impulse Insulation Level) de una dada combinación de materiales de aislamiento, según la IEEE Std. 1410-2010⁵ los resultados de los niveles de aislamiento se darán en CFO, que es definido como un nivel de tensión en el cual, estadísticamente hay 50% de probabilidad de una descarga de arco y 50% de resistencia a fallas.

Muchos métodos se han desarrollado para determinar el nivel de CFO esperado en una dada combinación de elementos aislantes. De tal manera, que se considera que el método de “*Suma de Fuerzas de Aislamiento*” es el más práctico. El método consiste en tomar el nivel de aislamiento en CFO de un elemento primario básico, y a este valor añadirle un incremento

⁵Guía para la Mejora del Desempeño de Relampagueo de Líneas Aéreas de Distribución Eléctrica. Todo el apartado de aislamiento en estructuras se basa en esta norma.

de CFO ofrecido por un elemento adicional. (Teniendo en mente que la fuerza de aislamiento resultante es siempre menor que la suma de la fuerza de aislamiento de cada elemento).

3.2 DETERMINACIÓN DE TENSIONES CFO PARA ESTRUCTURAS CON AISLAMIENTOS EN SERIE.

Los elementos metálicos y de concreto, como postes y cruceros en las estructuras aéreas de distribución, no ofrecen ningún aporte al nivel de aislamiento del sistema, por lo que para estas estructuras el nivel de aislamiento total será el de los aisladores.

Según la IEEE Std. 1410-2010, 1 metro de madera agrega aproximadamente de 330KV a 500KV a la fuerza total de aislamiento al impulso de relámpago. Para grandes distancias, la fuerza total de aislamiento de los aisladores combinados con la madera es determinada principalmente por el aporte de aislamiento de la madera. El valor nominal de aislamiento para tensión AC se obtiene solamente por el aislador, y la estructura de madera solo aporta para el aislamiento en condiciones de sobretensiones por relámpagos.

Cuando en el camino de una sobretensión por relámpago no hay madera, más bien solo incluye 2 o más aisladores en serie, el CFO combinado de este arreglo no es obtenido por la simple suma del CFO individual de cada elemento. El CFO de esta combinación es determinado por una cantidad de factores que en muchas ocasiones requieren de un análisis individual por componente. Esto puede ser hecho ya sea con el uso de tablas o curvas dadas por la data experimental disponible, y utilizando esa data para relación el efecto de un material agregado a otro. Este procedimiento depende en la data característica de CFO del aislador que se toma como base, y un adicional juego de data compuesta dada como la tensión CFO del segundo componente.

Sin embargo, se presentara un método para generalizar el valor individual de CFO para cada componente del sistema.

Este es el *método extendido de sumatoria de CFO*⁶, y estima el CFO total de una estructura de distribución por:

- a) Determinando la contribución al aislamiento por cada componente al CFO total de la combinación.
- b) Estimando el CFO total de la combinación conociendo el valor de CFO de cada componente aislante.

La tensión de CFO total para 2 o más componentes es:

$$CFO_T = CFO_{Aislador} + CFO_{SegundoComponente} + CFO_{TercerComponente} + \dots + CFO_{enésimoComp.} \quad Ecu. 1$$

⁶ IEEE Std. 1410-2010 Pag. 22

Donde:

$CFO_T = \text{Tensión CFO crítica de flasheo}$

$CFO_{\text{Aislador}} = \text{Tension CFO crítica de flasheo para el primer aislador}$

$CFO_{\text{SegundoComponente}} = \text{CFO adicional aportado por el segundo componente}$

$CFO_{\text{enésimoComponente}} = \text{CFO adicional aportado por el enésimo componente}$

Para el uso del método se toma la base la siguiente tabla⁷:

CFO ^{1,2} of Primary Insulation			Added CFO Of second component		Added CFO Of hird component
Description	Type ³	CFO _{ins} (kV)	Description	CFO _{add.sec} (kV/m)	Description and CFO _{add third} (kV/m)
Polymer Insulator	15 kV to 35 kV		Wood pole	210	Wood Pole 65 Fiberglass Standoff 200
			Fiberglass pole	410	
Ceramic Pin-Type Insulator	ANSI 55-4 ANSI 55-4 ANSI 55-4	105 120 140	Wood pole	235	
			Wood crossarm	250	
			Fiberglass pole	400	
			Fiberglass crossarm	250	
			Fiberglass standoff	315	
Vertical Ceramic Insulator String	1x102mm 2x102mm 3x102mm (4'')	75 165 250	Wood pole	90	
			Wood crossarm	160	
			Fiberglass crossarm	250	
			Fiberglass standoff	315	
Horizontal Ceramic Insulator String	1x102mm 2x102mm 3x102mm (4'')	75 165 250	Wood pole	90	
			Wood crossarm	295	
			Fiberglass crossarm	250	
			Fiberglass standoff	315	
Description	Type	CFO _{ins} (kV/m)	Description and CFO _{add.sec} (kV/m)		
Wood	Pole	330	Wood Pole 65 Fiberglass Standoff: 200		
	Crossarme	360			
Fiberglass	Pole	470			
	Standoff	500			
Air		600			

Tabla 29: Valores de CFO para componentes primarios y el aporte de componentes secundarios.

⁷* Todos los valores de CFO se han obtenido en pruebas estándar en condiciones de humedad

* Los valores son el mínimo de la polaridad positiva y negativa.

* Los aisladores mostrados son solo ejemplos. Se recomienda referirse a la data del fabricante para mayor exactitud.

Los valores dados en la tabla están referidos a condiciones de humedad, que son recomendados para la estimación de CFO. Si el fabricante solo ofrece valores de CFO para condiciones de pruebas en seco se tiene que obtener el valor para condiciones húmedas, para ello, el valor de CFO en seco se multiplica por 0.8 ± 0.1 . Para los valores no dados en la tabla, el CFO total puede ser estimado por reducciones para el segundo y tercer componente de la siguiente manera:

$$CFO_{SegundoComponente} = 0.45 \times CFO_{Aislador} \quad Ecu. 2$$

$$CFO_{TercerComponente} = 0.2 \times CFO_{Aislador} \quad Ecu. 3$$

La utilización de este método dará generalmente resultados dentro de un margen del $\pm 20\%$ de error. Variaciones en la humedad del poste de madera y de menor manera los tratamientos químicos de la madera afectan la fuerza de aislamiento de la estructura.

3.3 CÁLCULO DEL NIVEL DE AISLAMIENTO

Las estructuras aéreas de distribución en el país, se aíslan según lo indicado en el apartado 2.3 de este estudio. Como lo presentado en dicho apartado, se examinan las fuerzas de aislamiento en cada estructura, para diferentes niveles de aislamiento

Para analizar las fuerzas de aislamiento, según la norma *IEEE Std. 1410-2010* se toman las siguientes consideraciones:

- Las estructuras están compuestas postes de concreto centrifugado, y cruceros metálicos. Se toman en cuenta cálculos para aisladores cerámicos y poliméricos.
- El “**CFO TOTAL [KV]**” que se calcula en las tablas siguientes, es la fuerza de aislamiento total de los diferentes caminos que puede tomar una sobrecorriente, y en cada evento podrá tomar solo uno.
- Si una sobretensión es más alta que el “**CFO TOTAL [KV]**” especificado en las tablas para su correspondiente estructura, el aislador sufrirá daño.
- El camino de una sobrecorriente en un impacto indirecto, que induzca una sobretensión, será desde tierra hacia una fase, tomando en cuenta los diferentes caminos que pueda tomar.
- El camino de una sobrecorriente en un impacto directo, que inducirá una sobretensión, será desde la fase que sea impactada.
- Un impacto indirecto de rayo lo suficientemente cerca, puede generar un equipotencial entre tierra y una fase, es decir; el potencial de tierra puede elevarse, y como resultado, se puede producir un arco eléctrico entre el suelo y una fase. Dependiendo de la distancia y el nivel de corriente del rayo, el aislamiento puede fallar.

Se presentara el cálculo de nivel de aislamiento en los principales niveles de tensión en las redes de los sistemas de distribución en el país, los cuales son: 13.2KV, 23kV y 46KV, para las estructuras mostradas a continuación, dichas estructuras son de acuerdo a los estándares de construcción para las líneas áreas de distribución de energía eléctrica.

❖ **Tangente Sencilla Simétrica:**

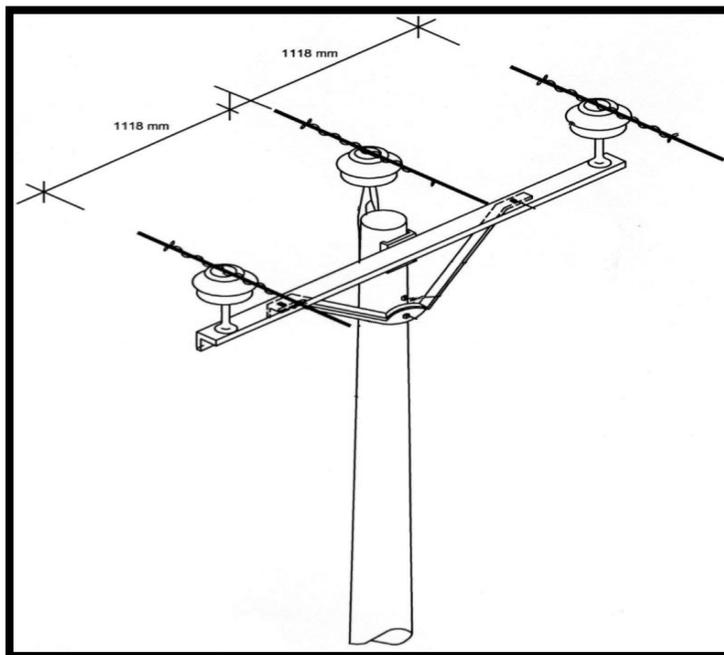


Fig. 36: Estructura Tangente Sencilla Simétrica.

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 55-4			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa⁸	Cable de la Retenida	Aislador (105KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	105
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (105KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	105
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (105KV) Hacia Aislador (0.45x105=47KV)	152
Fase Externa	Fase del Medio	Aire ⁹ (600*1.12=672KV)	672

⁸ Aplicable para ambas fases laterales en este tipo de estructura.

⁹ Valores en la tabla 26 de este documento.

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.18 51-2F (Line Post Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa¹⁰	Cable de la Retenida	Aislador (120KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	120
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (120KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	120
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (120KV) Hacia Aislador (0.45x120=54KV)	174
Fase Externa	Fase del Medio	Aire ¹¹ (600*1.12=672KV)	672

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 56-1			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (150KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	150
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (150KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	150
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (150KV) Hacia Aislador (0.45x150=68KV)	218
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.12=672KV)	672

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.18 51-4F (Line Post Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200

¹⁰ Aplicable para ambas fases laterales en este tipo de estructura.

¹¹ Valores en la tabla 26 de este documento.

Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (200KV) Hacia Aislador (0.45x200=90KV)	290
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.12=672KV)	672

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 57-3			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (210KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	210
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (210KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	210
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (210KV) Hacia Aislador (0.45x210=95KV)	305
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.45=870KV)	870

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.18 51-16 (Line Post Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (300KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	300
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (300KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	300
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (300KV) Hacia Aislador (0.45x300=135KV)	435
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.45=870KV)	870

Tabla 30: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig. 29 para los niveles de tensión en la red de 23 KV, 23KV y 46KV.

❖ **Tangente Sencilla Asimétrica:**

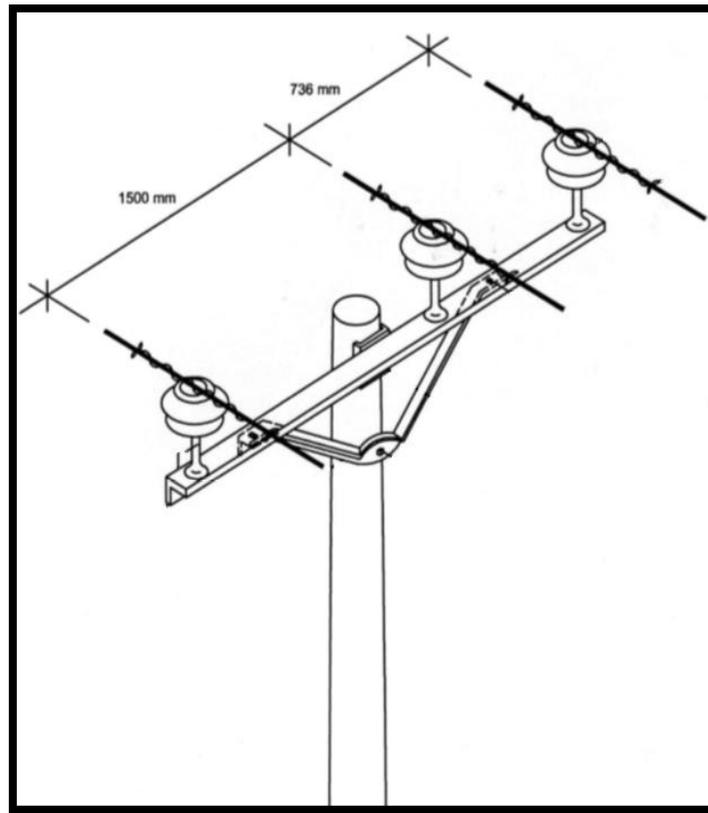


Fig. 37: Estructura Tangente Sencilla Asimétrica.

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 55-4			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa Derecha	Cable de la Retenida	Aislador (105KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	105
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (105KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	105
Fases Externas	Fase del Medio	Aislador (105KV) Hacia Aislador ($0.45 \times 105 = 47KV$)	152
Fase Externa Derecha	Fase del Medio	Aire ($600 \times 0.736 = 442KV$)	442
Fase Externa Izquierda	Fase del Medio	Aire ($600 \times 1.5 = 900KV$)	900

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.18 51-2F (Line Post Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa¹²	Cable de la Retenida	Aislador (120KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	120
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (120KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	120
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (120KV) Hacia Aislador (0.45x120=54KV)	174
Fase Externa	Fase del Medio	Aire ¹³ (600*1.12=672KV)	672

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 56-1			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa Derecha	Cable de la Retenida	Aislador (150KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	150
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (150KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	150
Fases Externas	Fase del Medio	Aislador (150KV) Hacia Aislador (0.45x150=68KV)	218
Fase Externa Derecha	Fase del Medio	Aire (600*0.736=442KV)	442
Fase Externa Izquierda	Fase del Medio	Aire (600*1.5=900KV)	900

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.18 51-4F (Line Post Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200

¹² Aplicable para ambas fases laterales en este tipo de estructura.

¹³ Valores en la tabla 26 de este documento.

Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (200KV) Hacia Aislador (0.45x200=90KV)	290
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.12=672KV)	672

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 57-3			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (210KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	210
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (210KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	210
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (210KV) Hacia Aislador (0.45x210=95KV)	305
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.45=870KV)	870

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.18 51-16 (Line Post Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (300KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	300
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (300KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	300
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (300KV) Hacia Aislador (0.45x300=135KV)	435
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.45=870KV)	870

Tabla 31: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.30 para los niveles de tensión en la red de 13.2 KV y 23KV.

❖ **Remate Horizontal:**

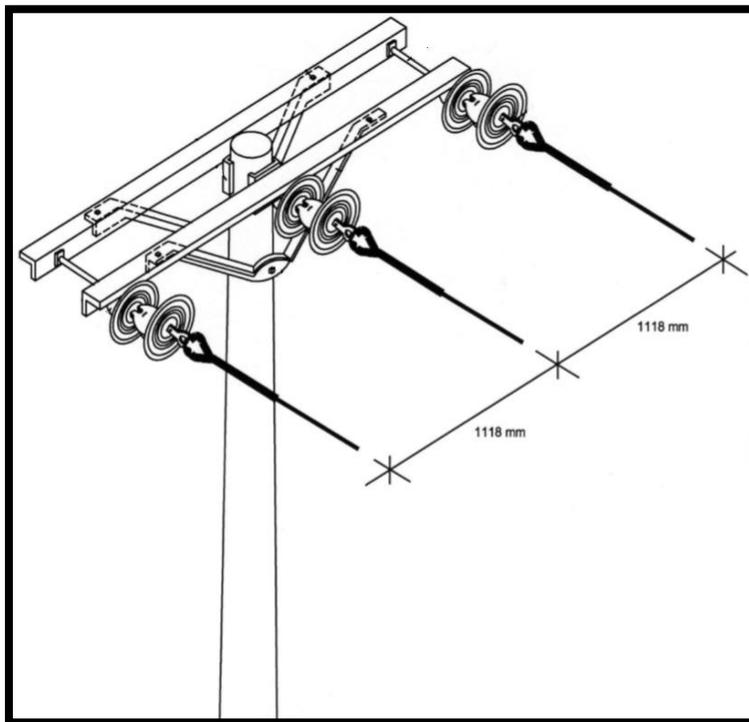


Fig. 38: Estructura de Remate Horizontal.

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-1			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (200KV) Hacia Aislador (0.45x200=90KV)	290
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.12=67KV)	670
Fase Externa Izquierda	Fase del Medio	Aire (600*1.5=900KV)	900

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS15 (Suspensión Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (140KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	140
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (140KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	140
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (140KV) Hacia Aislador (0.45x140=63KV)	203
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.12=670KV)	670
Fase Externa Izquierda	Fase del Medio	Aire (600*1.5=900KV)	900

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-4			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (250KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	250
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (250KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	250
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (250KV) Hacia Aislador (0.45x250=113KV)	363
Fase Externa	Fase del Medio	Aire (600*1.12=672KV)	672
Fase Externa Izquierda	Fase del Medio	Aire (600*1.5=900KV)	900

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS28 (Suspensión Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (190KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	190
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (190KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	190

Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (190KV) Hacia Aislador ($0.45 \times 190 = 86KV$)	276
Fase Externa	Fase del Medio	Aire ($600 \times 1.12 = 672KV$)	672
Fase Externa Izquierda	Fase del Medio	Aire ($600 \times 1.5 = 900KV$)	900

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-4			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (500KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	500
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (500KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	500
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (500KV) Hacia Aislador ($0.45 \times 500 = 225KV$)	725
Fase Externa	Fase del Medio	Aire ($600 \times 1.45 = 870KV$)	870

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS46 (Suspensión Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (280KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	280
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (280KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	280
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (280KV) Hacia Aislador ($0.45 \times 280 = 126KV$)	406
Fase Externa	Fase del Medio	Aire ($600 \times 1.45 = 870KV$)	870

Tabla 32: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.31 para los niveles de tensión en la red de 13.2KV, 23KV y 46KV.

❖ **Cruce Vertical Sencillo:**

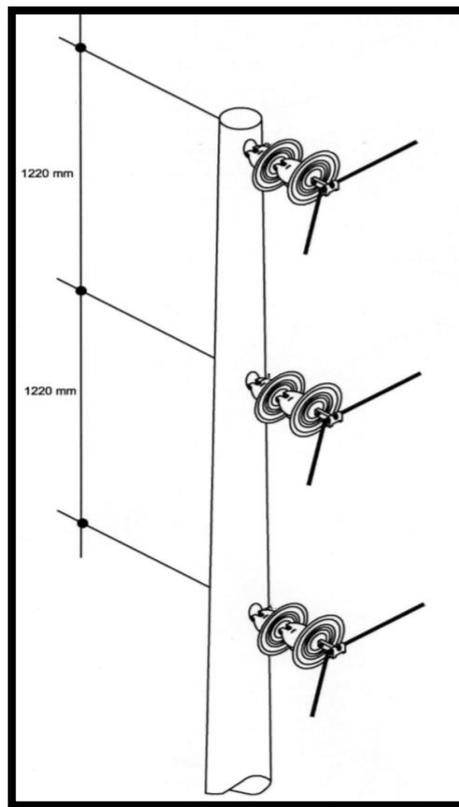


Fig. 39: Estructura para Cruce Vertical Sencillo.

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-1			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Superior	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200
Fase Superior	Fase del Medio	Aislador (200KV) Hacia Aislador (0.45x200=90KV)	290
Fase Superior	Fase Inferior	Aislador (200KV) Hacia Aislador (0.45x200=90KV)	290
Fase Superior	Fase del Medio	Aire ($600 \cdot 1.22 = 732KV$)	732
Fase Superior	Fase Inferior	Aire ($600 \cdot 2.44 = 1,4654KV$)	1,464

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS15 (Suspensión Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (140KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	140
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (140KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	140
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (140KV) Hacia Aislador (0.45x140=63KV)	203
Fase Superior	Fase del Medio	Aire (600*1.22=732KV)	732
Fase Superior	Fase Inferior	Aire (600*2.44=1,464KV)	1,464

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-4			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Superior	Cable de la Retenida	Aislador (250KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	250
Fase Superior	Fase del Medio	Aislador (250KV) Hacia Aislador (0.45x250=113KV)	363
Fase Superior	Fase Inferior	Aislador (250KV) Hacia Aislador (0.45x250=113KV)	363
Fase Superior	Fase del Medio	Aire (600*1.22=732KV)	732
Fase Superior	Fase Inferior	Aire (600*2.44=1,464KV)	1,464

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS28 (Suspensión Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (190KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	190

Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (190KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	190
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (190KV) Hacia Aislador (0.45x190=86KV)	276
Fase Superior	Fase del Medio	Aire (600*1.22=732KV)	732
Fase Superior	Fase Inferior	Aire (600*2.44=1,464KV)	1,464

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-4			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Superior	Cable de la Retenida	Aislador (500KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	500
Fase Superior	Fase del Medio	Aislador (500KV) Hacia Aislador (0.45x500=225KV)	725
Fase Superior	Fase Inferior	Aislador (500KV) Hacia Aislador (0.45x250=225KV)	725
Fase Superior	Fase del Medio	Aire (600*1.22=732KV)	732
Fase Superior	Fase Inferior	Aire (600*2.44=1,464KV)	1,464

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS46 (Suspensión Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (280KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	280
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (280KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	280
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (280KV) Hacia Aislador (0.45x280=126KV)	406
Fase Superior	Fase del Medio	Aire (600*1.22=732KV)	732
Fase Superior	Fase Inferior	Aire (600*2.44=1,464KV)	1,464

Tabla 33: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.32 para los niveles de tensión en la red de 13.2 KV, 23KV y 46KV.

❖ Corte en Marco Doble

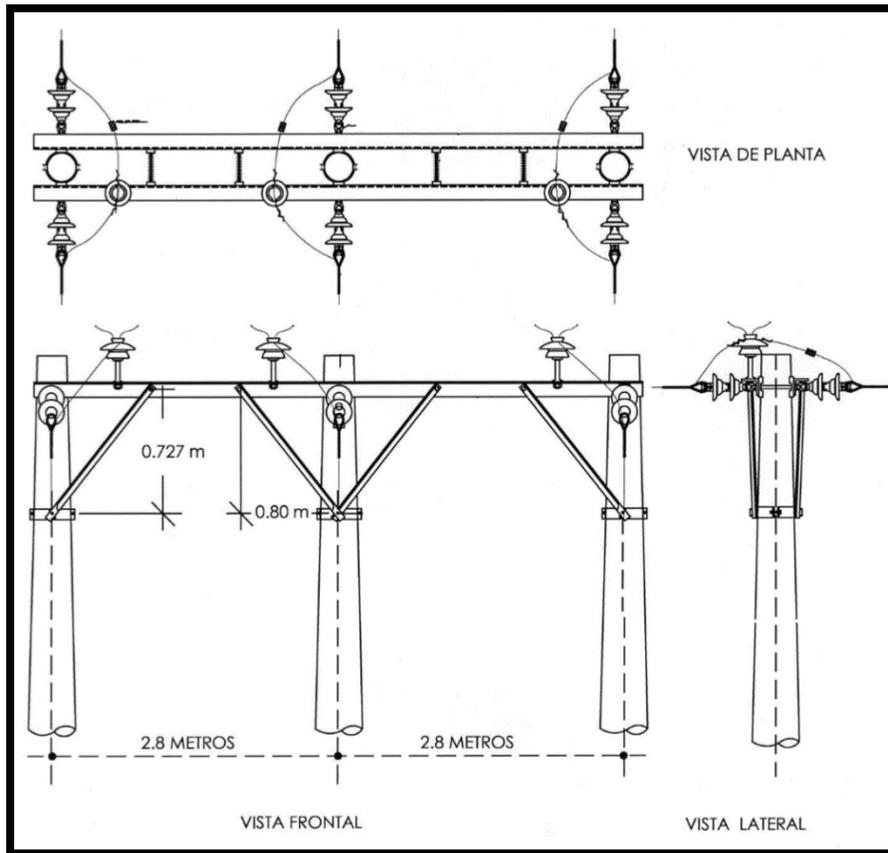


Fig. 40: Estructura de Corte en Marco Doble.

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-1 y 55-4			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa ¹⁴	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200
Fase Externa(Desde Aislador Tipo Espiga)	Cable de la Retenida	Aislador (105KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	105
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200

¹⁴ Aplicable a ambas fases laterales en este tipo de estructura

Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (200KV) Hacia Aislador (0.45x200=290KV)	290
Fase Externa (Desde Aislador Tipo Espiga)	Fase del Medio	Aislador (105KV) hacia Aislador(0.45x200=90KV)	195

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 13.2KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS15 (Suspensión Polimérico) y ANSI C29.18 51-2F (Line Post Polimérico)			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa¹⁵	Cable de la Retenida	Aislador (140KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	140
Fase Externa(Desde Aislador Tipo Espiga)	Cable de la Retenida	Aislador (120KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	120
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (140KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	140
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (140KV) Hacia Aislador (0.45x140=63KV)	203
Fase Externa (Desde Aislador Tipo Espiga)	Fase del Medio	Aislador (120KV) hacia Aislador(0.45x140=63KV)	183

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-4 y 56-1			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (250KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	250
Fase Externa(Desde Aislador Tipo Espiga)	Cable de la Retenida	Aislador (150KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	150
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (250KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	250

¹⁵ Aplicable a ambas fases laterales en este tipo de estructura

Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (250KV) Hacia Aislador (0.45x250=113KV)	363
Fase Externa (Desde Aislador Tipo Espiga)	Fase del Medio	Aislador (150KV) hacia Aislador(0.45x250=113KV)	263

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 23KV

TIPO DE AISLADOR: ANSI C29.13 DS28 (Suspensión Polimérico) y ANSI C29.18 51-4F (Line Post Polimérico)

DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (190KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	190
Fase Externa(Desde Aislador Tipo Espiga)	Cable de la Retenida	Aislador (200KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	200
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (190KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	190
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (190KV) Hacia Aislador (0.45x190=86KV)	276
Fase Externa (Desde Aislador Tipo Espiga)	Fase del Medio	Aislador (200KV) hacia Aislador(0.45x190=86KV)	286

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV

TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-4 y 56-1

DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (500KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	500
Fase Externa(Desde Aislador Tipo Line Post)	Cable de la Retenida	Aislador (210KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	210
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (500KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	500
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (500KV) Hacia Aislador (0.45x500=225KV)	725

Fase Externa (Desde Aislador Tipo Line Post)	Fase del Medio	Aislador (210KV) hacia Aislador(0.45x500=225KV)	435
---	----------------	--	-----

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED 46KV			
TIPO DE AISLADOR: ANSI 52-4 y 56-1			
DESDE	HACIA	CAMINO DEL FLAMEO	CFO TOTAL [KV]
Fase Externa	Cable de la Retenida	Aislador (280KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	280
Fase Externa(Desde Aislador Tipo Line Post)	Cable de la Retenida	Aislador (300KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	300
Fase del Medio	Cable de la Retenida	Aislador (280KV) hacia Cable de Retenida (0KV)	280
Fase Externa	Fase del Medio	Aislador (280KV) Hacia Aislador (0.45x280=126KV)	406
Fase Externa (Desde Aislador Tipo Line Post)	Fase del Medio	Aislador (300KV) hacia Aislador(0.45x280=126KV)	426

Tabla 34: Caminos Posibles Para un Flameo en la Estructura de la Fig.33 para los niveles de tensión en la red de 13.2 KV, 23KV y 46KV.

3.4 COMPARACIÓN DE DIFERENTES ESTRUCTURAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUS POSIBLES AISLAMIENTOS.

Con el fin de obtener el nivel de aislamiento más óptimo, y la tecnología de los dispositivos aislantes, se analizan los posibles niveles de aislamiento que pueden ser instalados en cada estructura de distribución a Media Tensión. Para ello se toman en cuenta principalmente los factores: Nivel de Aislamiento ofrecido por los dispositivos de aislamiento y el precio¹⁶ de los dispositivos que se compararán. Se espera así, que el aislamiento más óptimo sea aquel que posea el mejor balance entre estos dos factores mencionados.

MÉTODO DE COMPARACIÓN

Las principales estructuras de distribución que se comparan son para las tensiones de red de 13.2, 23, y 46 [KV]. Por lo que se examinará cada una de estas estructuras individualmente, aplicándole diferentes tipos de aislamientos. Los tipos de aislamiento de cada estructura que se estudiarán son:

1. Aislamiento de Porcelana con su Nivel de Aislamiento ajustado exactamente al requerido por la tensión de la Red (**Estructura Normalmente Aislada**).
2. Aislamiento de Porcelana con su Nivel de Aislamiento sobredimensionado según lo requerido por la tensión de la Red (**Estructura Sobre Aislada**).
3. Aislamiento Polimérico con su Nivel de Aislamiento ajustado al requerido por la tensión de la Red (**Estructura Normalmente Aislada con Tecnología Polimérica**).

Los diferentes tipos de aislamiento aplicados a una estructura se comparan al ordenarlos en una tabla y visualizar como varían los factores que se han tomado en cuenta con respecto a cada aislamiento aplicado en la estructura.

En cuanto al costo de los dispositivos, se han tomado en cuenta solo aquellos que son directamente parte del aislamiento y que varían en cada tipo de aislamiento en la estructura; esto para facilitar el enfoque objetivo de la comparación.

El último criterio de la comparación es que se han tomado en cuenta solo las estructuras más representativas para cada tipo de aislador, siendo estos tipos: Aisladores de Suspensión, Aisladores tipo Pin o Espiga, Aisladores tipo Line-Post. De esta manera podemos afirmar válida esta comparación para todas las estructuras existentes que posean estos tipos de aisladores. Esto se traduce en que las estructuras que examinaremos son: Tangente Sencilla y Corte Horizontal o Remate.

¹⁶ Precios cotizados en El Salvador en Noviembre de 2016

PRECIOS DE AISLAMIENTO POR ESTRUCTURA

Como se mencionó con anterioridad, en este apartado se muestran los precios del aislamiento por cada una de las estructuras.

TECNOLOGÍA DEL AISLADOR	ESTRUCTURA	NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED [KV]	AISLADORES EN LA ESTRUCTURA	TIPO DE AISLADOR	PRECIO POR AISLAR LA ESTRUCTURA [\$]
AISLADORES DE PORCELANA	TANGENTE SENCILLA	13.2	3x ANSI 55-4	Espiga	14.78
		23	3x ANSI 56-1	Doble Pin	29.36
		46	3x ANSI 57-3	Line Post	106.75
		69	3x ANSI 57-5	Line Post	124.34
	REMATE HORIZONTAL	13.2	3x ANSI 52-1	Suspensión	33.80
		23	6x ANSI 52-4	Suspensión	137.02
		46	12x ANSI 52-4	Suspensión	274.05
		69	15x ANSI 52-4	Suspensión	411.08
AISLADORES POLIMÉRICOS	TANGENTE SENCILLA	13.2	3x ANSI C29.18 51-2F	Line Post	75.53
		23	3x ANSI C29.18 51-4F	Line Post	82.72
		46	3x ANSI C29.18 51-16	Line Post	96.35
		69	3x ANSI C29.17 250-41	Line Post	112.23
	REMATE HORIZONTAL	13.2	3x ANSI C29.13 DS15	Suspensión	62.72
		23	3x ANSI C29.13 DS28	Suspensión	86.51
		46	3x ANSI C29.13 DS46	Suspensión	64.85

Tabla 35: Precio de Aislar las diferentes estructuras de Distribución evaluadas en la comparación.

3.4.1 ESTRUCTURAS A 13.2 KV

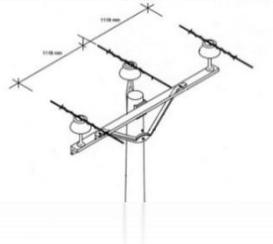
Tangente Sencilla	Estructura Tangente Sencilla Aislada a 13.2KV (Normalmente Aislada)	Estructura Tangente Sencilla Aislada a 23KV (Sobre Aislada)	Estructura Tangente Sencilla Aislada con Tecnología Polimérica (Normalmente Aislada)
Representacion Gráfica de la Estructura			
Tipo de Aislador	ANSI 55-4 (Espiga)	ANSI 56-1 (Pin Doble)	ANSI C29.18 51-2F (Line Post)
Costo de Aislar la Estructura	\$14.78	\$29.36	\$75.53
CFO por fase Ofrecido por el Aislamiento (Positivo)	105 KV	160 KV	120 KV
Diferencia de Costos (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+ \$14.58	+60.75
Diferencias de CFO (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+ 55 KV	+ 15 KV

Tabla 36: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura tangente sencilla a un nivel de tensión de red de 13.2KV.

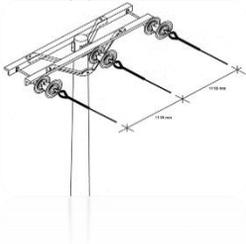
Remate Horizontal	Estructura Remate Horizontal Aislada a 13.2KV (Normalmente Aislada)	Estructura Remate Horizontal Aislada a 23KV (Sobre Aislada)	Estructura Remate Horizontal Aislada con Tecnología Polimérica (Normalmente Aislada)
Representación Gráfica de la Estructura			
Tipo de Aislador	ANSI 52-1 (Suspensión)	ANSI 52-4 (2 x fase)(Suspensión)	ANSI C29.13 DS-15 (Suspensión)
Costo de Aislar la Estructura	\$33.80	\$137.02	\$62.72
CFO por fase Ofrecido por el Aislamiento (Positivo)	100 KV	250 KV	140 KV
Diferencia de Costos (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+ \$103.22	+\$28.92
Diferencias de CFO (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+ 150 KV	+ 40 KV

Tabla 37: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura Remate Horizontal a un nivel de tensión de red de 13.2KV.

3.4.2 ESTRUCTURAS A 23KV

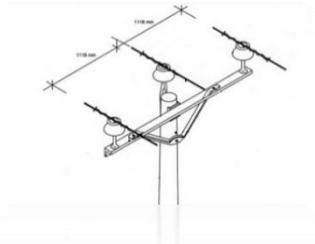
Tangente Sencilla	Estructura Tangente Sencilla Aislada a 23KV (Normalmente Aislada)	Estructura Tangente Sencilla Aislada a 46KV (Sobre Aislada)	Estructura Tangente Sencilla Aislada con Tecnología Polimérica (Normalmente Aislada)
Representacion Gráfica de la Estructura			
Tipo de Aislador	ANSI 56-1 (Pin Doble)	ANSI 57-3 (Line Post)	ANSI C29.18 51-4F (Line Post)
Costo de Aislar la Estructura	\$29.36	\$106.75	\$82.72
CFO por fase Ofrecido por el Aislamiento (Positivo)	160 KV	210 KV	200 KV
Diferencia de Costos (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+ \$77.39	+\$53.36
Diferencias de CFO (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+ 50 KV	+ 40 KV

Tabla 38: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura tangente sencilla a un nivel de tensión de red de 23KV.

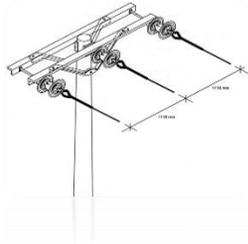
Remate Horizontal	Estructura Remate Horizontal Aislada a 23KV (Normalmente Aislada)	Estructura Remate Horizontal Aislada a 46KV (Sobre Aislada)	Estructura Remate Horizontal Aislada con Tecnología Polimérica (Normalmente Aislada)
Representacion Gráfica de la Estructura			
Tipo de Aislador	ANSI 52-4 (2 x fase)(Suspensión)	ANSI 52-4 (4 x fase)(Suspensión)	ANSI C29.13 DS-28 (Suspensión)
Costo de Aislar la Estructura	\$137.02	\$274.05	\$86.51
CFO por fase Ofrecido por el Aislamiento (Positivo)	250 KV	500 KV	190 KV
Diferencia de Costos (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+\$137.03	-\$50.51
Diferencias de CFO (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+250 KV	-60 KV

Tabla 39: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura Remate Horizontal a un nivel de tensión de red de 23KV

3.4.3 ESTRUCTURAS A 46 KV

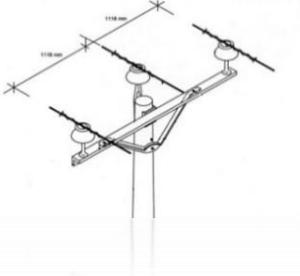
Tangente Sencilla	Estructura Tangente Sencilla Aislada a 46KV (Normalmente Aislada)	Estructura Tangente Sencilla Aislada a 69KV (Sobre Aislada)	Estructura Tangente Sencilla Aislada con Tecnología Polimérica (Normalmente Aislada)	Estructura Tangente Sencilla Aislada con Tecnología Polimérica (Sobre Aislada)
Representación Gráfica de la Estructura				
Tipo de Aislador	ANSI 57-3 (Line Post)	ANSI 57-5 (Line Post)	ANSI C29.18 51-16 (Line Post)	3x ANSI C29.17 250-41 (Line Post)
Costo de Aislar la Estructura	\$106.75	\$124.34	\$96.35	\$112.23
CFO por fase Ofrecido por el Aislamiento (Positivo)	210 KV	265 KV	300 KV	480 KV
Diferencia de Costos (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+\$17.59	-\$10.04	+\$5.48
Diferencias de CFO (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	+55 KV	+ 90 KV	+270 KV

Tabla 40: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura tangente sencilla a un nivel de tensión de red de 46KV

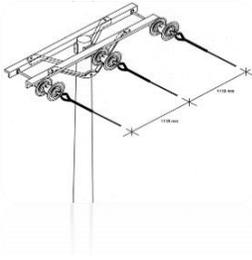
Remate Horizontal	Estructura Remate Horizontal Aislada a 46KV (Normalmente Aislada)	Estructura Remate Horizontal Aislada a 69KV (Sobre Aislada)	Estructura Remate Horizontal Aislada con Tecnología Polimérica (Normalmente Aislada)
Representación Gráfica de la Estructura			
Tipo de Aislador	ANSI 52-4 (4 x fase)(Suspensión)	ANSI 52-4 (6 x fase)(Suspensión)	ANSI C29.13 DS-46 (Suspensión)
Costo de Aislar la Estructura	\$274.05	\$411.08	\$64.84
CFO por fase Ofrecido por el Aislamiento (Positivo)	500 KV	750 KV	280 KV
Diferencia de Costos (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	\$137.02	-\$209.21
Diferencias de CFO (Respecto a la estructura Normalmente Aislada)	-	250 KV	-220 KV

Tabla 41: Tabla Comparativa de los diferentes tipos de Aislamiento para una estructura Remate Horizontal a un nivel de tensión de red de 46KV.

CAPÍTULO 4: MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

4.1 MÉTODO SEGÚN ESTÁNDARES IEEE

El enfoque de un método basado en estándares internacionales IEEE, para la coordinación de aislamiento se basa en 2 principales factores:

- La evaluación y correcta selección de dispositivos de aislamiento en líneas aéreas de distribución.¹⁷
- La evaluación y correcta selección de descargadores de sobretensiones para proteger los equipos y las líneas aéreas de distribución.¹⁸

A continuación, se presenta el criterio a tomar en cuenta para cada uno de estos factores.

4.1.1 SELECCIÓN DE AISLAMIENTO

Como se muestra en el capítulo 3 de este estudio, la evaluación de los niveles de aislamiento de las estructuras provee información acerca de la efectividad de las opciones de aislamiento. Al utilizar estos estimados, se pueden ofrecer mejoras a la red teniendo en cuenta las opciones disponibles.

Las posibles opciones de aislamiento que se evalúan según lo describe esta norma, pueden hacer un trabajo conjunto con la correcta selección de los descargadores, y la locación de estos últimos, proporcionando así, una efectiva coordinación de aislamiento.

Entre los análisis importantes para la correcta selección de aislamiento se deben evaluar los parámetros de las descargas atmosféricas (Rayos), dichos parámetros se explican a continuación:

4.1.1.1 PARÁMETROS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS)

Los rayos dentro de la nube son las más frecuentes, pero los rayos nube a nube afectan las líneas aéreas de los sistemas de distribución. Durante una tormenta, las interrupciones del servicio de energía eléctrica son causadas por el viento y rayos. Algunas veces se asume que las interrupciones causadas por el viento, los árboles y equipo averiado, son generadas por rayos, lo cual hará que el número de interrupciones causadas por los rayos aparezca artificialmente alto.

En la mayor parte de las regiones del mundo, se puede obtener una indicación de la actividad de las descargas atmosféricas a través de los datos cerámicos (días de tormentas eléctricas

¹⁷ Según IEEE Std. 1410-2010: Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines

¹⁸ Según IEEE Std. C62.22-2009: *IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems*

por año). El nivel cerámico es una indicación de la actividad regional de las descargas atmosféricas basada en cantidades promedio derivadas de los niveles de observación históricamente disponibles.

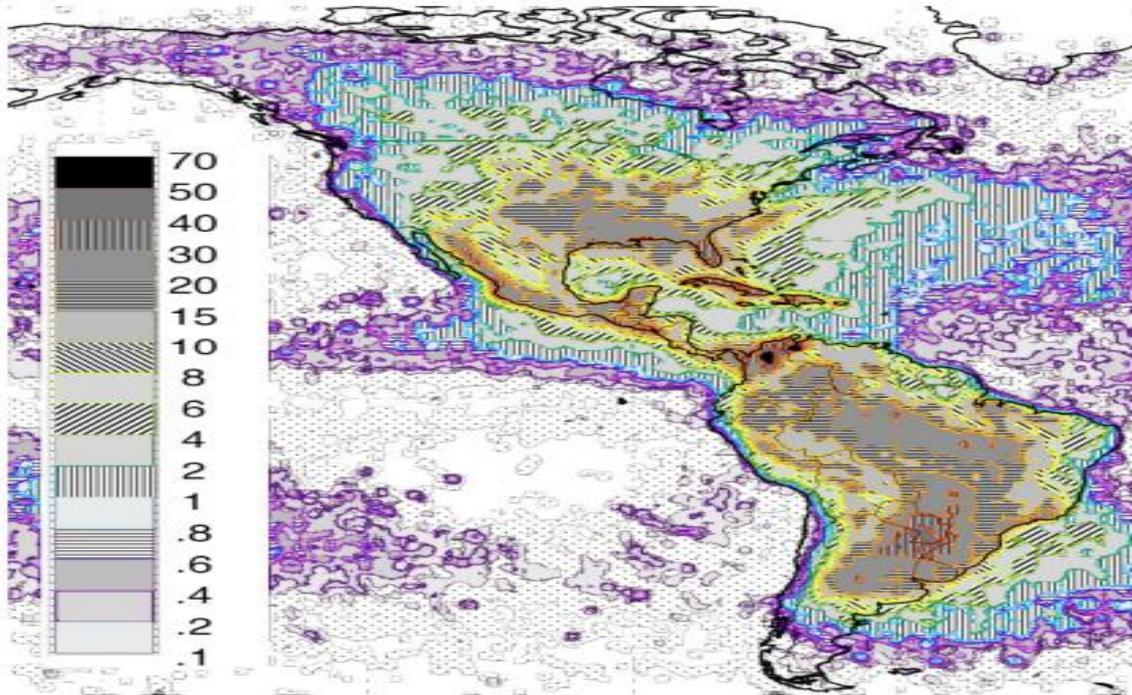


Fig. 41: Densidad Total de Relampagueo. (Terrestre y de nubes $N_t=(Km^2)/Año$)

La densidad de descargas a tierra, DRT puede estimarse del nivel cerámico usando la ecuación siguiente:

$$N_g = 0.04 Td^{1.25} \quad (\text{descargas}/\text{km}^2/\text{año}) \quad \text{Ecu. 4}$$

Donde:

Td = Número de días de tormentas por año (Nivel cerámico)

Las descargas tipo rayo pueden explicar muchas de las interrupciones de energía en las líneas de distribución. Dichas descargas pueden causar flameos por:

- a) Descargas directas
- b) Tensiones inducidas por descargas cercanas

Las descargas directas sobre líneas de distribución de energía generan flameo del aislamiento en la mayoría de los casos. La data de recolección de rayos N , en campo abierto (sin árboles o edificios en la cercanía), es estimada de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0.6} + b}{10} \right) \quad \text{Ecu. 5}$$

Donde:

N = Rayos/100km/año

N_g = Densidad de descargas (rayos/km²/año)

h = *Altura del poste (m)*

b = *Ancho de la estructura (m)*

Para la mayoría de las líneas de distribución el factor b , ancho de la estructura, es despreciable.

4.1.1.2 **DESCARGAS TIPO RAYO EN LÍNEAS AÉREAS PROTEGIDAS (SF)**

FLAMEOS DIRECTOS QUE IMPACTA LA LÍNEA.

Árboles y edificios pueden jugar un papel preponderante en el comportamiento de las líneas de los sistemas de distribución a las descargas atmosféricas. Los árboles y los edificios pueden interceptar muchas descargas tipo rayo que de otra manera pudieran caer sobre la línea. El factor de protección S_f , se define como la porción por unidad de una línea de distribución protegida por objetos cercanos. El número de descargas a la línea es entonces:

$$N_s = N(1 - S_f) \quad \text{Ecu. 6}$$

Donde:

N_s = *flameos/100km/año*

S_f = *factor de protección*

Un factor de 1.0 significa que la línea de distribución está completamente protegida contra descargas directas tipo rayo. La figura 42 muestra los medios para aproximarse a los factores de protección con objetos de varias alturas, para una línea de distribución de 10 metros de altura. Se asume que los objetos están en una línea uniforme y paralela a la línea de distribución. Se podría representar como una hilera de árboles o edificios paralela a la línea de distribución.

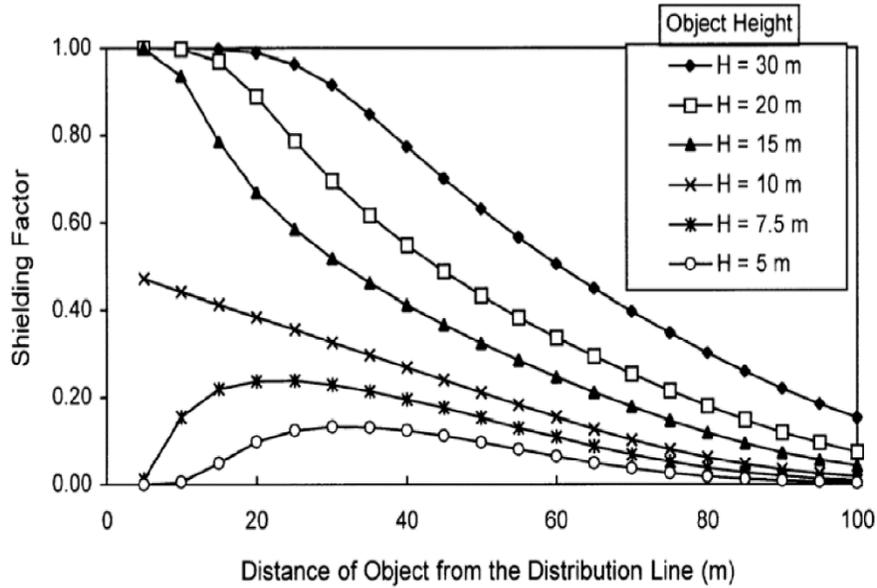


Fig. 42: Factores de protección S_f debido a objetos cercanos para una línea de distribución de 10m de altura.

La figura 42 puede utilizarse también para objetos que están ubicados en ambos lados de la línea de distribución si se suman los factores de protección para los lados derecho e izquierdo (si la suma de los factores de protección es mayor de uno, entonces el factor total de protección es igual a uno).

4.1.1.3 DESCARGAS TIPO RAYO EN LÍNEAS AÉREAS EN CAMPO ABIERTO

SOBRETENSIONES INDUCIDAS EN CAMPO ABIERTO.

Un factor de protección de 0.0 significa que la línea de distribución está en campo abierto y que no dispone de objetos para protecciones en las cercanías. Un aproximado para saber el número de sobretensiones inducidas en una línea en campo abierto, resulta de la siguiente ecuación:

$$N_i = 2 * N_g \quad Ecu. 7$$

Sin embargo, al tomar en cuenta el factor de protección, incrementa el número de sobretensiones inducidas. El número de sobretensiones inducidas por impactos indirectos, tomando en cuenta los factores de protección, estaría entre el número de sobretensiones en campo abierto, (N_i flameos/100 km/año en este caso) y el número de rayos directos en campo abierto (N rayos/100 km/año en este caso).

Sin embargo, el número de fallas en el aislamiento, a causa de sobretensiones inducidas por impactos indirectos, se discute a continuación.

FLAMEOS EN AISLADORES POR SOBRETENSIONES INDUCIDAS

Dentro del enfoque de coordinación de aislamiento, el factor decisivo para la elección de aislamiento, es el número de fallas que tendrán los aisladores de la línea, con respecto a su CFO.

Existen varios factores que afectan la probabilidad de flameo en un aislador. Dichos factores se modelan según el método: “*Formula Simplificada de Rusck para el Cálculo de Tensiones Inducidas Tipo Rayo y la Aplicación del Método Estadístico Propuesto en Warner y McCann*”¹⁹.

MODELOS TÉCNICOS Y CONSIDERACIONES PARA LA APLICACIÓN DEL MODELO DE RUSCK

- **DISTANCIAS DE CHOQUE Y FACTOR DE PROTECCIÓN**

Un modelo electromagnético puede ser utilizado para estimar el factor de protección de una porción específica de una línea de distribución. Este modelo electromagnético está basado en la idea de que una línea de distribución u otro objeto tiene un cierto radio de atracción que aumenta con la altura, e igualmente el radio de atracción depende de la magnitud de la corriente en la descarga tipo rayo.

Las ecuaciones usadas para el cálculo de las distancias críticas de choque, y que estima el comportamiento de las líneas de distribución a las descargas tipo rayo, son las siguientes:

$$r_s = 10 \times I_0^{0.65} \quad \text{Ecu. 8}$$

$$r_g = 0.9 \times r_s \quad \text{Ecu. 9}$$

Donde:

r_s : Es la distancia del impacto al conductor (m)

r_g : Es la distancia del impacto a tierra (m)

Este modelo electromagnético es usado para los cálculos de factor de protección mostrados en la figura 42 y para la estimación del flameo por voltajes inducidos.

También, estas ecuaciones se utilizan para estimar la distancia del impacto, a la línea de distribución, desde donde la descarga tipo rayo no afectará a la línea.

¹⁹ IEEE Std. 1410-2010. Anexo B, Pág. 41

- **TENSIÓN INDUCIDA**

De acuerdo a Rusck, el máximo voltaje que es inducido en una línea en el punto más cercano a la descarga tipo rayo está dado por:

$$V_{max} = \frac{Z_0 I_0 h}{y} \left(1 + \frac{v}{c} \frac{1}{\sqrt{2 - (v/c)^2}} \right) \quad Ecu.10$$

Donde:

Z_0 : Es $1/(4 \pi) \sqrt{\mu_0/\epsilon_0} = 30$ Ohmios

I_0 : Es la corriente pico del rayo

h : Es la altura promedio de la línea de distribución sobre el nivel de tierra

y : Es la distancia lineal más corta entre la descarga del rayo y la línea

v : Es la velocidad de retorno de la descarga (m/s), típicamente $c/3$

c : Es la velocidad de la luz en el espacio libre, 3×10^8 m/s

Esta ecuación puede reducirse a la siguiente forma:

$$V_{max} = 37.28 \frac{I_0 h}{y} \quad Ecu.11$$

- **DISTANCIAS DE VULNERABILIDAD A FLAMEOS POR TENSIONES INDUCIDAS E IMPACTOS DIRECTOS**

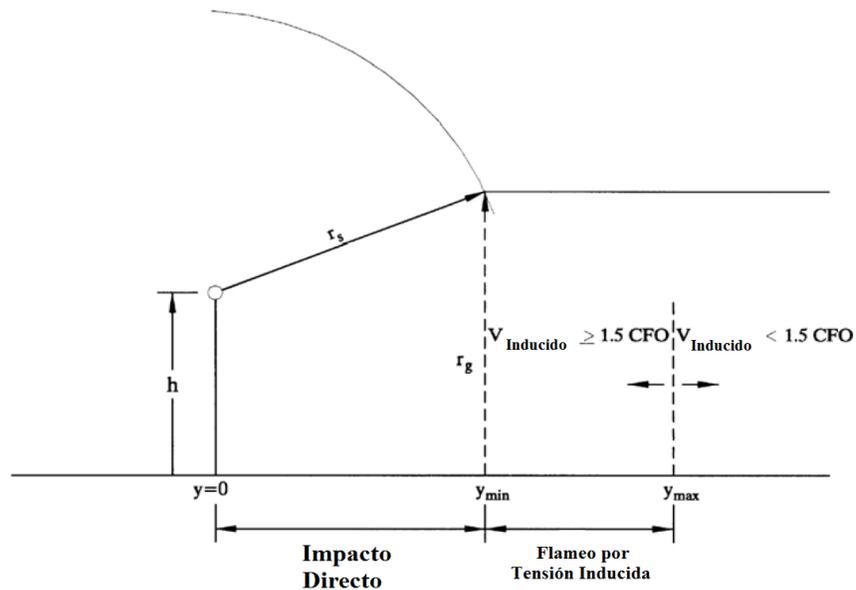


Fig. 43: Uso del modelo electromagnético y el modelo de Rusck para determinar un flameo por impacto directo de rayo, o tensión inducida.

En la figura 43, se describen las zonas de vulnerabilidad de una línea de distribución en *campo abierto*. Para el uso de este modelo, se ha hecho la suposición que el suelo tiene una conductividad perfecta.

Para determinar las distancias de vulnerabilidad, se hacen uso de las siguientes formulas:

- **DISTANCIA DE VULNERABILIDAD A FLAMEOS POR TENSIONES INDUCIDAS.**

Para este caso, se hace la suposición que, para poder causar un flameo en un aislador, es necesario que la sobretensión sea al menos el 1.5 x CFO del aislador. Este factor de 1.5 es una aproximación que toma en cuenta la curva tensión-tiempo del aislador. Se asume que estas sobretensiones son de mucha menor duración que las formas de onda estándar de prueba de 1.2/50 μ s.

Al conocer el valor necesario para causar un flameo en el aislador, se puede sustituir en la ecuación de tensión máxima inducida en un impacto indirecto, lo que resulta en la siguiente formula:

$$1.5CFO = 37.28 \frac{I_0 h}{y_{max}} \quad Ecu.12$$

Esto tiene un impacto importante en las variables de la fórmula, ya que al asumir que V_{max} es 1.5CFO, se puede despejar y_{max} de esta fórmula, lo que resulta en el límite superior de la distancia vulnerable a flameos por sobretensiones inducidas. Al despejar y_{max} se tiene:

$$y_{max} = 37.28 \frac{I_0 h}{1.5CFO - V_{LN}} \quad Ecu.13$$

En el desarrollo de la Ecu. 13, se debe destacar que es necesario tomar en cuenta la tensión línea-neutro, ya que al ocurrir una descarga atmosférica (rayo), la tensión que este rayo induce en la línea tendrá una contribución de la tensión que dicha línea posee.

El rango de distancia vulnerable a flameos en aisladores por sobretensiones inducidas de impactos indirectos, es la distancia entre y_{min} y y_{max} ; es decir, la diferencia entre estas dos distancias:

$$Rango Vulnerable a Flameos = y_{max} - y_{min} \quad Ecu.14$$

Para calcular y_{min} se toma el siguiente criterio:

- **DISTANCIA VULNERABLE A IMPACTOS DIRECTOS**

La distancia vulnerable a un impacto directo de una descarga atmosférica en las líneas de distribución, en campo abierto, está dada por la fórmula:

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \quad Ecu.15$$

Si se deja esta fórmula en función de la corriente I_o se tiene:

$$y_{min} = \sqrt{100I_o^{1.3} - (9I_o^{0.65} - h)^2} \quad Ecu.16$$

Al tener este valor, se conocen todas las distancias críticas que se toman en cuenta en este estudio.

- **DISTRIBUCIÓN DE LA CORRIENTE PICO DE RAYO**

Las descargas atmosféricas o rayos, consisten de un impacto inicial, y pueden tener uno o más impactos subsecuentes, siguiendo el mismo camino, y terminando en el mismo lugar en la línea. Los impactos iniciales tienen corrientes pico mayores, y los impactos subsecuentes tienen una tasa más rápida de subida de corriente.

Para una primera descarga, la variación de la corriente pico del rayo, I_o puede aproximarse a la distribución logarítmica normal.

A fin de manejar la distribución probabilística de los valores pico de corriente en una forma simple, se adopta la siguiente expresión:

$$P(I_o \geq i_o) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_o}{31}\right)^{2.6}} \quad Ecu.17$$

Donde:

I_o : Es la corriente de rayo

i_o : Es el valor anticipado de corriente pico del primer impacto de retorno

$P(I_o \geq i_o)$: Es la probabilidad que el primer impacto de retorno tenga una corriente pico I_o que exceda i_o

Esta ecuación muestra la probabilidad de que la corriente pico de rayo, sea igual o mayor a un valor de i_o dado.

- **CORRIENTE MÍNIMA A CONSIDERAR PARA FLAMEO EN AISLADORES**

El aislamiento tiene relación directa con los niveles de vulnerabilidad de la línea, mientras más aislamiento se coloque en la línea, la distancia de vulnerabilidad a flameos por tensiones inducidas por impactos indirectos disminuye; es decir, y_{max} se acerca a y_{min} . Como se puede observar, solo y_{max} depende del valor de aislamiento, y y_{min} solo depende del valor de la

corriente de rayo, ya que los impactos directos en la línea, siempre causarían flameos, sin importar el aislamiento.

El valor mínimo que puede tomar y_{max} es el mismo valor de y_{min} , ya que llegado ese punto, ya no habrán más flameos por sobretensiones inducidas, solamente por impactos directos a la línea.

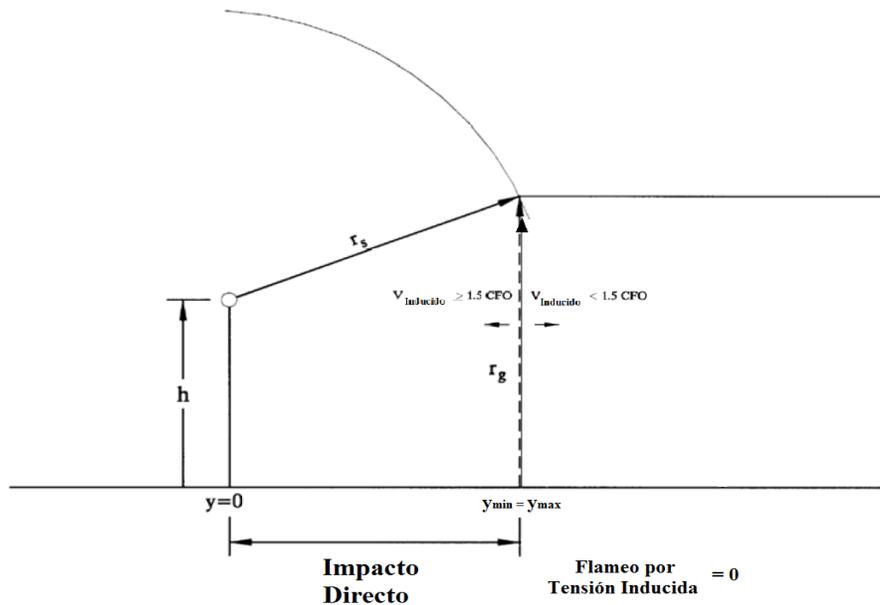


Fig. 44: Distancias vulnerables según Rusck. $Y_{max} = Y_{min}$.

Como se observa en la Fig. 44, del punto donde y_{max} y y_{min} son iguales a la izquierda, se producen solo impactos directos y flameos en aisladores. De ese mismo punto a la derecha, aunque es probable que hayan sobretensiones, estas no sobrepasarán la tensión necesaria para causar un flameo, por lo cual ya no existe una zona vulnerable a flameos por sobretensiones por impactos directos de rayos. Esta es la condición de trabajo ideal de los aisladores.

A su vez, mientras más aislamiento sea colocado en la línea, se tendrá un mejor desempeño a descargas con mayores corrientes de rayo pico.

Entonces, al tomar en cuenta el menor valor que puede tomar y_{max} , y un valor específico de CFO, se obtendrá el valor de corriente mínimo que puede afectar la línea para el CFO dado. Para encontrar este límite de corriente, se utiliza la expresión en función de la corriente I_o que iguala las distancias críticas de vulnerabilidad, como se expuso anteriormente.

$$y_{max} = y_{min}$$

$$37.28 \frac{I_o h}{1.5 \text{ CFO} - V_{LN}} = \sqrt{100 I_o^{1.3} - (9 I_o^{0.65} - h)^2} \quad \text{Ecu.18}$$

Al tener un valor de CFO específico, se tendrá la corriente mínima que causará flameos en aisladores, y la mínima que se considerará en este estudio.

- **NÚMERO DE FLAMEOS EN AISLADORES**

Al tener todos los valores descritos anteriormente, se puede proceder a calcular la distribución probabilística, del número de flameos en aisladores, que se tendrán por tensiones inducidas causadas por impactos cercanos a la línea.

Este número de flameos se conoce al desarrollar la siguiente expresión:

$$FP_{CA} = 2 N_g 0.1 \sum_{i_{min}}^{200} P(i) (y_{max(i)} - y_{min(i)}) \quad Ecu.19$$

Donde:

FP_{CA} : Número de Flameos en Aisladores cada 100Km de línea al año en Campo Abierto

N_g : El número de descargas a tierra

i : Es el valor anticipado de corriente pico del primer impacto de retorno, incrementado en intervalos de 1KA, desde la magnitud de la corriente mínima a considerar, hasta 200KA.

$P(i)$: $P(I_o \geq i_o) - P(I_o \geq i_o + 1)$

$y_{max(i)}$: Es la distancia de la línea hasta el punto máximo, donde hay vulnerabilidad de fallas por sobretensiones inducidas por rayos

$y_{min(i)}$: Es la distancia desde la línea, vulnerable a impactos directos

La sumatoria describe la distribución probabilística de que una descarga atmosférica produzca un flameo en el aislamiento de la línea, y que esta descarga atmosférica impacte en el área vulnerable a sobretensiones inducidas. Se toman en cuenta todas las contribuciones de las posibles corrientes de rayo, desde la corriente mínima a considerar (KA) hasta 200 (KA).

Al ser una ecuación en función de la corriente “ I_o ” la expresión queda de la siguiente manera:

$$FP_{CA} = 2 N_g 0.1 \sum_{i_{min}}^{200} \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{I_o}{31}\right)^{2.6}} - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_o + 1}{31}\right)^{2.6}} \right) \cdot \left(\frac{37.28 I_o h}{1.5 CFO - V_{LN}} - \sqrt{100 I_o^{1.3} - (9 I_o^{0.65} - h)^2} \right)$$

Ecu. 20

Sin embargo, la expresión anterior solo toma en cuenta los flameos en campo abierto, por lo que la falta de una expresión para el modelado matemático del desempeño de la línea en caso de un factor de protección diferente de cero, hace necesaria la deducción de un método adicional. Este método expuesto a continuación, se ha desarrollado en base a los criterios de la normativa *IEEE 14010-2010*.

Si se tiene una línea con un factor de protección, la contribución al número de flameos de los aisladores en la línea, se calcula considerando lo siguiente:

Las descargas atmosféricas de valor I_{min} , que golpeen más allá de la distancia y_{min} , en caso de que se induzcan a la línea, lo harán de manera indiferente al factor de protección de esta; sin embargo, si la línea posee un factor de protección, las descargas atmosféricas pueden inducirse por medio de los objetos cercanos a la línea, de tal manera que, incluso corrientes menores a I_{omin} pueden causar flameos en los dispositivos de aislamiento.

A diferencia de una línea en campo abierto, al tener una línea con un determinado factor de protección, y al conocer y_{max} (ahora en *km*), se puede obtener el área (km^2) en los alrededores de la línea que es vulnerable a sobretensiones por impactos de rayos en dicha zona. El valor de y_{max} indica la distancia vulnerable a la línea para corrientes de hasta 200KA.

$$A_{Vulnerable} = 2 Y_{max@200KA(Km)} \times Longitud\ Linea_{Km} \quad Ecu. 21$$

Conociendo el valor de densidad de descargas a tierra (N_g) para la zona, y el factor de protección (fp) se puede conocer un valor de las sobretensiones que se inducen a la línea a causa de descargas atmosféricas.

$$Descargas_{LP} = A_{Vulnerable} \times N_g \times fp \quad Ecu. 22$$

Sin embargo, no todas las descargas atmosféricas causarán flameo en los aisladores. La contribución al número de flameos de los aisladores en la línea, se calcula con la siguiente variante de la expresión para FP_{LP} :

$$FP_{LP} = Descargas_{LP} \cdot 0.1 \sum_{i=1}^{I_{min}} \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{I_o}{31}\right)^{2.6}} - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_o+1}{31}\right)^{2.6}} \right) \quad Ecu. 23$$

Donde:

FP_{LP} = Número de flameos por tensiones inducidas en líneas protegidas

Por lo que, el número total de flameos en aisladores por tensiones inducidas por rayos es:

$$FP = FP_{CA} + FP_{LP} \quad Ecu. 24$$

Donde:

FP = Número total de Flameos por tensiones inducidas en los aisladores al año

4.1.2 SELECCIÓN DE DESCARGADORES

Para la coordinación de aislamiento, se tiene que tomar en cuenta las características técnicas de los descargadores, y distancias de separación entre los descargadores.

Para selección de los descargadores adecuados, se puede hacer referencia al apartado 2.4 de este estudio. Sin embargo, se recalcarán los aspectos y consideraciones más generales a tomar en cuenta en la selección de este dispositivo.

Como primer punto, se tiene que saber el tipo y dimensionamiento del dispositivo, para lo cual se presenta la siguiente tabla:

- **CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE DESCARGADORES:**

Voltage ratings (rms)		Peak protective level—Range of industry maxima (kV)					
Duty-cycle rating (kV)	MCOV (kV)	Front-of-wave protective level			Discharge voltage with 8/20 wave		
		5 kA normal duty	10 kA heavy duty	10 kA riser pole	5 kA normal duty	10 kA heavy duty	10 kA riser pole
3	2.55	11.2–17	13.5–17	10.4	10.2–16	9.1–16	8.2
6	5.1	22.3–25.5	25.0–27	17.4–18	20.3–24	18.2–25	16.2
9	7.65	33.5–36	26.5–35.3	22.5–36	30.0–33.5	21.7–31.5	20.0–24.9
10	8.4	36.0–37.2	29.4–39.2	26.0–36	31.5–33.8	24.5–35	22.5–26.6
12	10.2	44.7–50	35.3–50	34.8–37.5	40.6–44	32.1–44	30.0–32.4
15	12.7	54.0–58.5	42.0–59	39.0–54	50.7–52	35.9–52	33.0–40.2
18	15.3	63.0–67	51.0–68	47.0–63	58.0–60.9	43.4–61	40.0–48
21	17.0	73.0–80	57.0–81	52.0–63.1	64.0–75	47.8–75	44.0–56.1
24	19.5	89.0–92	68.0–93	63.0–72.5	81.1–83	57.6–83	53.0–64.7
27	22.0	94.0–100.5	77.0–102	71.0–81.9	87.0–91.1	65.1–91	60.0–72.1
30	24.4	107.0–108	85.0–109.5	78.0–85.1	94.5–99	71.8–99	66.0–79.5
36	29.0	125.0	99.0–136	91.0–102.8	116.0	83.7–125	77.0–96

Tabla 42: Características de Protección de Descargadores de distribución.

Al tener especificados los componentes aislantes, y los descargadores a utilizar, se tiene que considerar la separación entre descargadores.

- **EFFECTOS DE LA DISTANCIA DE SEPARACIÓN ENTRE DESCARGADORES.**

La separación de los descargadores se verá relacionada con dos maneras en que afecta el rayo a las líneas aéreas de distribución: Impactos Indirectos, e Impactos Directos.

Se deberá estudiar también las distancias de separación entre descargadores, con otros descargadores; así como la separación entre descargadores con otros elementos del sistema.

4.1.2.1 SEPARACIÓN ENTRE DESCARGADORES

- **IMPACTOS INDIRECTOS:**

La distancia entre cada descargador, influye directamente en la cantidad de fallas que se desatan como consecuencia a un impacto indirecto de rayo, cerca de las líneas de distribución. Esto se muestra en la figura 45.

Haciendo la suposición de un sistema con un aislamiento de CFO=150KV, h=10m, Ng = 1 Flash/Km² /año, y lapsos de 75m.

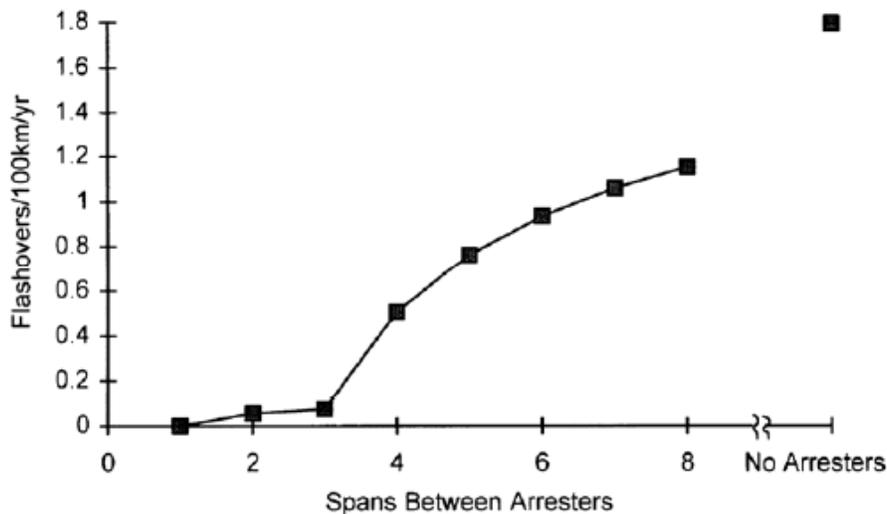


Fig. 45: Efectos de espaciamientos entre Descargadores para impactos indirectos.

Es notorio el aumento de las sobretensiones que afectan al sistema cuando se aumenta el espacio entre descargadores. Se debe encontrar una manera para brindar la mejor protección mientras se da una solución económicamente factible. Se pueden disminuir aún más estos niveles, al colocar descargadores en postes con aislamiento débil.

- **IMPACTOS DIRECTOS:**

Protegerse contra los impactos directos es muy difícil por las grandes sobre corrientes, razones de subida de corriente y grandes cantidades de energía liberada que se dan en el momento del impacto.

En teoría, los descargadores podrían proveer protección contra los impactos directos, pero deberían instalarse descargadores muy cerca, virtualmente en cada poste.

En la siguiente figura asume que cada neutro de cada poste está debidamente aterrizado.

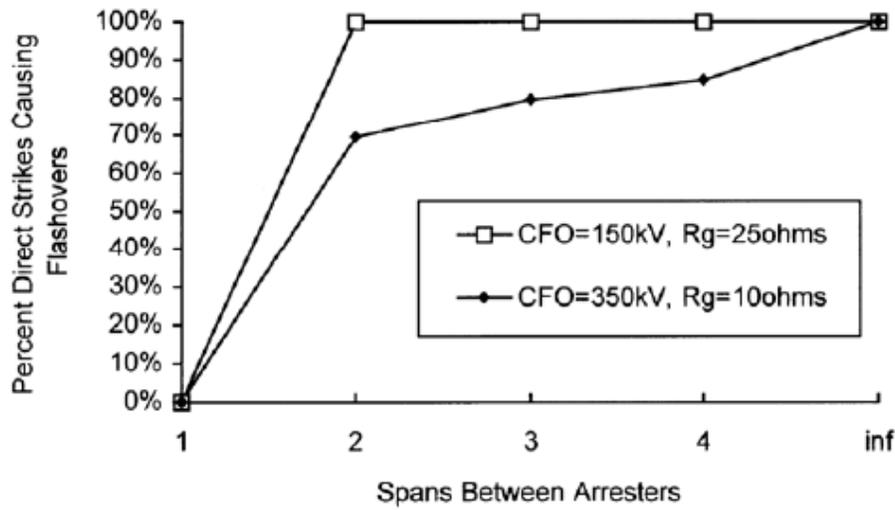


Fig. 46: Efectos de espaciamentos entre Descargadores para impactos directos.

La gráfica muestra que mientras más sea la distancia, y menor la resistencia de aislamiento, habrán más fallas a consecuencia del impacto directo de un rayo.

Es importante mencionar que el objetivo principal de los aisladores no es evitar el 100% de las fallas causadas por impactos indirectos, ya que esto es virtualmente imposible. Y al tener sucesos muy escasos de impactos directos, este criterio no será de mayor relevancia para la coordinación de aislamiento.

4.1.2.2 SEPARACIÓN ENTRE DESCARGADORES Y OTROS ELEMENTOS DEL SISTEMA

Los descargadores de distribución son utilizados frecuentemente para proteger un solo equipo y, por lo tanto, debe ser conectado lo más cerca posible de dicho equipo. Esto reduce grandemente los efectos de separación. Es decir, el lugar más efectivo para un descargador es en las terminales del equipo a proteger.

En algunos casos, un descargadores puede ser colocado para proveer protección a más de un equipo, esto reduce los márgenes de protección **P.M**

Los descargadores utilizados directamente para la protección de equipos no deben ser instalados a una extensión mayor de un poste de distancia del equipo a proteger. Esto es particularmente importante cuando solo se utiliza un descargador para proteger el equipo (un transformador) que está conectado a la línea que va en dos direcciones del punto de tap. El efecto de proteger el equipo de un solo lado es una posible falla de equipo, si una sobretensión de dirige desde el lado desprotegido, disminuyendo así, la efectividad del descargadores. Las sobretensiones que llegan del lado protegido por el descargador se ven limitadas por acción de este, pero los efectos de separación pueden ser muy altos.

En cuanto al espacio o distancia que debe haber entre los descargadores de tensión y los conductores energizados, equipos y tierras se presenta la tabla siguiente con las distancias mínimas que según la norma se deben mantener para una apropiada coordinación de aislamientos. Sin embargo se menciona que regulaciones u otras consideraciones pueden resultar en distancias mayores en lugares expuestos.

Tensión Nominal del Descargadores (KV)	BIL (KV)	Distancia Mínima Recomendada a Tierra(mm)	Distancia Mínima Recomendada entre Fases(mm)
3	45	45	51
6	60	70	83
9	75	102	121
10	75	102	121
12	85	121	140
15	95	140	165
18	125	203	229
21	125	203	229
24	150	241	279
27	150	241	279
30	150	241	279

Tabla 43: Distancias mínimas

Los símbolos utilizados para calcular la distancia aceptable de separación se definen según la siguiente figura:

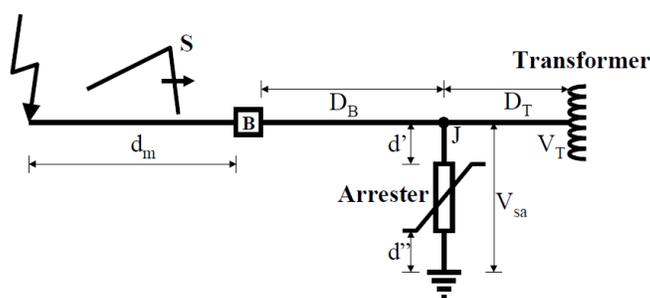


Fig. 47: Definición de Simbología.

B: Equipo de aislamiento auto restaurable localizado frente al descargadores (Cuchillas, Soporte de BUS, etc)

d_m : Distancia de la subestación a la falla.

D_B : Máxima separación permisible entre la unión del descargadores y el quipo B (Metros)

D_T : Máxima separación permisible entre la unión del descargadores y la terminal del transformador.

V_T : Máxima tensión permisible en el transformador (KV)

V_{sa} : Tensión en las terminales del descargadores, de la unión a tierra (KV)

S : Razón de subida en una sobretensión entrante en la unión del descargadores (KV/ μ s)

Se tendrá la posibilidad de calcular distancias para:

- **AISLAMIENTO NO-AUTO RESTAURABLE**

Para los casos:

- Si el tiempo pico de la tensión del descargadores es menor a 2μ s, la razón V_t/V_{sa} es igual o menor a 1.10, y $PR_T \geq 1.15$. Entonces D_t estará dada por:

$$D_T = \frac{(0.385)CV_{sa}}{S} * \frac{(0.870BIL) - V_{sa}}{(2.92V_{sa}) - (0.870BIL)}$$

- Si el tiempo pico de la tensión del descargadores es menor a 2μ s, la razón V_t/V_{sa} es mayor a 1.10, y $PR_T \geq 1.15$. Entonces D_t estará dada por:

$$D_T = \frac{(0.385)CV_{sa}}{S} * \frac{(0.957BIL) - V_{sa}}{(2.92V_{sa}) - (0.957BIL)}$$

- Si el tiempo pico de la tensión del descargadores es igual o mayor a 2μ s, y $PR_T \geq 1.15$. Entonces D_t estará dada por:

$$D_T = \frac{(0.385)CV_{sa}}{S} * \frac{(0.957BIL) - V_{sa}}{(2.92V_{sa}) - (0.957BIL)}$$

- **AISLAMIENTO AUTO RESTAURABLE**

Para los casos:

- Si la razón $V_B/V_{sa} \leq 1.15$ y $PR_B = 1.05$. Entonces D_B está dada por:

$$D_B = \frac{C}{2S} \left(\left[\frac{\delta BIL}{1.05} - V_{sa} \right] \right)$$

- Si la razón $V_B/V_{sa} \geq 1.15$ y $PR_B = 1.05$. Entonces D_B está dada por:

$$D_B = \frac{C}{2S} \left(\left[\frac{1.15\delta BIL}{1.05} - V_{sa} \right] \right)$$

En donde:

C: Velocidad de la Luz 3×10^8 m/s

$\delta = e^{-A/8.6}$ Donde A es la altitud en Km.

$S = \frac{K_c}{d_m}$ Donde K_c es 150 para postes de concreto con crucero a tierra; y K_c es 400 para postes de madera.

$d_m = \frac{1}{(MTBF)(FOR/100)}$ Donde se puede tomar $MTBF=100$, y $FOR = 2$.

4.1.2.3 MÁRGENES DE PROTECCIÓN

Según las normas IEEE Std. 1313.1-1996 y Std. C62.22-2009, la *Coordinación de Aislamiento* se define como: “La selección de la fuerza de aislamiento consistente con valores de sobretensiones, para obtener un valor aceptable de riesgo de falla”.

El grado de coordinación es medido por la **Razón de Protección (*Protective Ratio: PR*)**. La definición fundamental de razón de protección es:

$$PR = \frac{\text{Nivel de Resistencia de Aislamiento}}{\text{Tensión en el equipo Protegido}}$$

La “tensión en el equipo Protegido” incluye un efecto de separación, si este es significativo. Caso contrario, este valor es igual al nivel de protección del descargadores.

Como caso general, el efecto de separación se toma en cuenta cuando el descargador se encuentra considerablemente lejos del equipo a proteger.

Comúnmente se utilizan 3 tipos de Razones de Protección, comparando sus niveles de protección con su resistencia de aislamiento correspondiente.

$$PR_{L1} = \frac{CWW}{FOW} \rightarrow \text{Una } PR = 1.2 \text{ es generalmente aceptable para aislamiento no-autorestableable}$$

$$PR_{L2} = \frac{BIL}{LPL} \rightarrow \text{Una } PR = 1.2 \text{ es generalmente aceptable para aislamiento no-autorestable}$$

$$PR_S = \frac{BSL}{LSPL} \rightarrow \text{Una } PR = 1.15 \text{ es generalmente aceptable para aislamiento no-autorestable}$$

El **Margen de Protección** (Protective Margin: **PM%**) es definido:

$$PM = (PR - 1)100$$

La coordinación de aislamiento de los sistemas de distribución, está normalmente basada en los siguientes márgenes de protección:

$$PM_{L1} = \left(\left[\frac{CWW}{FOW + L \frac{di}{dt}} \right] - 1 \right) 100\%^{20}$$

$$PM_{L2} = \left(\left[\frac{BIL}{LPL} \right] - 1 \right) 100\%^{21}$$

En Donde:

PM_{L1} : Margen de protección en porcentaje de FOW

PM_{L2} : Margen de protección en porcentaje de onda completa

CWW: La resistencia de onda recortada del equipo protegido (En KV)

FOW: Nivel de protección de frente de onda del descargador (En KV)

BIL: Nivel de protección básico de aislamiento del equipo protegido (En KV)

LPL: Nivel de protección contra rayos del descargador (En KV)

$L_{di/dt}$: Caída de tensión del conector de plomo (En KV)

Los márgenes y niveles de aislamiento expuestos anteriormente, son en referencia a los equipos dentro de la red que se desea proteger. De esta manera, también se seleccionan las distancias y dispositivos de protección y aislamiento: En referencia al equipo a proteger.

²⁰ IEEE Std. C62.22-2009. Capítulo 6.5.Pág. 63

²¹ IEEE Std. C62.22-2009. Capítulo 6.5.Pág. 63

Para aislamiento inorgánico como aire, aislamientos sólidos, aceite, el CWW puede ser asumido como 1.15 veces el nivel de BIL.

Para aislamiento orgánico como del tipo seco, el CWW puede ser asumido como el mismo valor del BIL.

Como regla general, ambos PM_{L1} y PM_{L2} tienen que ser por lo menos **20%**. Sin embargo, se ha ganado una mejor experiencia en circuitos de distribución con márgenes mayores del 20%, incluso excediendo el 50%. Los efectos de separación se ven disminuidos al conectar los descargadores de distribución directamente a través del equipo de aislamiento de las líneas aéreas de distribución.

La descarga de tensión de un descargador es mayor para sobretensiones por rayos de menos frecuencia y mayor corriente, e incrementa con mayores razones de incremento de la corriente de rayo. Es una práctica usual, el seleccionar un valor de referencia para la corriente de descarga que no será excedida frecuentemente, es decir, un valor alto. La tensión de descarga a nivel de referencia es usada para calcular PM_{L2} . Como es de esperar, la selección de un nivel de referencia mayor, resultará en un valor de PM_{L2} menor para el BIL dado.

No hay un valor universalmente aceptado de sobrecorriente en el cual se base la coordinación de aislamiento. A menudo se utilizan corrientes en el rango de 10 a 20 [KA], 10KA para áreas con baja densidad de descargas atmosféricas y 20KA o más para áreas con alta densidad de descargas atmosféricas.

4.2 MÉTODO IEC 60071-1.

La norma IEC 60071-1 contiene las definiciones, principios y reglas para la coordinación de aislamiento; especifica el procedimiento para la elección de tensiones soportadas normalizadas para el aislamiento fase-tierra, el aislamiento entre fases. Establece igualmente las listas de valores normalizados de entre los cuales deben elegirse las tensiones soportadas normalizadas.

Para las necesidades de esta Norma Internacional, se aplican las definiciones siguientes.

Clasificación de tensiones y sobretensiones

Las tensiones y sobretensiones se distribuyen según las categorías siguientes según su forma y su duración (véase también la tabla 1)²²:

a) Tensión permanente (a frecuencia industrial): Tensión a la frecuencia de la red, considerada como que tiene un valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de bornes de una configuración de aislamiento.

b) Sobretensión temporal: Sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga.

c) Sobretensión transitoria: Sobretensión de corta duración, que no sobrepasa de unos milisegundos, oscilatoria o no, generalmente fuertemente amortiguada

Sobretensiones representativas (U_{rp}): Sobretensiones que se supone producen el mismo efecto dieléctrico en el aislamiento que las sobretensiones de una categoría dada que aparecen en funcionamiento y de diversos orígenes. Están constituidas por tensiones que tienen la forma normalizada de la categoría en cuestión y pueden definirse por un valor, un conjunto de valores o una distribución estadística de los valores que caracterizan las condiciones de funcionamiento.

Tensión soportada de coordinación (U_{cw}): Para cada categoría de tensión, valor de la tensión soportada de la configuración del aislamiento, en las condiciones reales de funcionamiento, que satisface el criterio de comportamiento.

Factor de coordinación (K_c): Factor por el cual el valor de la sobretensión representativo debe multiplicarse para obtener el valor de la tensión soportada de coordinación.

Tensión soportada especificada (U_{rw}): Tensión de ensayo que el aislamiento debe mantener en un ensayo de tensión soportada normalizado para asegurarse de que el aislamiento satisfará el criterio de comportamiento cuando se someta a una categoría dada de sobretensiones en las condiciones reales de funcionamiento y durante todo el tiempo de funcionamiento. La tensión soportada especificada tiene la forma de tensión soportada de

²² De acuerdo a la norma internacional IEC 60071-1:
Tabla 1: Clases y formas de solicitaciones de tensión y de sobretensión.

coordinación y se especifica en relación a todas las condiciones del ensayo de tensión soportada normalizado elegido para verificarla.

Tensión soportada normalizada (U_w): Valor normalizado de la tensión de ensayo aplicado en un ensayo de tensión soportada normalizado. Es un valor asignado del aislamiento que permite verificar que el aislamiento satisface una o varias de las tensiones soportadas especificadas.

Nivel de aislamiento asignado: Conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracterizan la rigidez dieléctrica de aislamiento.

Nivel de aislamiento normalizado: Nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones soportadas normalizadas están asociadas a U_m como se recomienda en la tabla 2²³. El procedimiento para la coordinación del aislamiento consiste en elegir un conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracteriza el aislamiento del material que entra en el campo de aplicación de esta norma. Este procedimiento se indica en el Fig.48. De acuerdo a la Norma la optimización del procedimiento puede precisar la reconsideración de algunos datos de entrada y la repetición de una parte de este procedimiento. Las tensiones soportadas normalizadas deben elegirse en las listas de los apartados siguientes:

Lista de tensiones soportadas normalizadas de corta duración a frecuencia industrial.

Los valores eficaces siguientes, expresados en kV, están normalizados:

10	20	28	38	50	70	45	140
185	230	275	325	360	395	460	510
570	630	680					

Lista de tensiones soportadas a los impulsos normalizados.

Los valores de cresta siguientes, expresados en kV, están normalizados:

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

El conjunto de tensiones normalizadas elegidas constituye un nivel de aislamiento asignado.

²³ De acuerdo a la norma internacional IEC 60071-1:

Tabla 2: Niveles de aislamiento normalizados para la gama I. ($1\text{kV} < U_m < 245\text{kV}$).

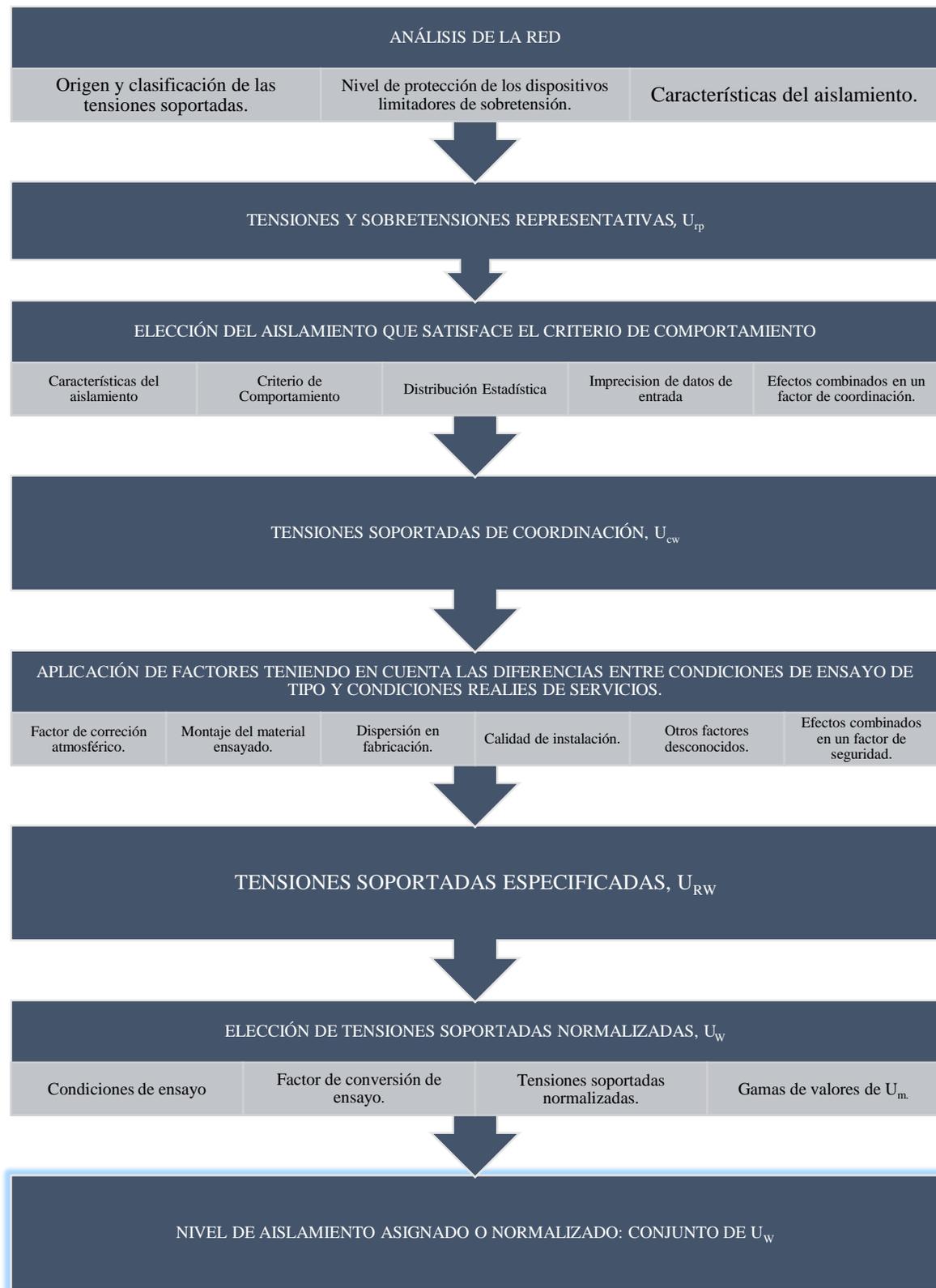
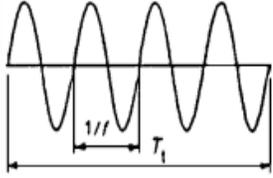
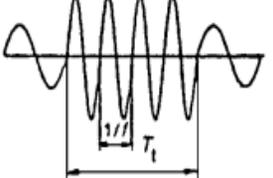
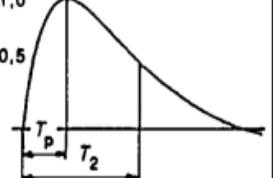
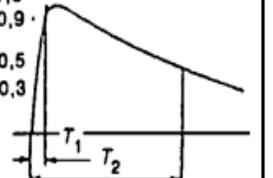
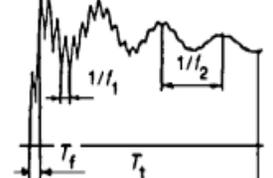


Fig. 48: Organigrama de determinación de los niveles de aislamiento asignados y normalizados.

TABLA 1

CLASES Y FORMAS DE SOLICITACIONES DE TENSION Y DE SOBRETENSION

Clase	Baja frecuencia		Transitoria		
	Permanente	Temporal	De frente lento	De frente rápido	De frente muy rápido
Forma de tensión					
Rango de formas de tensión	$f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ $T_1 \geq 3\ 600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3\ 600 \text{ s} \geq T_1 \geq 0,03 \text{ s}$	$5\ 000 \mu\text{s} \geq T_p > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_1 \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada de tensión	$f = 50 \text{ Hz ó } 60 \text{ Hz}$ T_1^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_1 = 60 \text{ s}$	$T_p = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2\ 500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensayo de tensión soportada normalizada	*	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulsos tipo maniobra	Ensayo de impulsos tipo rayo	*

* A especificar por el comité de producto concerniente.

Tabla 2

Niveles de aislamiento normalizados para la gama I

(1 kV < U_m ≤ 245 kV)

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada 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
	395	950
	460	1050

NOTA – Si los valores entre paréntesis son insuficientes para probar que las tensiones soportadas especificadas entre fases se cumplen, se requieren ensayos complementarios de tensiones soportadas entre fases.

4.3 MÉTODO ESTADÍSTICO.

Inicialmente se define el método estadístico, como el proceso de elaboración, representación, simplificación, análisis, interpretación y proyección de los valores numéricos de un estudio, en este caso de la coordinación de aislamiento en las redes de distribución.

El método estadístico estima la coordinación de aislamiento basándose en la distribución de probabilidades de las sobretensiones de rayo representativas. La tasa de fallo del aislamiento es igual al riesgo de fallo multiplicado por el número total de sobretensiones de rayo. Este método está basado en la frecuencia de ocurrencia de una causa dada, la distribución de probabilidad de sobretensiones relativa a esta causa y la probabilidad de descarga de la aislación.

Igualmente se puede determinar el riesgo de falla combinando simultáneamente, para cada aplicación de tensión, las probabilidades de descargas directas e indirectas y de sobretensión teniendo en cuenta la naturaleza estadística de las sobretensiones y de la descarga mediante procedimientos adecuados. La distribución de la sobretensión puede ser determinada por medio de cálculos teóricos o de medidas en el sistema y a la probabilidad de falla del aislamiento por medio de pruebas.

El método además, consiste en el cálculo de la tasa de flameo por descargas directas; tal como se considera en el método IEEE con la norma 1410. Después de obtenido la tasa de fallas por descargas directas, se continua con el cálculo del nivel de aislamiento de la estructura, el método estadístico avala el modelo extendido de sumatoria expuesto en la Norma IEEE 1410.

Posteriormente se calcula la variación del radio de interceptación del conductor con la referencia pico del rayo en diferentes probabilidades de interceptación además se evalúa la corriente en un rango de 1 hasta 200kA.

El rango de valores de la tasa obtenido por el método estadístico es similar con la variación del rendimiento en la tasa de descargas con el método con la Norma IEEE 1410.

Debido a la poca información obtenida sobre este método, no consiguió realizarse una mejor especificación del procedimiento; sin embargo, se debe destacar que este método utiliza criterios que se han indicado en los métodos de IEEE en la Norma IEEE 1410, métodos que finalmente se han tomado de referencia para nuestro estudio de la Coordinación de Aislamiento, debido a la exactitud que éstos, poseen en los resultados obtenidos.

4.4 COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

MÉTODO	IEEE STD 1410-2010 IEEE STD C62.11-2005	IEC 60071-1	ESTADÍSTICO
VENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • Ofrece una evaluación de muchas de las posibles opciones de aislamiento para las líneas. • Resultados completos y precisos. • Abarca la mayoría de consideraciones para una buena coordinación. • Presentación de datos tabulada o gráfica. • Evaluación de la calidad de coordinación de aislamiento. • Se presentan soluciones para el mejoramiento del desempeño de línea de distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ofrece un Organigrama, con una breve descripción de cada paso a seguir; lo cual hace confiable su procedimiento. • Cuenta con Niveles de Aislamiento normalizados. • Guía para la elaboración de Ensayos Tensión soportada normalizados. • Describe las clases y formas de solicitaciones de tensión y de sobretensión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Obtiene resultados que se encuentran en los rangos que la Norma IEEE STD 1410 presenta, con diferencias aceptables. • Se requiere menor tiempo en el procedimiento. • Se enfoca en las redes de distribución.

MÉTODO	IEEE STD 1410-2010 IEEE STD C62.11-2005	IEC 60071-1	ESTADÍSTICO
DESVENTAJAS	<ul style="list-style-type: none"> • El mecanismo de la inducción de la corriente de falla a la línea, solo considera una resistividad del terreno ideal; lo cual resta exactitud al método. • Los datos de corrientes pico no se encuentran disponibles para nuestro país, por lo cual el procedimiento realizado se basa en las probabilidades de dicha corriente. • Solo considera líneas en campo abierto para tensiones inducidas e impactos directos, lo cual da un estimado irreal para una línea protegida; es necesario un modelado adicional para estas líneas • No relaciona directamente los descargadores de tensión con aisladores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Su procedimiento se aplica generalmente para redes aéreas de transmisión; sin embargo, se puede aplicar con los criterios adecuados a líneas aéreas de distribución. • Es fácil el sobredimensionamiento. • Se necesitan el equipo necesario para completar los ensayos. 	<ul style="list-style-type: none"> • No se tiene con certeza una guía o procedimientos a seguir por lo cual lo hace menos confiable. • No se tiene ejemplos utilizando el método. • La información obtenida es muy poca para elaborar una guía. • De acuerdo a lo investigado, se deben tener las probabilidades correctas para obtener resultados aceptados.

CAPÍTULO 5: APLICACIÓN TEÓRICA DE LA NORMATIVA *IEEE STD. 1410-2010* A LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO: LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN DE ATEOS-LOURDES @46KV.

En el estudio de la coordinación de aislamiento en las líneas aéreas de distribución, es importante el análisis de la incidencia de descargas atmosféricas. Este fenómeno, se refleja a través de los datos isoceráunicos (días de tormentas eléctricas por año), dicho análisis se presentará posteriormente.

En la siguiente tabla se representa los datos obtenidos del mapa isoceráunico del país elaborado por la Universidad de El Salvador.

DEPARTAMENTO	NIVEL CERÁUNICO (Td)		
	MÁXIMO	MÍNIMO	PROMEDIO
<i>SANTA ANA</i>	<i>133</i>	<i>74</i>	<i>96.25</i>
<i>AHUACHAPAN</i>	<i>84</i>	<i>74</i>	<i>77.67</i>
<i>SONSONATE</i>	<i>133</i>	<i>74</i>	<i>91.8</i>
<i>LA LIBERTAD</i>	<i>104</i>	<i>71</i>	<i>85.25</i>
<i>CHALATENANGO</i>	<i>133</i>	<i>64</i>	<i>90.62</i>
<i>SAN SALVADOR</i>	<i>75</i>	<i>75</i>	<i>71</i>
<i>CUSCATLAN</i>	<i>71</i>	<i>64</i>	<i>68.67</i>
<i>CABAÑAS</i>	<i>90</i>	<i>64</i>	<i>75</i>
<i>LA PAZ</i>	<i>75</i>	<i>64</i>	<i>71</i>
<i>SAN VICENTE</i>	<i>75</i>	<i>64</i>	<i>70.25</i>
<i>USULUTAN</i>	<i>109</i>	<i>71</i>	<i>88.6</i>
<i>SAN MIGUEL</i>	<i>116</i>	<i>71</i>	<i>90.5</i>
<i>MORAZAN</i>	<i>120</i>	<i>71</i>	<i>90.5</i>
<i>LA UNION</i>	<i>109</i>	<i>71</i>	<i>86.86</i>

Tabla 44: Datos de nivel ceráunico del país por departamento.

En el siguiente mapa se representan los datos de nivel ceráunicos indicados en la tabla anterior. Fuente: Universidad de El Salvador.

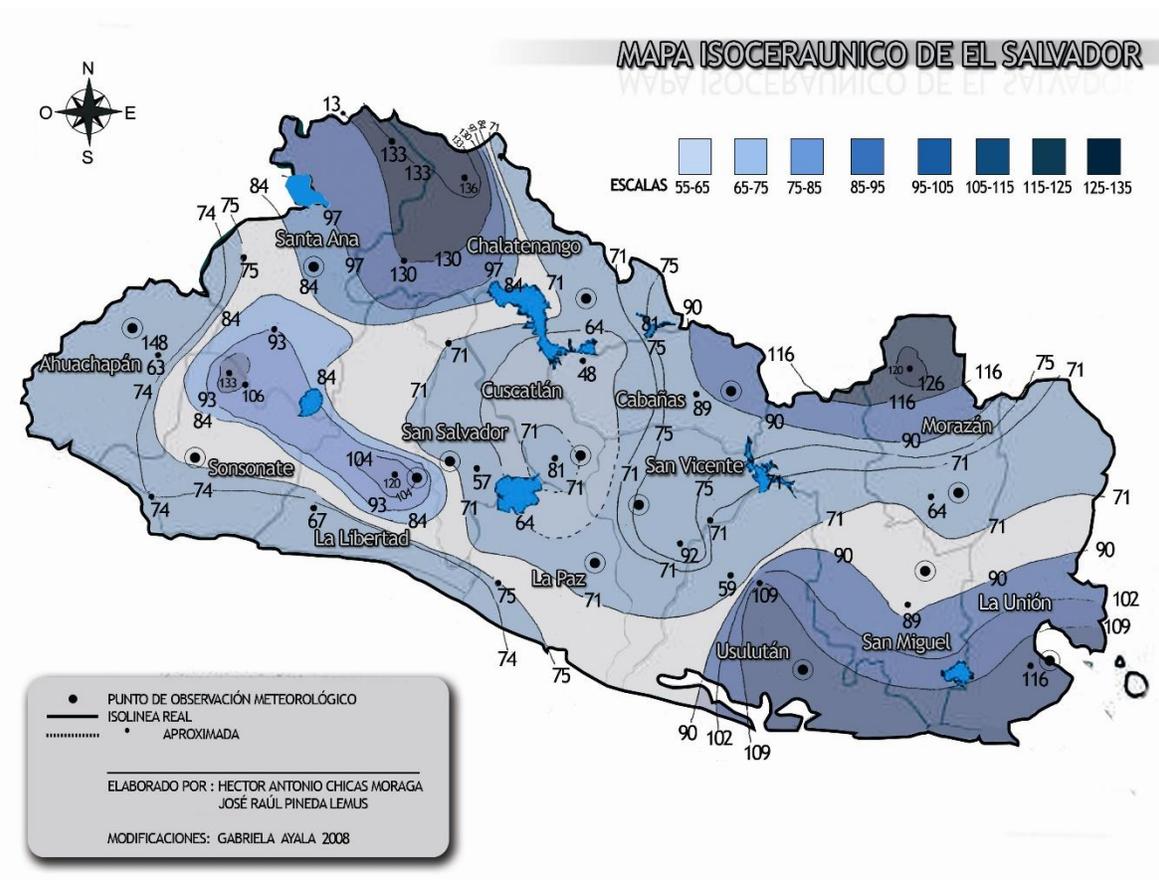


Fig. 49: Mapa Isoceraunico de El Salvador²⁴

5.1 DESCRIPCIÓN DE LA LÍNEA AÉREA DE DISTRIBUCIÓN

Para el presente ejercicio, se ha decidido estudiar una línea aérea de distribución de 46KV, utilizada para alimentar empresas manufactureras de la zona. En base a las características de la línea, se hará su coordinación de aislamiento para los siguientes casos:

- CASO 1:** -Línea área de distribución Normalmente Aislada a 46KV.
 -Punto de Entrega de Usuario Final Normalmente Aislada a 46KV.
- CASO 2:** -Línea área de distribución a 46KV SobreAislada a 69KV.
 -Punto de Entrega de Usuario Final Normalmente Aislada a 46KV.

²⁴ Mapa Isoceraunico proporcionado por OIR del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, julio 217.

En base a los resultados se analizarán los casos previamente expuestos, evaluando el desempeño de la línea en presencia de descargas atmosféricas, y las posibles mejoras de desempeño, en caso de haber.

Los detalles técnicos de la línea son los siguientes:

DATOS TÉCNICOS LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN ATEOS	
Ubicación	Ateos, Lourdes, Carretera Panamericana. La Libertad.
Subestación	Subestación de Ateos
Nivel de Corto-Circuito Trifásico en Subestación	7.721KA
Nivel de Corto-Circuito Monofásico en Subestación	0KA
Tensión de la Línea	Sub-transmisión @46KV, configuración en Delta
Factor de Sobretensión	1.73
Tipo de Aislamiento	Polimérico tipo Line Post o Columna de 46KV
CFO al Impulso Positivo por Aislador @46KV Nom	300KV
Longitud de la Línea	22Km
Altura Promedio del Circuito	12.19 Metros
Demanda Máxima del Circuito	22MVA
Nivel Cerámico Promedio de la Zona	Td = 85.25 Días Tormenta/Año

Tabla 45: Datos técnicos de Línea de Distribución Ateos.

En la Fig. 50, se presenta en Vista Satelital la Línea de Distribución de Ateos desde la Subestación Ateos, indicándose los puntos más representativos de toda la línea área de distribución, los cuales son: Lourdes, Residencial Arboledas, Sitio del Niño, Sitio arqueológico San Andrés finalmente San Andrés.

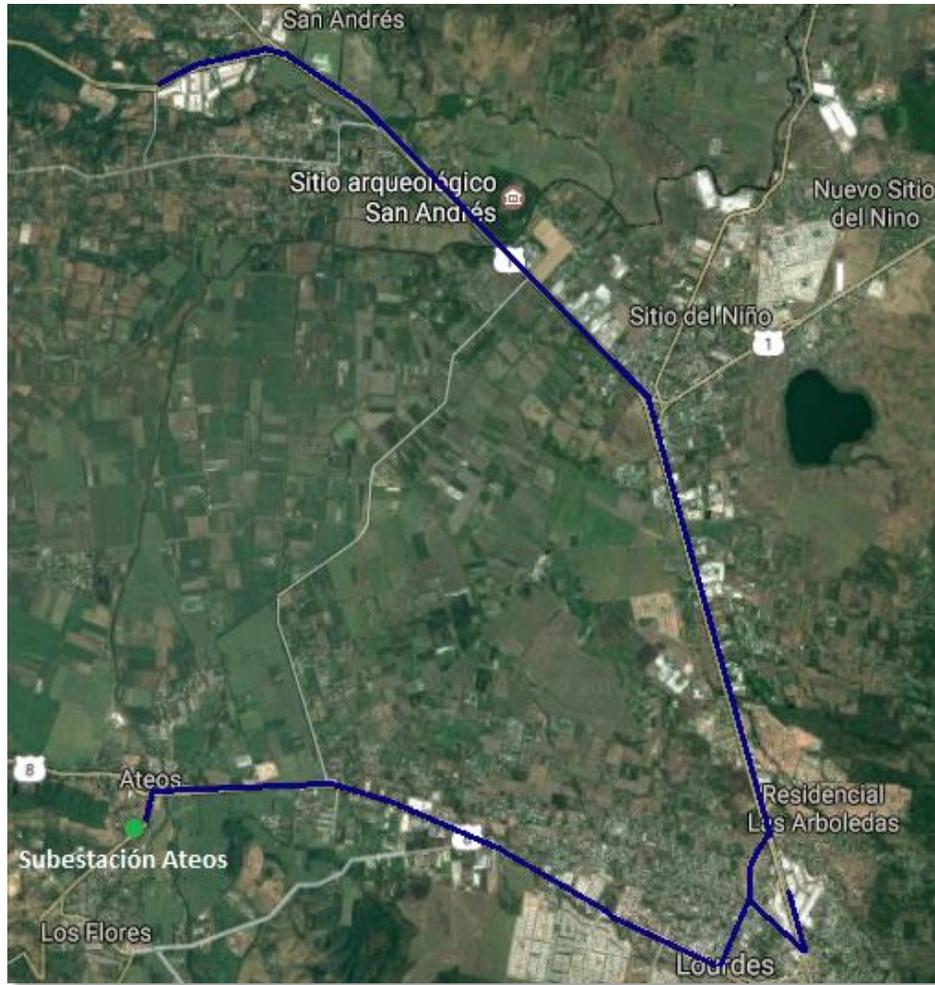


Fig. 50: Vista Satelital de la Línea Industrial Ateos @46KV.

En el capítulo 4 se identificaron los métodos para la Coordinación de Aislamiento, de acuerdo al análisis realizado tal como se ha indicado utilizaremos el método de coordinación de aislamiento según estándares de IEEE. Por tanto, el primer criterio a tomar en cuenta fue el siguiente:

5.2 SELECCIÓN DE AISLAMIENTO EN LÍNEA AÉREA DE DISTRIBUCIÓN ATEOS-LOURDES.

Inicialmente se calculará la densidad de descargas a tierra. DRT puede estimarse del nivel cerámico usando la ecuación siguiente:

$$N_g = 0.04 Td^{1.25} \quad (\text{descargas}/\text{km}^2/\text{año}) \quad \text{Ecu. 4}$$

Donde:

Td = Número de días de tormentas por año (Nivel cerámico)

De acuerdo a los datos presentados en la Tabla 41, el nivel cerámico para el departamento de La Libertad, zona en la que se encuentra la Línea de Distribución Ateos presenta los siguientes datos de nivel cerámico.

DEPARTAMENTO	NIVEL CERÁUNICO (Td)		
	MÁXIMO	MÍNIMO	PROMEDIO
LA LIBERTAD	104	71	85.25

Tabla 46: Datos de nivel cerámico departamento la libertad.

Por tanto, se tomará el promedio de los datos de nivel cerámico. La densidad de descarga a tierra por medio de la Ecu. 4 dio como resultado lo siguiente:

$$N_g = 0.04 Td^{1.25}$$

$$N_g = 0.04 (85.25)^{1.25}$$

$$N_g = 10.36 \text{ (descargas/km}^2\text{/año)}$$

Se debe destacar que la densidad de descarga a tierra calculada se cumple para ambos casos por analizar, ya que el estudio se realiza en la misma línea área de distribución en el departamento de la Libertad.

5.2.1 CASO 1: LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN NORMALMENTE AISLADA A 46KV Y PUNTO DE ENTREGA DE USUARIO FINAL NORMALMENTE AISLADA A 46KV.

Las descargas tipo rayo pueden explicar muchas de las interrupciones de energía en las líneas de distribución. Dichas descargas pueden causar flameos por:

A) DESCARGAS DIRECTAS

Las descargas directas sobre líneas de distribución de energía generan flameo del aislamiento en la mayoría de los casos. La data de recolección de rayos N, en campo abierto (sin árboles o edificios en la cercanía), es estimada de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0.6} + b}{10} \right) \text{ Ecu. 5}$$

La que resolviendo para este caso resulta en:

$$N = 10.36 \left(\frac{28(12.19)^{0.6} + 2.38}{10} \right)$$

$$N = 132.52 \text{ flameos}/100\text{Km}/\text{Año}$$

Se realizó una visita técnica a la línea área de distribución de Ateos-Lourdes con el propósito de verificar los objetos que se encuentran cerca de la línea, por objetos podemos mencionar: árboles y/o edificios. En la Fig. 51 se muestra la Subestación de Ateos.



Fig. 51: Subestación Ateos.

En la Fig. 51 se representa la línea de distribución de Ateos para cual se tomaron en cuenta las condiciones generales de la línea con el propósito de asumir el factor de protección. En la siguiente tabla se presentan los valores asumidos para el factor de protección a lo largo de la línea, utilizando el promedio para los cálculos posteriores.

FACTOR DE PROTECCIÓN	
TRAMO	FACTOR DE PROTECCIÓN CONSIDERADO
<i>Subestación Ateos – Salida Blvd. Bazzini (4.0km)</i>	0.55
<i>Zona Industrial Blvd. Bazzini – Inicio Lourdes. (1.0km)</i>	0.35
<i>Lourdes (3.51km)</i>	0.75
<i>Salida Lourdes – Carretera Panamericana. (670m)</i>	0.15
<i>Entrada Carretera Panamericana – Sitio del Niño Opico (5.02km)</i>	0.65
<i>Sitio del Niño Opico – American Park (7.8km)</i>	0.6
PROMEDIO PONDERADO	0.6012

Tabla 47: Factor de Protección.

Por lo tanto, se ha asumido un factor de protección $S_f = 0.6$, considerando los criterios según la figura 42.



Fig. 52: Línea Aérea de Distribución Ateos-Lourdes.

Al tomar en cuenta este factor de protección, dentro del cálculo para flameos por impactos directos, resulta el siguiente valor:

$$N_s = N(1 - S_f) \quad \text{Ecu. 6}$$

$$N_s = 132.52(1 - 0.6)$$

$$N_s = 53.00 \text{ flameos}/100\text{Km}/\text{Año}$$

B) SOBRETENSIONES INDUCIDAS POR DESCARGAS CERCANAS

Para poder causar un flameo en los dispositivos de aislamiento de la línea, se necesita inducir un nivel de tensión en estos. Este nivel de tensión viene dado por la siguiente expresión, y para la línea especificada anteriormente, su valor es:

$$v_{max} = 1.5CFO = 1.5(300)$$

$$v_{max} = 450 \text{ KV}$$

Este último resultado, es un valor independiente a la corriente del rayo; más bien, a partir de este nivel de tensión se determinan las distancias vulnerables de la línea, y los niveles de tensión de rayo requeridos para provocar flameos en los aisladores.

Para encontrar el número de sobretensiones inducidas por descargas cercanas, y un aproximado probabilístico de las fallas que estas causarán, se utiliza el modelo de Rusck y el Modelo Electromagnético, para los cuales, se procederá a encontrar los parámetros descritos en las que expone este modelo.

Sin embargo, se necesita conocer el valor de corriente mínimo que se tomará en cuenta, cuya magnitud sea la suficiente para causar un flameo en los dispositivos de aislamiento. Para lo cual, se hace uso de la ecuación:

$$37.28 \frac{I_o h}{1.5CFO - V_{LN}} = \sqrt{100I_o^{1.3} - (9I_o^{0.65} - h)^2} \quad \text{Ecu.18}$$

Al tener en cuenta que la descarga viaje desde la retenida, hacia la línea; la sobretensión inducida tiene que vencer un valor de CFO de 300KV (Gracias al aislamiento Polimérico para 46KV). Por lo que al tener definido el CFO, podemos despejar la corriente de la ecuación:

$$y_{max} = y_{min}$$

$$37.28 \frac{I_o(12.19)}{1.5(300) - \left(\frac{46}{\sqrt{2}}\right)} = \sqrt{100I_o^{1.3} - (9I_o^{0.65} - 12.19)^2}$$

Resolviendo para I_o :

$$I_{o_{min}} = 100 \text{ KA}$$

Al tener la corriente mínima $I_{o_{min}}$ que puede causar flameos en la línea, se procederá a encontrar la distancia mínima y_{min} . Esta distancia mínima será el límite inferior para considerar flameos en línea de consideración en campo abierto, y a su vez, será el límite superior para considerar flameos en línea de consideración la línea con factor de protección ($fp = 0.6$.)

Para calcular la distancia mínima:

$$r_s = 10 \times I_o^{0.65} \quad \text{Ecu. 8}$$

$$r_g = 0.9 \times r_s \quad \text{Ecu. 9}$$

$$r_s = 10 \times 100^{0.65}$$

$$r_g = 0.9 \times 199.53$$

$$r_s = 199.53 \text{ m}$$

$$r_g = 179.57 \text{ m}$$

El resultado obtenido para y_{min} , es el siguiente:

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}$$

$$y_{min} = \sqrt{199.53^2 - (183.06 - 12.19)^2}$$

$$y_{min} = 108.06 \text{ m}^{25}$$

El valor de y_{max} como anteriormente se explico es la distancia vulnerable a la línea, por tanto se calculará para corrientes de hasta 200KA, siendo el límite en nuestro estudio. El resultado obtenido es:

²⁵ Para el caso de la corriente mínima $y_{min} = y_{max}$

$$y_{max} = 37.28 \frac{I_{omax@200KA}(12.19)}{1.5(300) - \left(\frac{46}{\sqrt{2}}\right)}$$

$$y_{max} = 217.71 \text{ m}$$

¡Esto es válido únicamente para calcular fallas por sobretensiones inducidas, ya que un flameo por impacto directo puede ser causado por corrientes de mucha menor magnitud a una distancia muy cercana!

DETERMINACIÓN PROBABILÍSTICA DE POSIBLES FALLAS EN LA LÍNEA

Al tener dos grandes variables en todo este estudio: La corriente del rayo, y la distancia a la que impactará con respecto a la línea de distribución, el número de fallas que experimentará esta línea en el transcurso de un año, se manejará de forma probabilística; cuyo resultado será la sumatoria de contribuciones de las probabilidades que las corrientes en un rango desde la corriente de 1KA, hasta 200KA, causen flameo en los aisladores a las distancias vulnerables correspondientes para cada intervalo de corriente considerado.

Los intervalos de corriente tendrán una variación de $\Delta I_o = 1KA$.

Esto resulta en las siguientes expresiones:

$$FP = 2 N_g 0.1 \sum_{i_{min}}^{200} P(i) (y_{max(i)} - y_{min(i)}) \quad Ecu.19$$

Que, al desarrollarla para el presente caso, se hace uso de la ecuación 20, tomando los límites de la sumatoria desde $I_{o_{min}} = 100KA$ hasta 200KA.

$$FP_{CA} = 2 (10.36) 0.1 \sum_{100}^{200} \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{I_o}{31}\right)^{2.6}} - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_o + 1}{31}\right)^{2.6}} \right) \cdot \left(\frac{37.28 I_o (12.19)}{1.5(300) - \left(\frac{46}{\sqrt{2}}\right)} - \sqrt{100 I_o^{1.3} - (9 I_o^{0.65} - 12.19)^2} \right)$$

$$FP_{CA} = 1.339 \text{ Flameos en aisladores/100Km/Año}$$

Se toma en cuenta la longitud total de la línea, que es de 22Km, por lo que se tiene:

$$FP_{CA} = 1.339 \left(\frac{22Km}{100Km} \right)$$

El resultado obtenido es el siguiente:

$$FP_{CA} = 0.294 \text{ Flameos en aisladores en la línea /Año}$$

El desarrollo anterior solo toma en cuenta los flameos en campo abierto, por lo que la falta de una expresión para el modelado matemático del desempeño de la línea en caso de un factor de protección diferente de cero, hace necesaria la deducción de un método adicional. Este método expuesto a continuación, se ha desarrollado en base a los criterios de la normativa *IEEE 14010-2010*.

Para el calcular los flameos que se induzcan a la línea por medio de los objetos que la rodean, se considera un área vulnerable. Esta área vulnerable será el área en que el CFO da apertura a flameos en la línea por corrientes de hasta 200KA.

Área vulnerable:

$$A_{Vulnerable} = 2 Y_{\max@200KA(Km)} \times Longitud\ Linea_{Km}$$

$$A_{Vulnerable} = 2 \times 0.2177 \times 22$$

$$A_{Vulnerable} = 9.58\ Km^2$$

En la siguiente figura se representa el área vulnerable:

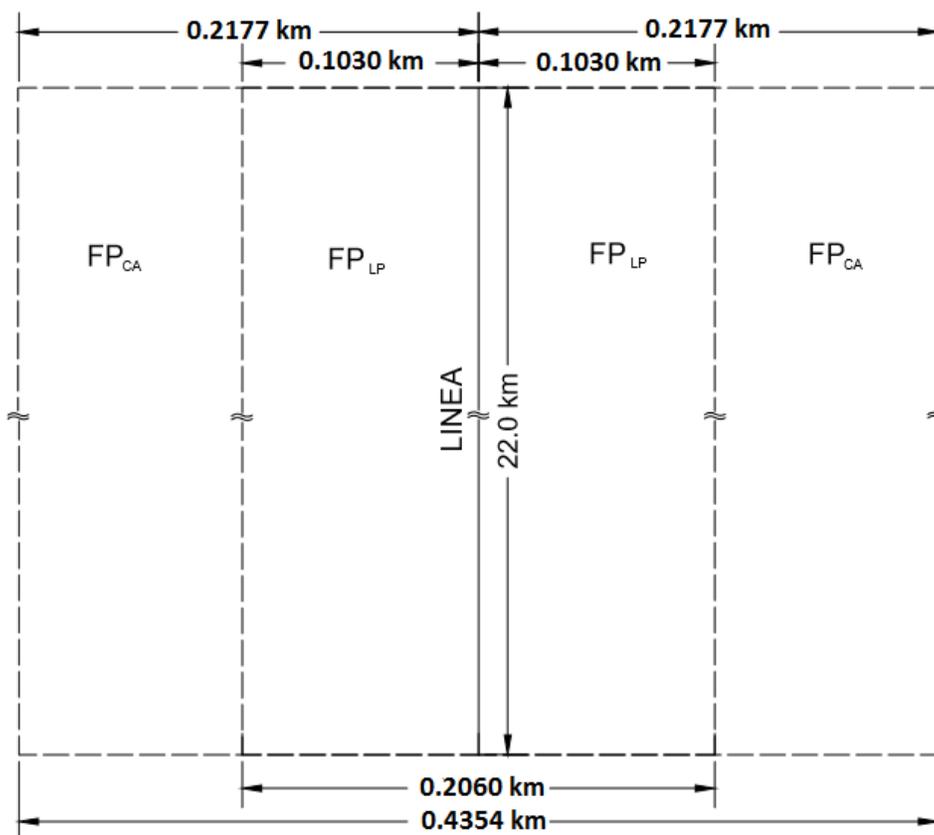


Fig. 53: Área Vulnerable cubriendo la Línea de distribución de Ateos-Lourdes, caso 1.

Descargas (rayos) en Línea protegida:

$$Descargas_{LP} = A_{vulnerable} \times N_g \times fp$$

$$Descargas_{LP} = 9.58 \times 10.36 \times 0.6$$

$$Descargas_{LP} = 59.55 \text{ Descargas Inducidas a Objetos Cercanos a la Línea/Año}$$

Por lo tanto, el resultado de la probabilidad de posibles fallas en línea protegida es el siguiente:

$$FP_{LP} = 59.55 \times 0.1 \sum_{i=1}^{200} \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{I_o}{31}\right)^{2.6}} - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_o + 1}{31}\right)^{2.6}} \right)$$

$$FP_{LP} = 5.91 \text{ Flameos LP en Aisladores/Año}$$

Finalmente, se consideran las posibles fallas en campo abierto y en línea protegida y el resultado fue:

$$FP = FP_{CA} + FP_{LP}$$

$$FP = 0.294 + 5.91$$

$$FP = 6.2 \text{ Flameos en aisladores en la línea/Año}$$

DESEMPEÑO DE LA LÍNEA EN CASO DE UN DETERMINADO IMPACTO CERCANO

Al tener un nivel alto de aislamiento protegiendo la línea, se tomará en cuenta una magnitud de corriente de rayo muy alta. Esto con el fin de hacer significativo el modelado siguiente. La corriente pico de impacto del rayo, se asumirá a 120KA.

$$r_s = 10 \times I_o^{0.65} \quad \text{Ecu. 8}$$

$$r_g = 0.9 \times r_s \quad \text{Ecu. 9}$$

$$r_s = 10 \times 120^{0.65}$$

$$r_g = 0.9 \times 224.63$$

$$r_s = 224.63 \text{ m}$$

$$r_g = 202.17 \text{ m}$$

También se puede conocer el rango o distancia en campo abierto, en la que línea será vulnerable a flameos por sobretensiones inducidas.

El resultado obtenido para y_{min} , es el siguiente:

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \quad \text{Ecu.15}$$

$$y_{min} = \sqrt{224.63^2 - (202.17 - 12.19)^2}$$

$$y_{min} = \mathbf{119.86m}$$

Calculando y_{max} , se obtiene:

$$y_{max} = 37.28 \frac{I_o h}{1.5CFO - V_{LN}} \quad \text{Ecu. 13}$$

$$y_{max} = 37.28 \frac{120(12.19)}{1.5(300) - \left(\frac{46}{\sqrt{3}}\right)}$$

$$y_{max} = \mathbf{128.79}$$

Por lo tanto, en la diferencia de los parámetros obtenidos anteriormente se obtiene el siguiente el Rango Vulnerable:

$$\text{Rango Vulnerable a Flameos} = y_{max} - y_{min} \quad \text{Ecu.14}$$

$$\text{Rango Vulnerable a Flameos} = 128.79 - 119.86$$

$$\text{Rango Vulnerable a Flameos} = \mathbf{8.93 \text{ m}}$$

Los resultados obtenidos, se detallan en la siguiente figura:

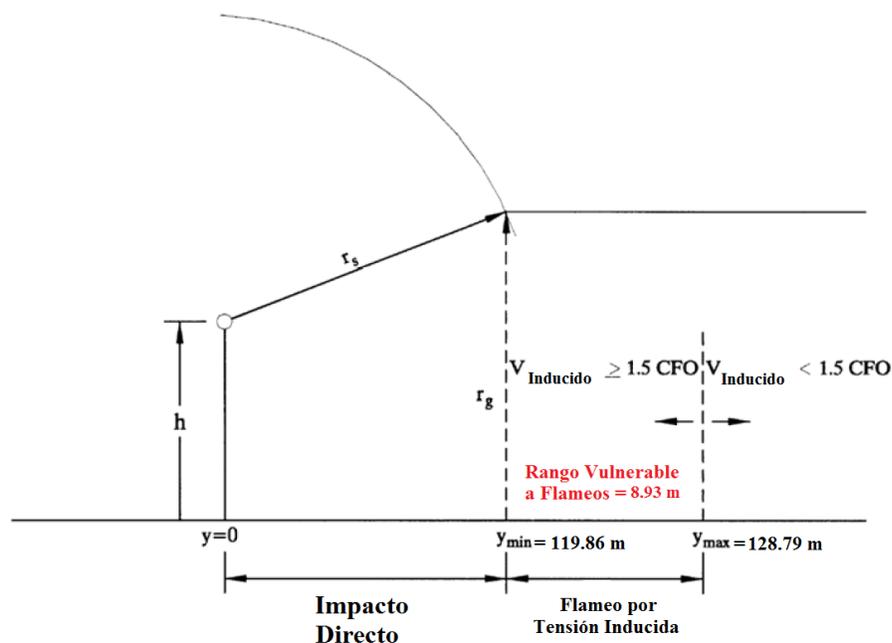


Fig. 54: Distancias Vulnerables en el Caso 1: Desempeño de la línea.

Los resultados del desempeño del aislamiento de la línea obtenidos anteriormente, se pueden traducir a que:

Si un rayo de 120KA impacta a una distancia de 119.86 hasta 128.79 metros, se asume que: **En el aislador o aisladores más cercanos, dependiendo de la sumatoria de CFO discutida en el capítulo 3.3; se provocará un flameo, causado así, una falla en la red.**

Anteriormente se estableció que, para causar un flameo en el aislador, el valor de la sobretensión tiene que ser al menos de **450KV**. Para este caso, la tensión inducida por la descarga de 120KA a 125 metros, será la siguiente:

$$V_{max} = 37.28 \frac{I_o h}{y_{max}} - V_{LN}$$

$$V_{max} = 37.28 \frac{(120)(12.19)}{125} + \frac{46}{\sqrt{2}}$$

$$V_{max} = 468.79KV$$

Por lo que la tensión máxima inducida por la descarga en las condiciones descritas, causará un flameo en el aislador. **(468.79KV > 450KV)**.

En este caso la línea de distribución Ateos-Lourdes y el punto de entrega del usuario final poseen aislamiento a 46KV de acuerdo a las características presentadas previamente, por tanto, los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla resumen:

	DESCARGAS DIRECTAS	DESEMPEÑO FRENTE A SOBRETENSIONES INDUCIDAS POR DESCARGAS CERCANAS EN CAMPO ABIERTO	DETERMINACIÓN PROBABILÍSTICA DE POSIBLES FALLAS EN LA LÍNEA
<p>LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN NORMALMENTE AISLADA A 46KV.</p>	<p>-Se ha asumido un factor de protección de:</p> $S_f = 0.6.$ <p>-Resultado de cálculos para Flameos por Impactos Directos:</p> $N_s = 53.00$ <p><i>flameos/100Km/Año</i></p>	<p>-Tensión mínima necesaria para poder causar un flameo en el aislador, es el siguiente:</p> $v_{max} = 450 \text{ KV}$ <p>- La magnitud de corriente asumida para la prueba del desempeño de la línea:</p> $I_{o-corrída} = 120 \text{ KA}$ <p>-Distancia de Vulnerabilidad a Flameos por tensiones inducidas:</p> $y_{min} = 119.86 \text{ m}$ $y_{max} = 128.79 \text{ m}$ <p>Rango Vulnerable a Flameos = 8.93 m</p>	<p>- Fallas Probabilísticas en campo abierto:</p> $FP_{CA} = 0.294$ <p><i>Flameos en aisladores en la línea/Año</i></p> <p>-La probabilidad adicional de falla por tensiones inducidas a causa de objetos cercanos, da como resultado:</p> $FP_{LP} = 5.91$ <p><i>Flameos en aisladores en la línea/ Año</i></p> <p>- Tomando en cuenta la longitud de la línea, finalmente el total de fallas posibles en la línea, dio el siguiente resultado:</p> <p><u>FP = 6.20</u></p> <p><u>Flameos en aisladores en la línea/Año</u></p>

Tabla 48: Resumen de resultados en Caso 1.

5.2.2 CASO 2: LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN DE 46KV SOBREAISLADA A 69KV Y PUNTO DE ENTREGA DE USUARIO FINAL NORMALMENTE AISLADA A 46KV.

El objetivo principal de este estudio, es evaluar la metodología adecuada sobre la coordinación de aislamiento que pueda ser aplicable a los diferentes niveles de tensión de distribución con el fin de mejorar el desempeño de las líneas áreas de distribución. Por tanto, se ha evaluado una línea de distribución de media tensión del país, dichas características fueron indicadas previamente.

Inicialmente se planteó la forma actual que las empresas distribuidoras del país están aislando sus líneas de distribución, algunas veces optando por el sobreaislamiento. Por consiguiente, como se indicó anteriormente evaluaremos dos casos de coordinación de aislamiento para la Línea de Distribución de Ateos, en el primer caso se evaluó el nivel de aislamiento instalado en la línea de distribución y en el punto de entrega de usuario final a 46KV. En el segundo caso a evaluar se considera el sobreaislamiento para la línea de distribución de 46KV sobreaislada a 69KV y se mantiene el nivel de aislamiento a 46KV en el punto de entrega del usuario final.

Posteriormente se desarrollará la comparación de los resultados obtenidos en ambos casos. En el desarrollo del segundo caso solo se realizará para la línea de distribución de 46KV Sobreaislada a 69KV, ya que los resultados para el nivel de aislamiento instalado en el punto de entrega del usuario final se mantienen a 46KV.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

A) DESCARGAS DIRECTAS

La estimación de descargas directas sobre línea de distribución se mantiene, debido a que la densidad de descargas a tierra N_g , como se explicó anteriormente se estima del nivel cerámico, dicho promedio para el departamento de la Libertad, zona en la que se encuentra la Línea de Distribución Ateos es de aproximadamente 85.25 Días Tormenta/Año.

La data de recolección de rayos N , en campo abierto (sin árboles o edificios en la cercanía) no depende del nivel de aislamiento de la línea, por lo tanto, el resultado de mantiene:

$$N = N_g \left(\frac{28h^{0.6} + b}{10} \right) \quad \text{Ecu. 5}$$

La que resolviendo para este caso resulta en:

$$N = 10.36 \left(\frac{28(12.19)^{0.6} + 2.38}{10} \right)$$

$$N = 132.52 \text{ flameos}/100\text{Km}/\text{Año}$$

Además, el criterio tomado en cuenta para la estimación del factor de protección a utilizar sigue siendo de $S_f = 0.6$, puesto que el análisis es realizado en la misma línea de distribución y las condiciones generales tomadas en cuenta de la línea se mantienen, dicho parámetro tampoco depende del nivel de aislamiento instalado. En la siguiente figura se representan las condiciones generales que se han tomado en cuenta, condiciones que se cumplen ambos casos como ya se explicó.



Fig. 55: Condiciones generales tomadas en cuenta para el factor de protección de la línea.

Al tomar en cuenta este factor de protección, dentro del cálculo para flameos por impactos directos, resulta el siguiente valor:

$$N_s = N(1 - S_f) \quad \text{Ecu. 6}$$

$$N_s = 132.52(1 - 0.6)$$

$$N_s = 53.00 \text{ flameos}/100\text{Km}/\text{Año}$$

B) SOBRETENSIONES INDUCIDAS POR DESCARGAS CERCANAS

Para poder causar un flameo en los dispositivos de aislamiento de la línea, se necesita inducir un nivel de tensión en estos. Este nivel de tensión viene dado por la siguiente expresión, y para la línea de distribución especificada en el segundo caso, tiene un valor de:

$$v_{max} = 1.5CFO = 1.5(480)$$

$$v_{max} = 720 \text{ KV}$$

De igual manera para encontrar el número de sobretensiones inducidas por descargas cercanas a la misma línea de distribución sobreaislada a 69KV, y un aproximado probabilístico de las fallas que estas causarán, se utilizará el modelo de Rusck y el Modelo Electromagnético, para los cuales, se procederá a encontrar los parámetros descritos en las que expone este modelo.

Sin embargo, se necesita conocer el valor de corriente mínimo que se tomará en cuenta, cuya magnitud sea la suficiente para causar un flameo en los dispositivos de aislamiento. Para lo cual, de la igual forma se hace uso de la ecuación:

$$37.28 \frac{I_o h}{1.5CFO - V_{LN}} = \sqrt{100I_o^{1.3} - (9I_o^{0.65} - h)^2} \quad \text{Ecu.18}$$

Al tener en cuenta que la descarga viaje desde la retenida, hacia la línea; la sobretensión inducida tiene que vencer un valor de CFO de 480KV (Gracias al Sobreaislamiento Polimérico de 69KV). Por lo que al tener definido el CFO, podemos despejar la corriente de la ecuación:

$$y_{max} = y_{min}$$

$$37.28 \frac{I_o(12.19)}{1.5(480) - \left(\frac{46}{\sqrt{2}}\right)} = \sqrt{100I_o^{1.3} - (9I_o^{0.65} - 12.19)^2}$$

Resolviendo para I_o :

$$I_{o_{min}} = 310 \text{ KA}$$

Dado que la corriente obtenida para este caso excede la magnitud de los límites considerados en este estudio, se tomará el límite máximo (200KA). Para una línea con factor de protección, se tomará la distancia y_{max} para la corriente de 200KA, y un factor de protección de 0.6 ($fp = 0.6$) para calcular el número probable de flameos en los aisladores.

Para calcular la distancia mínima y máxima:

$$r_s = 10 \times I_o^{0.65} \quad \text{Ecu. 8}$$

$$r_g = 0.9 \times r_s \quad \text{Ecu. 9}$$

$$r_s = 10 \times 200^{0.65}$$

$$r_g = 0.9 \times 313.09$$

$$r_s = 313.09 \text{ m}$$

$$r_g = 281.78 \text{ m}$$

Resolviendo para y_{min} :

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2}$$

$$y_{min} = \sqrt{313.09^2 - (281.78 - 12.19)^2}$$

$$y_{min} = 159.21 \text{ m}^{26}$$

Posteriormente se calcula y_{max} , siendo el límite superior de la distancia vulnerable a flameos por sobretensiones inducidas, de la siguiente formula:

$$y_{max} = 37.28 \frac{I_{o\max@200KA}(12.19)}{1.5(480) - \left(\frac{46}{\sqrt{2}}\right)}$$

$$y_{max} = 132.21 \text{ m}$$

¡Esto es válido únicamente para calcular fallas por sobretensiones inducidas, ya que un flameo por impacto directo puede ser causado por corrientes de mucha menor magnitud a una distancia muy cercana!

²⁶ Para el caso, la distancia mínima es mayor a la distancia máxima.

DETERMINACIÓN PROBABILÍSTICA DE POSIBLES FALLAS EN LA LÍNEA

Debido al alto nivel de CFO que poseen los aisladores que protegen la línea, y_{max} resulta ser menor que y_{min} lo que se traduce a que no existirán flameos por sobretensiones inducidas en **campo abierto**.

$$FP_{CA} = 0 \text{ Flameos en aisladores en la línea /Año}$$

Sin embargo, aún tomarán en cuenta las sobretensiones inducidas en la línea protegida con el criterio ya aclarado.

Para el calcular los flameos que se induzcan a la línea por medio de los objetos que la rodean, se considera un área vulnerable. Esta área vulnerable será el área en que el CFO da apertura a flameos en la línea por corrientes de hasta 200KA.

Área vulnerable:

$$A_{Vulnerable} = 2 Y_{max@200KA(Km)} \times Longitud\ Línea_{Km}$$

$$A_{Vulnerable} = 2 \times 0.13221 \times 22$$

$$A_{Vulnerable} = 5.82 \text{ Km}^2$$

En la siguiente figura se representa el área vulnerable:

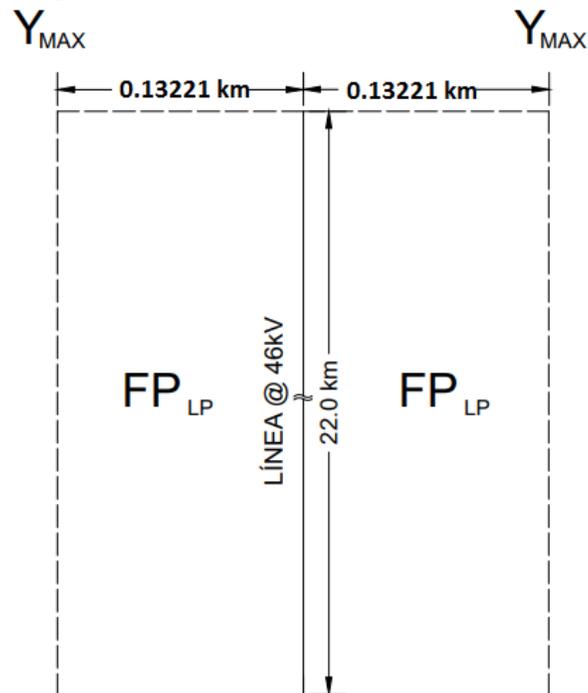


Fig. 56: Área Vulnerable cubriendo la Línea de distribución de Ateos-Lourdes, caso 2.

Descargas (rayos) en Línea protegida:

$$Descargas_{LP} = A_{Vulnerable} \times N_g \times fp$$

$$Descargas_{LP} = 5.82 \times 10.36 \times 0.6$$

$$Descargas_{LP} = 36.16 \text{ Descargas Inducidas a Objetos Cercanos a la Línea/Año}$$

Por lo tanto, el resultado de la probabilidad de posibles fallas en línea protegida es el siguiente:

$$FP_{LP} = 36.16 \times 0.1 \sum_{i=1}^{200} \left(\frac{1}{1 + \left(\frac{I_o}{31}\right)^{2.6}} - \frac{1}{1 + \left(\frac{I_o + 1}{31}\right)^{2.6}} \right)$$

$$FP_{LP} = 3.59 \text{ Flameos LP en Aisladores/Año}$$

Finalmente, se consideran las posibles fallas en campo abierto y en línea protegida y el resultado fue:

$$FP = FP_{CA} + FP_{LP}$$

$$FP = 0 + 3.59$$

$$FP = 3.59 \text{ Flameos en aisladores/100Km/Año}$$

DESEMPEÑO DE LA LÍNEA EN CASO DE UN DETERMINADO IMPACTO CERCANO

Al tener un nivel alto de aislamiento protegiendo la línea, se tomará en cuenta una magnitud de corriente de rayo muy alta. Esto con el fin de hacer significativo el modelado siguiente. La corriente pico de impacto del rayo, de igual manera que en el caso 1 se asumirá a 120KA.

$$r_s = 10 \times I_o^{0.65} \quad \text{Ecu. 8}$$

$$r_g = 0.9 \times r_s \quad \text{Ecu. 9}$$

$$r_s = 10 \times 120^{0.65}$$

$$r_g = 0.9 \times 224.63$$

$$r_s = 224.63 \text{ m}$$

$$r_g = 202.17 \text{ m}$$

También se puede conocer el rango o distancia en campo abierto, en la que línea será vulnerable a flameos por sobretensiones inducidas.

El resultado obtenido para y_{min} , es el siguiente:

$$y_{min} = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \quad \text{Ecu.15}$$

$$y_{min} = \sqrt{224.63^2 - (202.17 - 12.19)^2}$$

$$y_{min} = \mathbf{119.86m}$$

Calculando y_{max} , se obtiene:

$$y_{max} = 37.28 \frac{I_o h}{1.5CFO - V_{LN}} \quad \text{Ecu. 13}$$

$$y_{max} = 37.28 \frac{120(12.19)}{1.5(480) - \left(\frac{46}{\sqrt{3}}\right)}$$

Finalmente se obtiene el siguiente resultado:

$$y_{max} = \mathbf{79.32 \text{ m}}$$

Como se puede observar, el límite superior de la distancia vulnerable a flameos por sobretensiones inducidas y_{max} , es menor que la distancia vulnerable a un impacto directo y_{min} . Esto se traduce a que la descarga de 120KA tiene que inducirse de 0 a 79.32 metros para poder causar un flameo.

Los resultados obtenidos, se detallan en la siguiente figura:

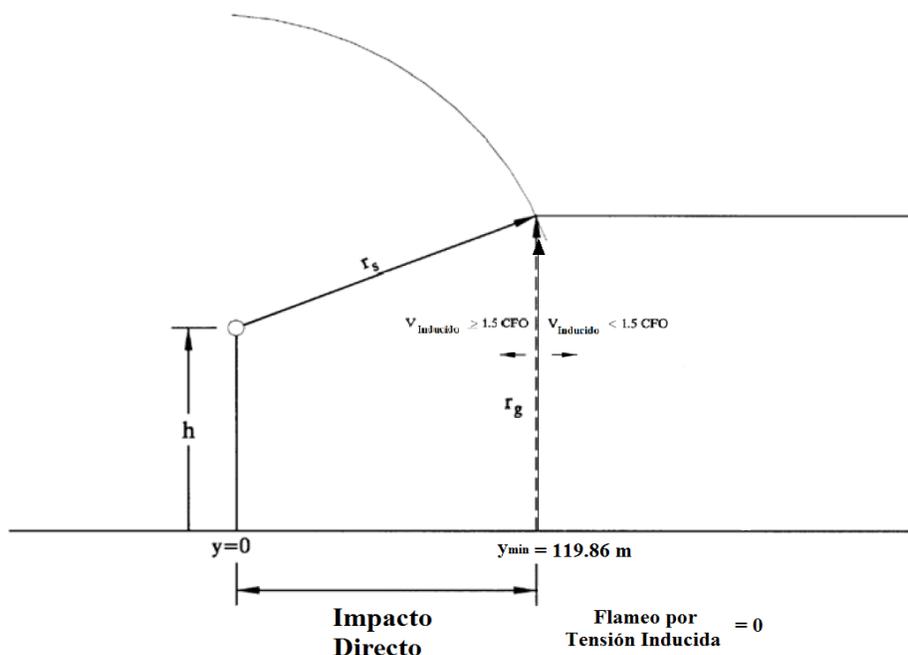


Fig. 57: Distancias Vulnerables para el Caso 2: Desempeño de la línea.

Los resultados del desempeño del aislamiento de la línea obtenidos anteriormente, se pueden traducir a que:

Si un rayo de 120KA impacta a una distancia de 119.86, se asume que: ***Solo tendrá impactos directos en la línea; o bien, habrá sobretensiones inducidas en los objetos que protegen la línea (Factor de Protección).***

Anteriormente se estableció que, para causar un flameo en el aislador, el valor de la sobretensión tiene que ser al menos de **720KV**. Para este caso, la tensión inducida por la descarga de 120KA a 125 metros, será la siguiente:

$$V_{max} = 37.28 \frac{I_o h}{y_{max}} - V_{LN}$$

$$V_{max} = 37.28 \frac{(120)(12.19)}{125} + \frac{46}{\sqrt{2}}$$

$$V_{max} = 468.79KV$$

Por lo que la tensión máxima inducida por la descarga en las condiciones descritas, no es suficiente para causar un flameo en el aislador. **(468.79KV < 720KV)**

En este caso la línea de distribución Ateos se evaluó con sobreaislamiento a 69KV y el punto de entrega del usuario final mantiene el aislamiento instalado a 46KV de acuerdo a lo indicado previamente, los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla resumen:

	DESCARGAS DIRECTAS	DESEMPEÑO FRENTE A SOBRETENSIONES INDUCIDAS POR DESCARGAS CERCANAS	DETERMINACIÓN PROBABILÍSTICA DE POSIBLES FALLAS EN LA LÍNEA
<p>LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN DE 46KV SOBREAISLADA A 69KV. ACOMETIDA DEL CLIENTE CON AISLAMIENTO PARA 46KV.</p>	<p>-Se ha asumido un factor de protección de:</p> $S_f = 0.6.$ <p>-Resultado de cálculos para Flameos por Impactos Directos:</p> $N_s = 53.00$ <p><i>flameos/100Km/Año</i></p>	<p>-Tensión máxima necesaria para poder causar un flameo en el aislador, es el siguiente:</p> $v_{max} = 720 \text{ KV}$ <p>- La magnitud de corriente seleccionada para la prueba del desempeño de la línea:</p> $I_{o-corrida} = 120 \text{ KA}$ <p>-Distancia de Vulnerabilidad a Flameos por tensiones inducidas:</p> $y_{min} = 119.86 \text{ m}$ $y_{max} = 78.64 \text{ m}$ <p>RANGO VULNERABLE: SIN SOLUCIÓN</p>	<p>- Fallas Probabilísticas en campo abierto:</p> $FP_{CA} = 0$ <p><i>Flameos en aisladores en la línea /Año</i></p> <p>-La probabilidad adicional de falla por tensiones inducidas a causa de objetos cercanos, da como resultado:</p> $FP_{LP} = 3.59$ <p><i>Flameos en aisladores en la línea / Año</i></p> <p>- Finalmente el total de fallas posibles en la línea, dio el siguiente resultado:</p> $FP = 3.59$ <p><u>Flameos en aisladores en la línea/Año</u></p>

Tabla 49: Resumen de resultados en Caso 2.

5.3 SELECCIÓN DE DESCARGADORES DE TENSIÓN EN LÍNEA AÉREA DE DISTRIBUCIÓN ATEOS-LOURDES.

De acuerdo a la investigación realizada como anteriormente se ha mencionado la metodología que consideramos adecuada para la coordinación de aislamiento está basado en 2 estándares internacionales IEEE, en el apartado anterior se abordó el principal factor tomado en cuenta para dicho procedimiento, en el cual se evaluó la correcta selección de dispositivos de aislamiento en las líneas áreas de distribución, estudio principal en el que se ha basado nuestro trabajo.

Sin embargo, para completar el estudio de la coordinación de aislamiento se deben tomar en cuenta otro factor, el cual consiste en: La evaluación y correcta selección de descargadores de sobretensiones para proteger los equipos y las líneas de áreas de distribución.

El desarrollo de dicho criterio requiere la realización de otro estudio, en el que se centre en la sección de descargadores de tensión, por consiguiente, se puede hacer referencia a los apartados 2.4 y 4.1.2 en los que se indican los criterios y parámetros que se tomaron en cuenta en nuestra investigación. Sin embargo, se presentarán las características técnicas de los descargadores de tensión que se encuentran instalados en las líneas de distribución de media tensión del país y completar de esa manera nuestros factores principales del estudio de la coordinación de aislamiento.

5.3.1 DESCARGADORES DE TENSIÓN TIPO INTERMEDIO PARA LÍNEA ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN.

De acuerdo a los Estándares Para la Construcción de Líneas Aéreas de Distribución de Energía Eléctrica del país, los descargadores de tensión que se utilizan en las líneas áreas de distribución son de tipo intermedio.

Los descargadores de tensión tipo intermedio poseen características de favorables para la protección de los equipos, a continuación, se detallan los datos técnicos:

VOLTAJE [KV]	MCVO [KV]	TOV		Máximo Equivalente. FOW [KV] Máximo.	Descarga Máxima Voltaje (Máximo KV) Usando un impulso de corriente de 8/20 μ sec	
		1 s kVrms	10 s kVrms		5kA	10kA
45	36.5	52.9	50.9	123	114	120

Tabla 50: Datos técnicos descargador de tensión tipo intermedio.

CAPÍTULO 6: MODELADO POR SOFTWARE PARA LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO. DESEMPEÑO ANTE EL RAYO DE LA LÍNEA DE ATEOS-LOURDES Y SU EFECTO EN LOS USUARIOS FINALES.

Con el propósito de completar nuestro estudio sobre la aplicación de normativas internacionales a la Coordinación de Aislamiento en las redes de distribución de media tensión en El Salvador, se utilizó el Software *EMTP-RV* para realizar las simulaciones y análisis de los dos casos en que se desarrolló la Coordinación de Aislamiento en el capítulo anterior.

EMTP-RV es un software de simulación y análisis completamente equipado y técnicamente avanzando para transitorios de sistemas de potencia. Utilizando las herramientas y componentes que este software posee se realizó la simulación de la Coordinación de Aislamiento completando de esta forma el análisis de teórico desarrollado. El desarrollo y los análisis obtenidos son los siguientes.

6.1 PARÁMETROS Y ELEMENTOS DE LA SIMULACIÓN.

De acuerdo a los requerimientos de *EMTP-RV* se tomaron en cuenta los siguientes parámetros y elementos para el desarrollo de la simulación:

- Voltaje de la Línea aérea: 46KV.
- Nivel de Aislamiento en la Línea aérea de Distribución:
 - Caso 1: Normalmente Aislada a 46KV.
 - Caso 2: SobreAislada a 69KV.
- Nivel de Aislamiento en el Punto de Entrega de Usuario Final:
 - Caso 1: Normalmente Aislada a 46KV.
 - Caso 2: Normalmente Aislada a 46KV.
- Número de postes y acometidas para la Evaluación:
 - Caso 1 y 2: 3 Grupos de postes
 - Grupo 1: 3 Postes y 1 Acometida
 - Grupo 2: 2 Postes y 1 Acometida
 - Grupo 3: 1 Poste y 1 Acometida
- Clientes Conectados a la Red:
 - Caso 1 y 2: 3 Clientes, 1 por acometida.

- La corriente pico de impacto del rayo: 120KA. (Asumida de acuerdo a los resultados en el capítulo 5) a 125 metros de la línea.

CIGRE concave lightning current source

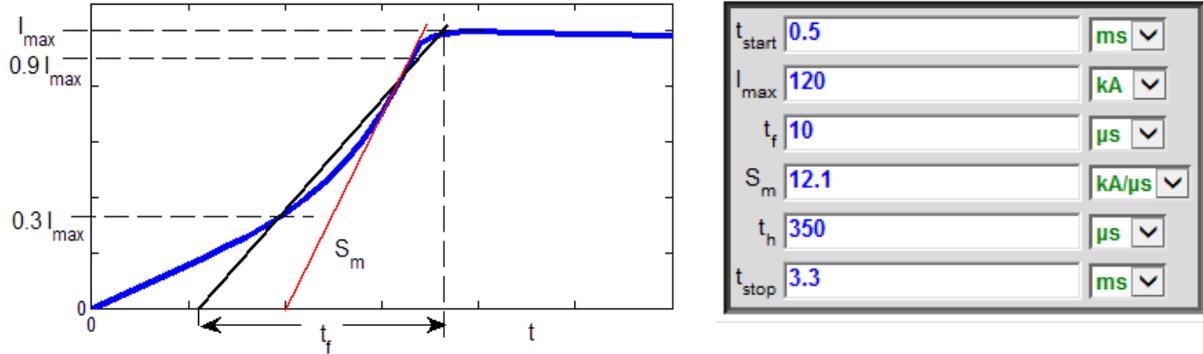


Fig. 58: Parámetros de la simulación de la descarga atmosférica: CIGRE.

La forma de onda de la descarga atmosférica es de $10/350 \mu s^{27}$, como se muestra en la Fig.59.

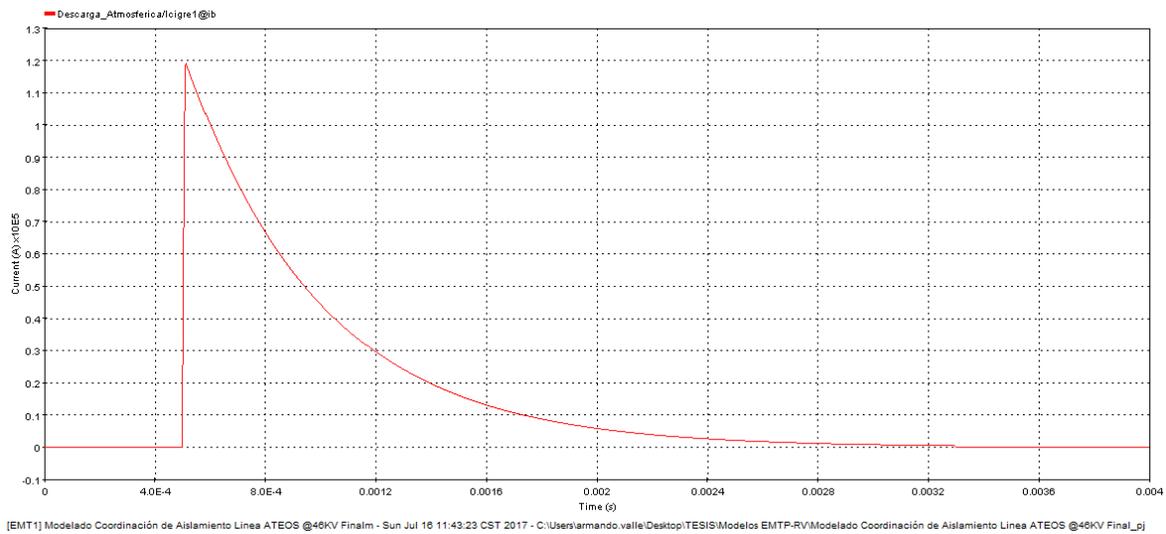


Fig. 59: Simulación de la descarga atmosférica.

- Distancia de Impacto del Rayo a la Línea: 125 Metros.
- La resistividad del terreno: 317.266 ohmios-metros²⁸

²⁷ Según Norma IEC 61312-1

²⁸ Investigación de los valores de la resistividad en san salvador, dependiendo del tipo de suelo, junio 2011.

- Aisladores: La acción de los aisladores se simula por medio de *Switches de Flashover*. Estos switches están configurados para el flameo con el criterio de 1.5 CFO. En adición a esto, un switch ideal conectado a tierra se encarga de aterrizar las fases, en caso de que el aislador flamee. Este switch ideal a tierra está configurado como normalmente abierto, y se cerrará una vez termine la descarga atmosférica.

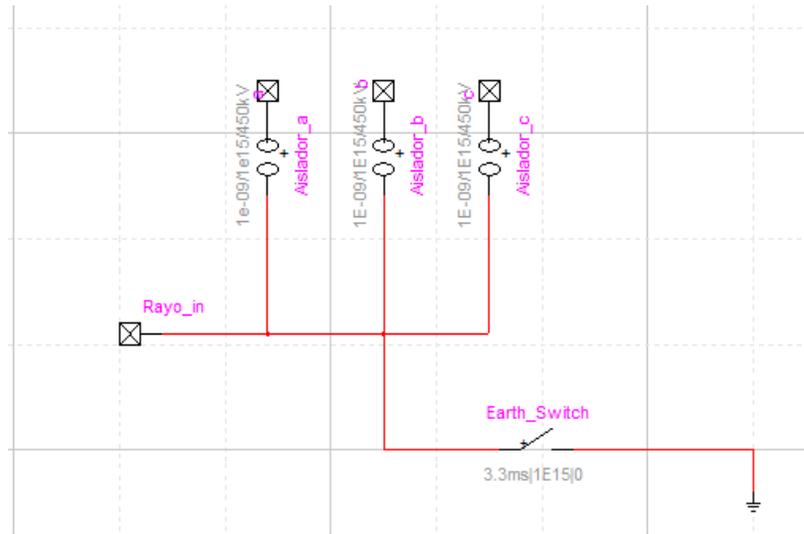


Fig. 60: Aisladores del Circuito.

- Caso 1 y 2: Aisladores configurados para el flameo a 450KV y 720KV

t _{close}	1e-09	s
t _{delay}	1e15	s
I _{margin}	0	A
V _{flash}	450	kV

Fig. 61: Aislador Caso 1.

t _{close}	1e-09	s
t _{delay}	1e15	s
I _{margin}	0	A
V _{flash}	720	kV

Fig. 62: Aislador Caso 2.

6.2 ESQUEMA DE LOS CASOS A SIMULAR.

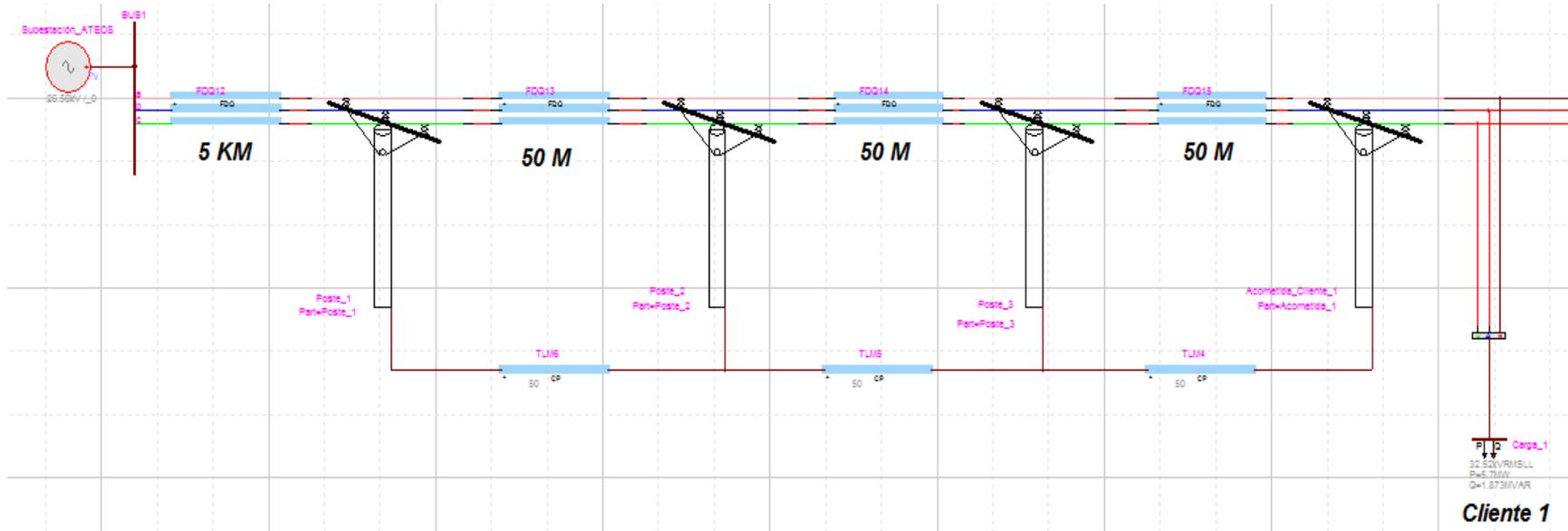


Fig. 63: Subestación y Agrupación 1.

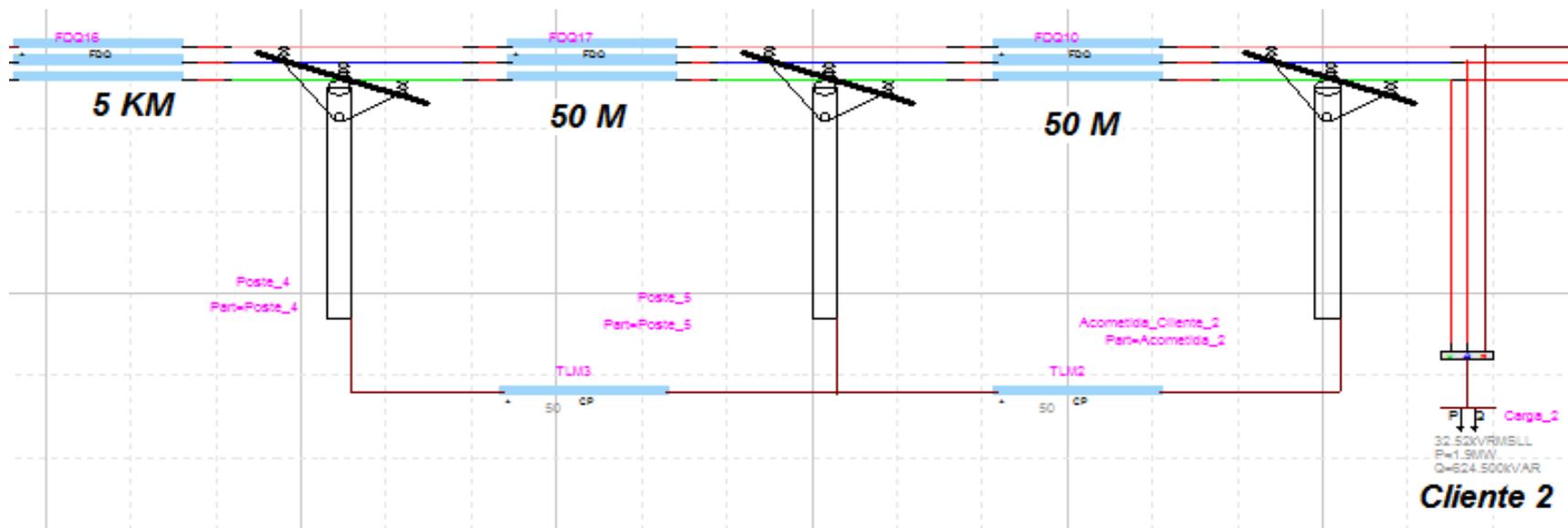


Fig. 64: Agrupación 2.

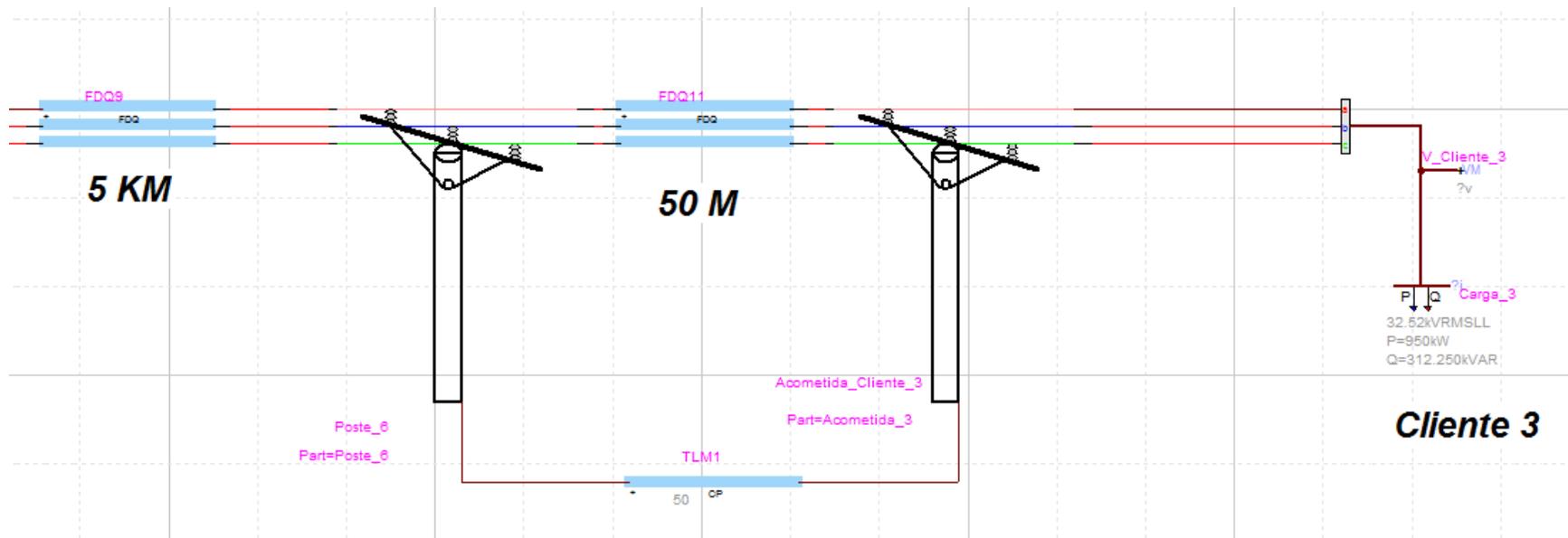


Fig. 65: Agrupación 3.

6.3 SIMULACIÓN: CASO 1.

6.3.1 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 120KA.

El Caso 1 implica que una descarga atmosférica de 120KA impactará a 125 metros de la acometida del cliente 1, que estará aislada a un nivel de 46KV.

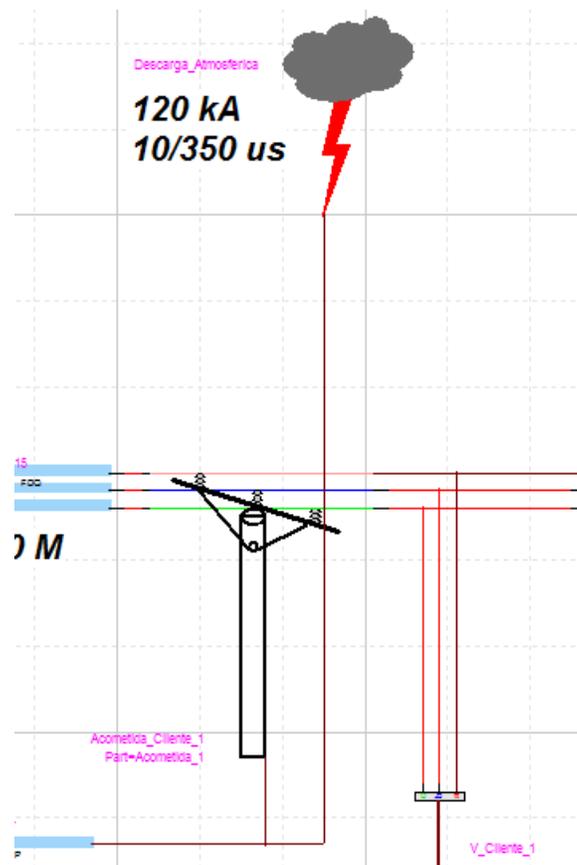
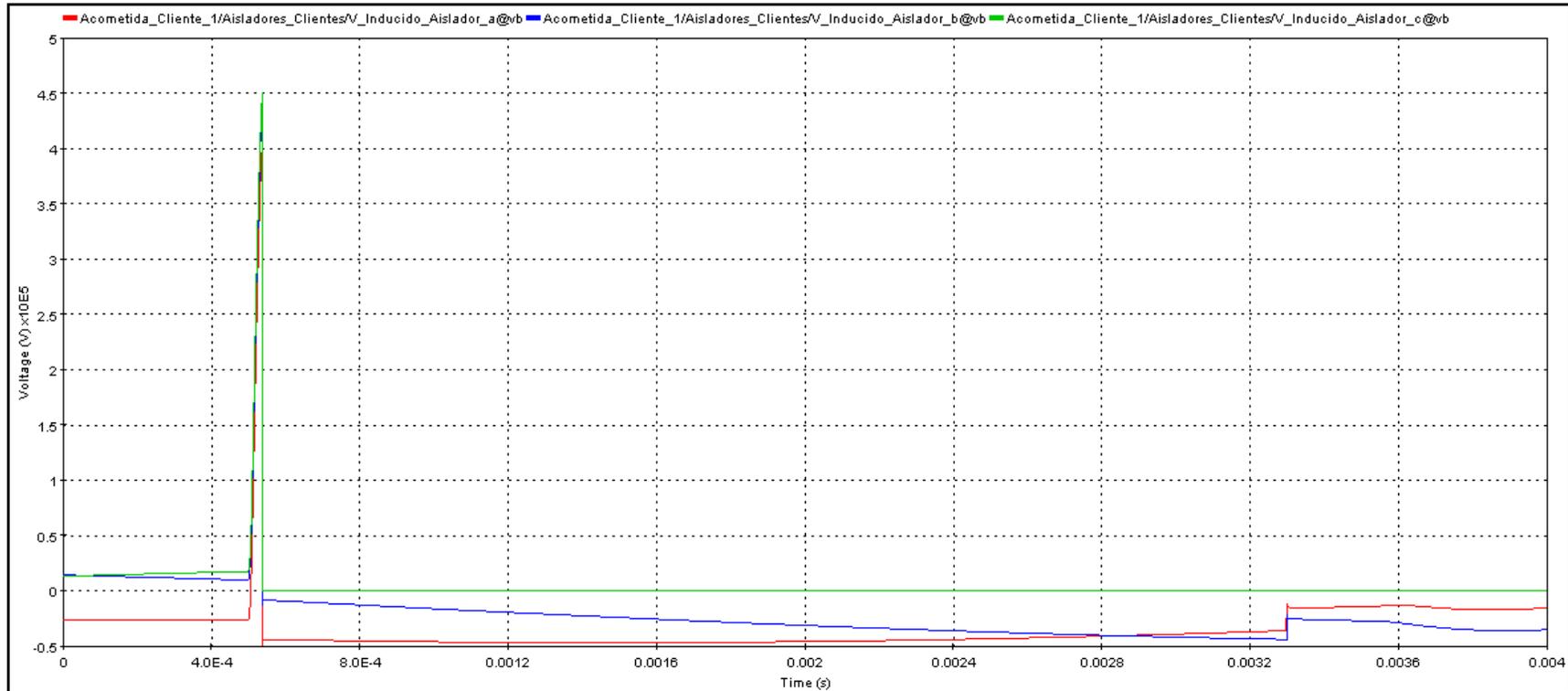


Fig. 66: Simulación del Impacto del Rayo en Acometida 1 @120KA.

Al inducir esta tensión en los aisladores, se puede observar el siguiente resultado:



[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Finalm - Tue Aug 08 12:58:39 CST 2017 - C:\Users\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTF-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Final_pj

Fig. 67: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.

Este resultado se puede traducir en el flameo del aislador de la fase C. Luego de la sobretensión inducida, la tensión en el aislador de la fase C se vuelve cero.

De modo que, el cliente conectado a esa acometida se ve afectado de la siguiente manera:

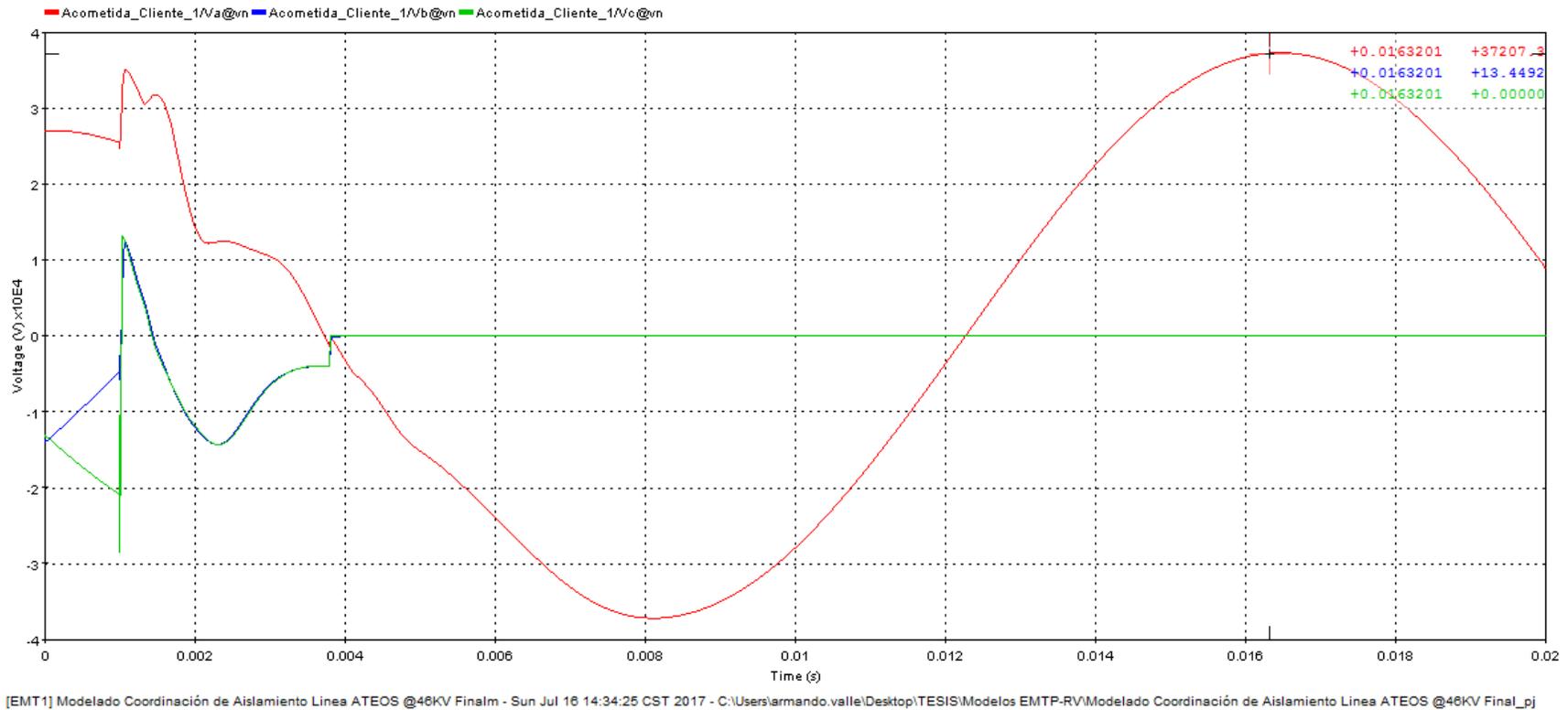


Fig. 68: Falla en Acometida 1 Cliente 1.

Al fallar el aislador de la fase C, dicha fase se aterriza, aumentando la carga en las dos fases restantes. Como resultado de esto, toda la fase a lo largo de la línea se ve afectada, y todos los clientes conectados a ella, también.

Al observar la tensión inducida en los aisladores del poste 3, contiguo a la acometida 1:

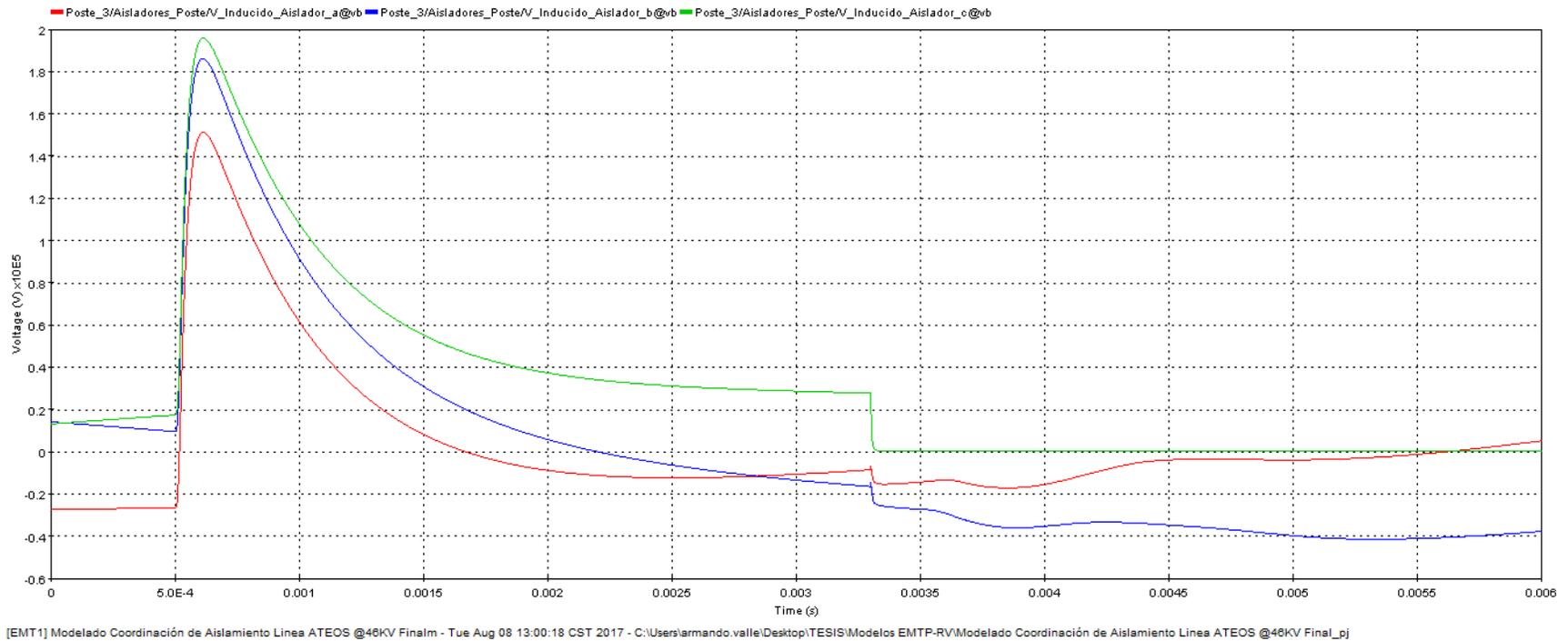


Fig. 69: Tensión Inducida en Aisladores del Poste 3 Contiguo a Acometida 1.

Se puede apreciar que los aisladores del poste contiguo también se ven afectados por una sobretensión; sin embargo, la tensión inducida no causa flameo en el aislamiento. La fase C luego que termina la sobretensión, se ve afectada, porque existe una falla en el aislador de la acometida 1.

Se puede también observar simultáneamente el efecto de la sobretensión inducida en los conjuntos de aisladores de la acometida 1, y del poste 3, para observar detalladamente la diferencia que tiene el impacto a dos distancias diferentes:

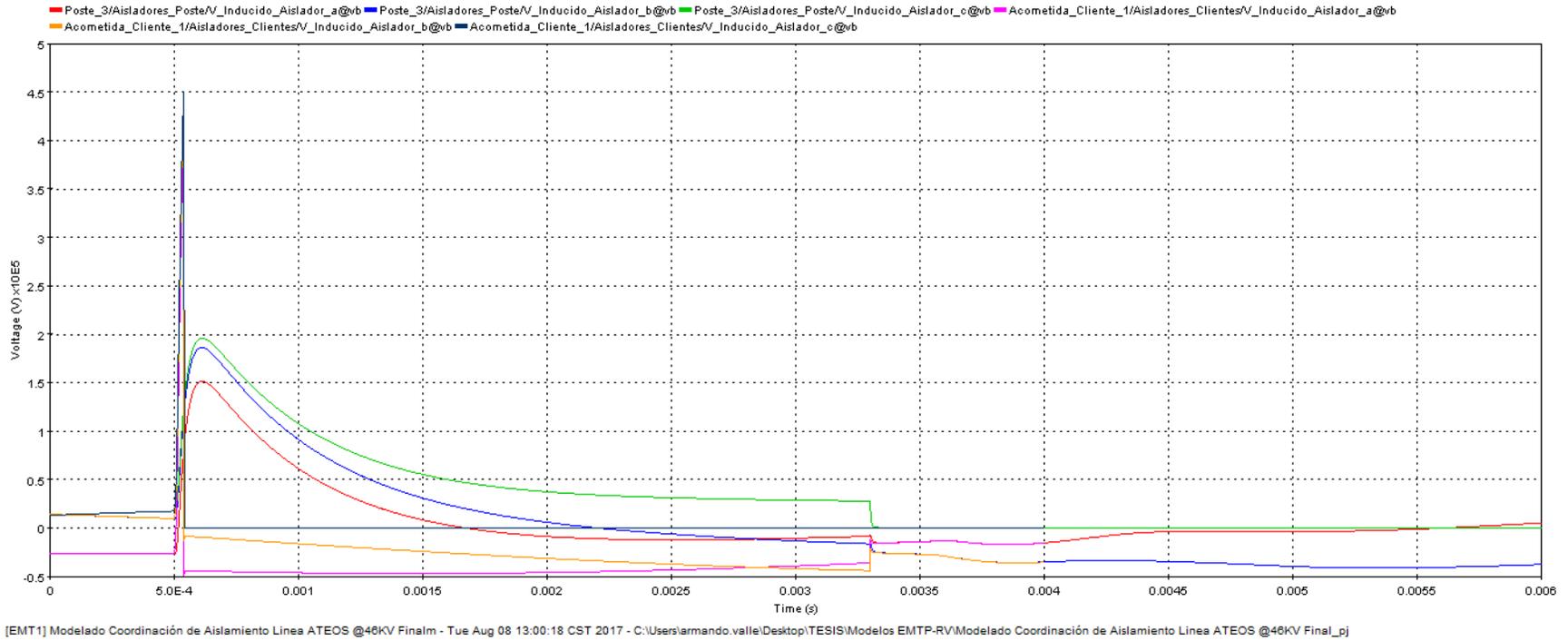


Fig. 70: Tensión Inducida en Aisladores del Poste 3 y Acometida 1.

En el caso de la acometida 1, se puede observar que el pico de tensión es significativamente mayor al del poste 3.

6.3.2 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 96KA

Al realizar diferentes ensayos en la simulación, con diferentes niveles pico de corriente de rayo, se encontró que la corriente pico de rayo mínima para causar flameo en los aisladores es de **97KA**, con una forma de onda 10/350. O también, se puede decir que la máxima corriente que no causa flameo en los aisladores es de **96KA**.

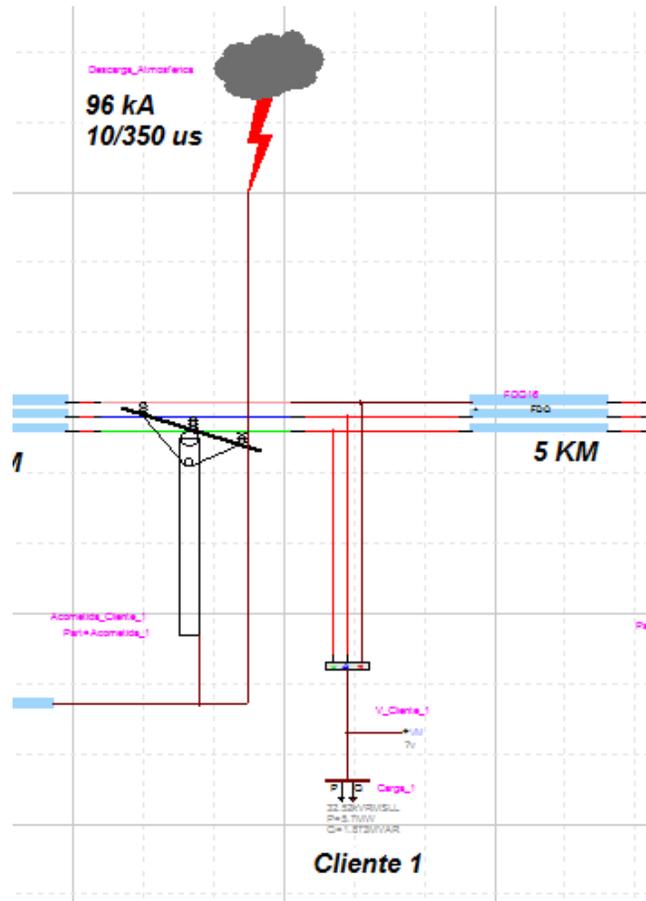
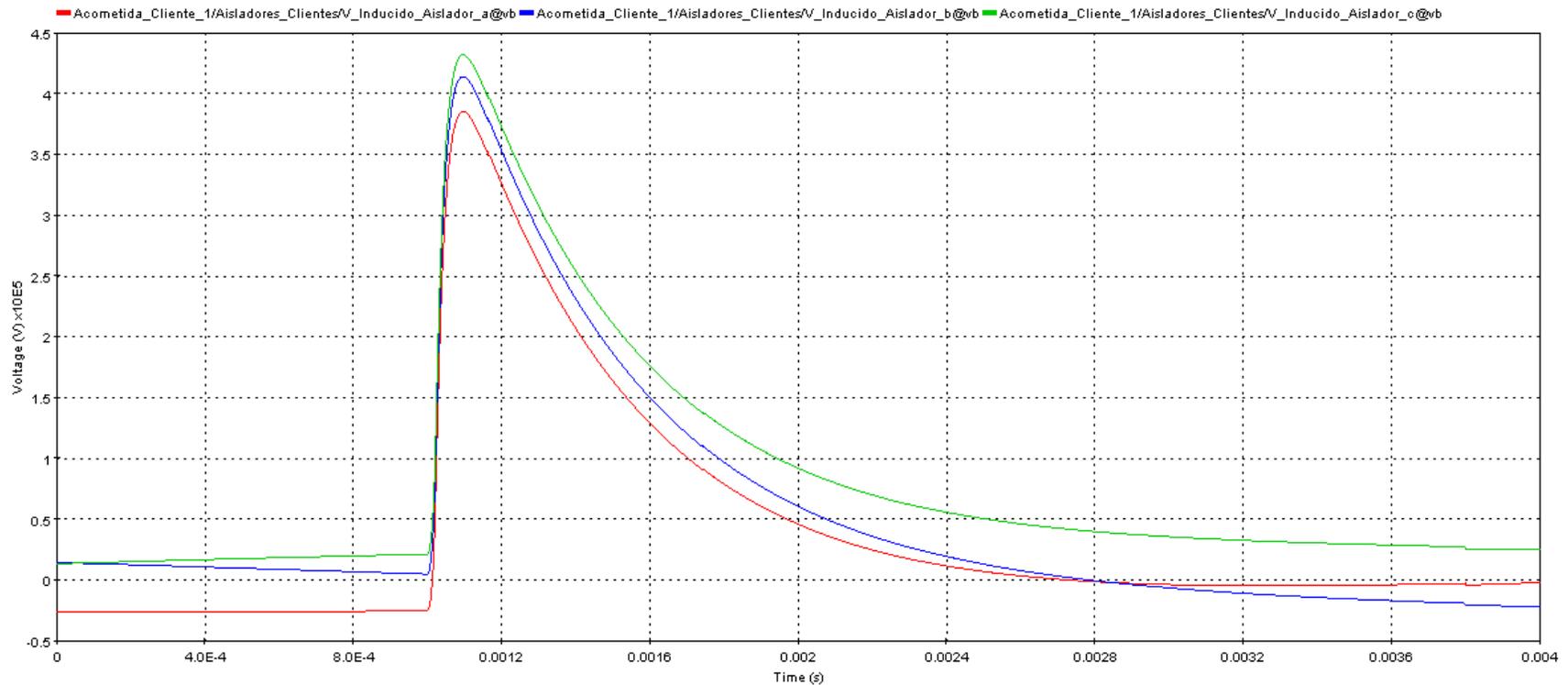


Fig. 71: Simulación de rayo en Acometida 1 @96KA.

Por lo que, al observar los niveles de tensión inducidos en los aisladores, se deduce claramente que estos no presentan falla.

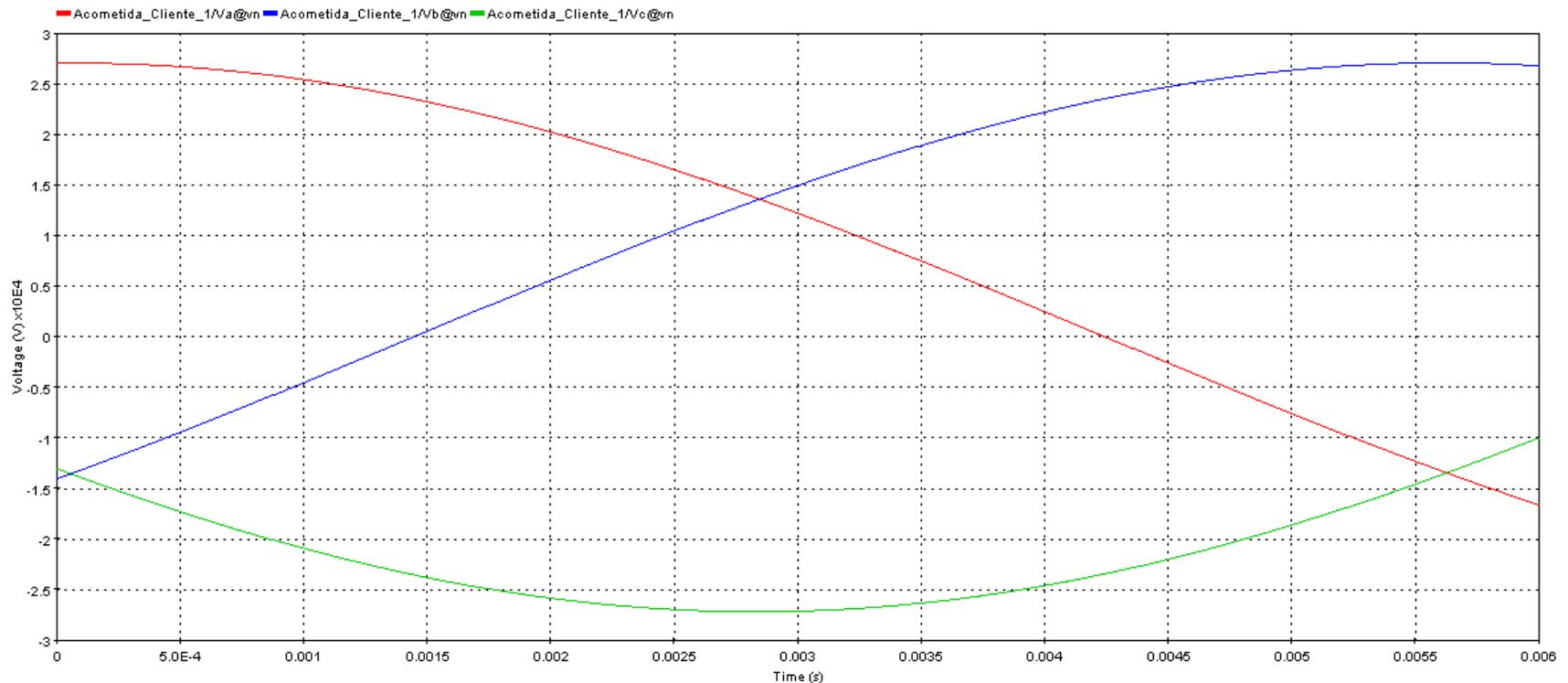
Cabe mencionar, que este tipo de sobretensiones se verán despejados por los dispositivos de protección de la línea; que por finalidades de facilidad de visualización de resultados, no se han simulado en este modelo.



[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Finalm - Sun Jul 16 18:30:06 CST 2017 - C:\Users\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTF-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Final_pj

Fig. 72: Tensión Inducida en Aisladores Acometida 1: 96KA.

Y al ver el efecto que tiene esta descarga en el cliente:



[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @48KV Finalm - Sun Jul 16 19:22:29 CST 2017 - C:\Users\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTF-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @48KV Final_pj

Fig. 73: Tensión en Cliente 1.

En este caso, el cliente no se verá afectado, ya que los aisladores cumplen su función de aislar la línea de este tipo de sobretensión. Sin embargo, en casos reales, siempre se inducirá una sobretensión a la línea por medio de campos electromagnéticos, y debido al aumento de potencial de la tierra; caso que no se puede apreciar en la simulación, ya que no se han establecido estos mecanismos de inducción de sobretensiones. Adicionalmente, no se han simulado dispositivos de protección en la línea, por lo que no se ve su acción en la simulación

En resumen, se puede concluir por medio del software, que para las condiciones de que un rayo impacte a 125 metros:

- Rayo 10/350 μs 120KA @125m: Causará flameo en los aisladores del punto más cercano de la línea al impacto.
- Rayo 10/350 μs 96KA @125m: NO causará flameo en ningún aislador de la línea a la distancia especificada.

Para el caso que el rayo impacte otro punto de la red que no sea acometida:

- Rayo 10/350 μs 120KA @125m: Solo causará flameo en el aislador de una fase, del poste más cercano al impacto. La acometida no presentará falla; pero, ya que una fase del circuito estará en corto circuito con tierra, el cliente se verá afectado.
- Rayo 10/350 μs 96KA @125m: No causará flameo en ningún punto de la línea, y ningún cliente se verá afectado por flameos en aisladores.

6.4 SIMULACIÓN: CASO 2.

6.4.1 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 120KA.

El Caso 1 implica que una descarga atmosférica de 120KA impactará a 125 metros de la acometida del cliente, que estará aislada a un nivel de 46KV. El aislamiento del resto de la línea es de 69KV.

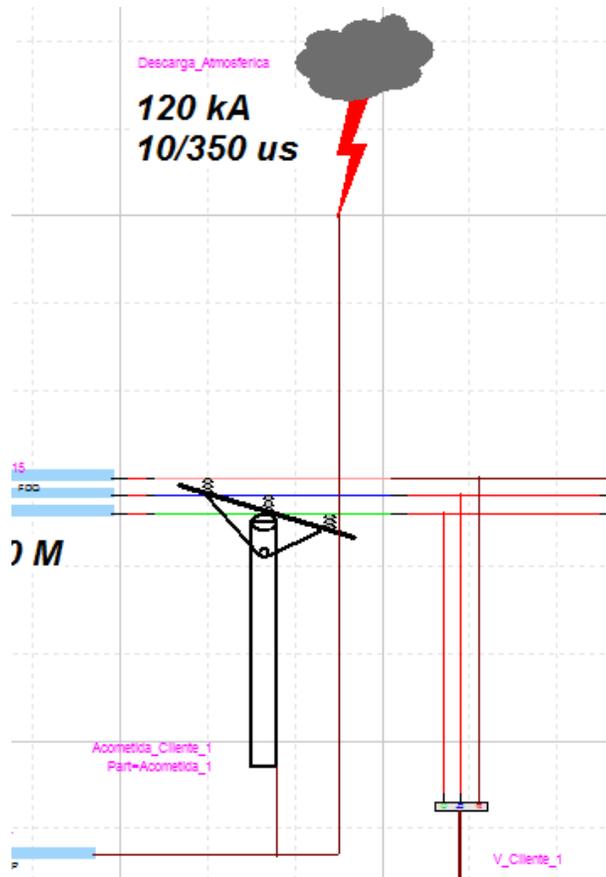


Fig. 74: Simulación del Impacto del Rayo en Acometida 1 @120KA.

Al inducir esta tensión en los aisladores, se puede observar el siguiente resultado:

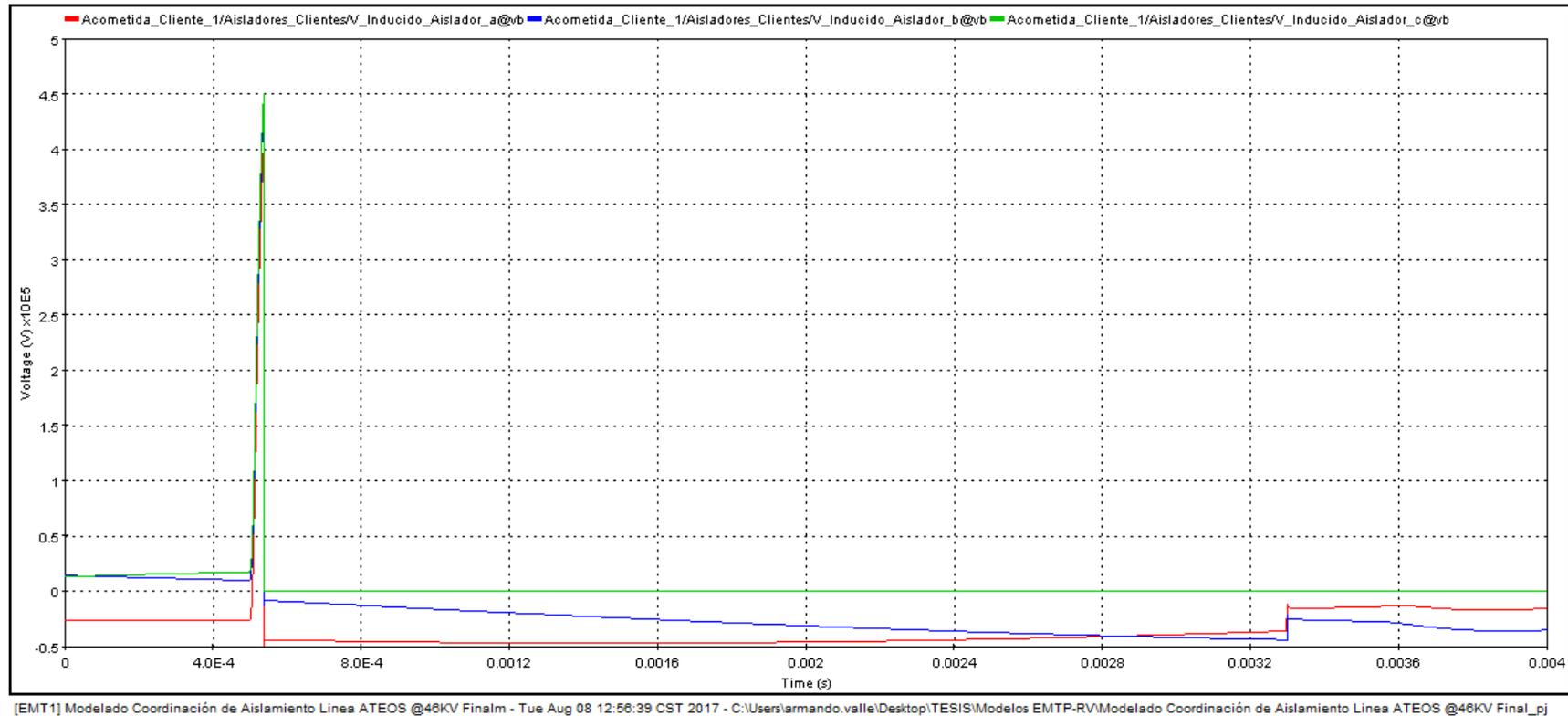
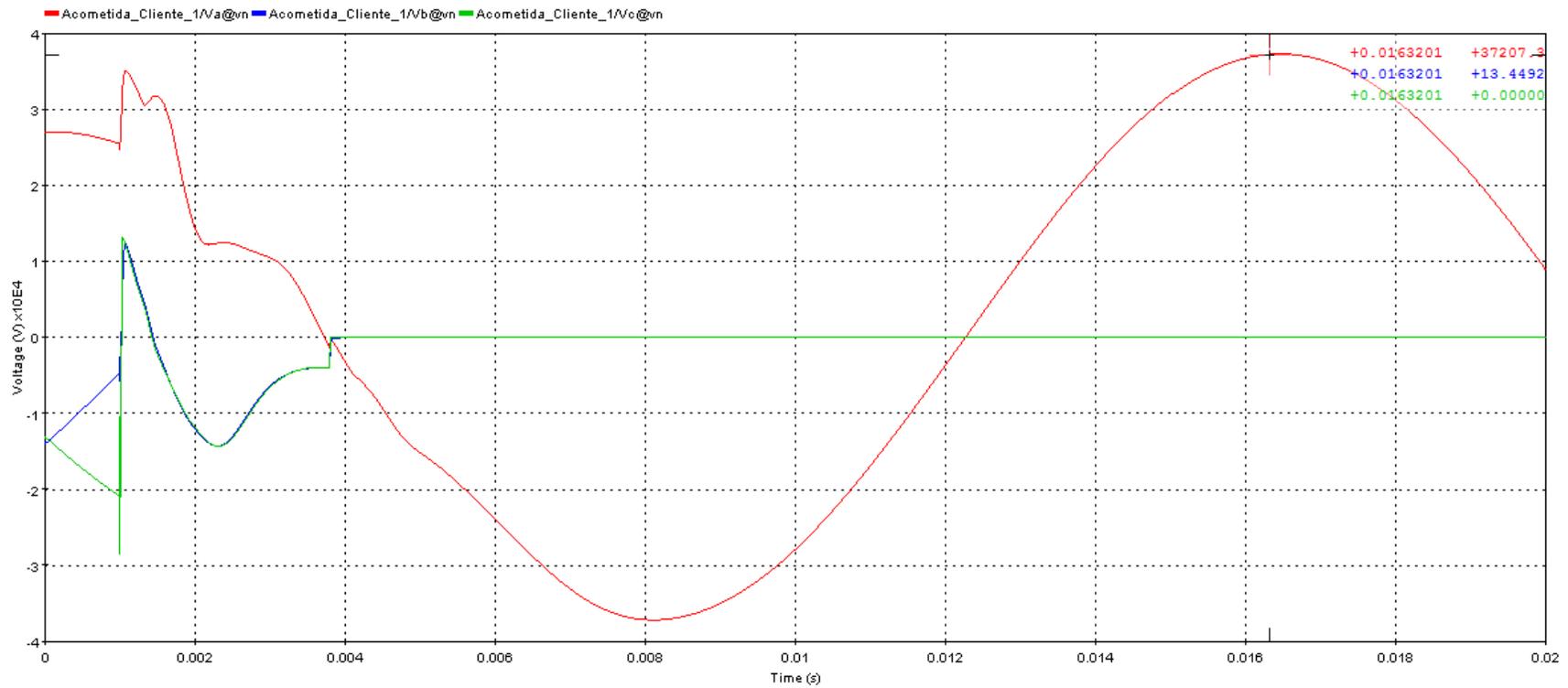


Fig. 75: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.

Al tener el mismo nivel de aislamiento que en el caso 1, los resultados son iguales.

Por lo que también este resultado se puede traducir en el flameo del aislador de la fase C. Luego de la sobretensión inducida, la tensión en el aislador de la fase C se vuelve cero.

De modo que, el cliente conectado a esa acometida se ve afectado de la siguiente manera:

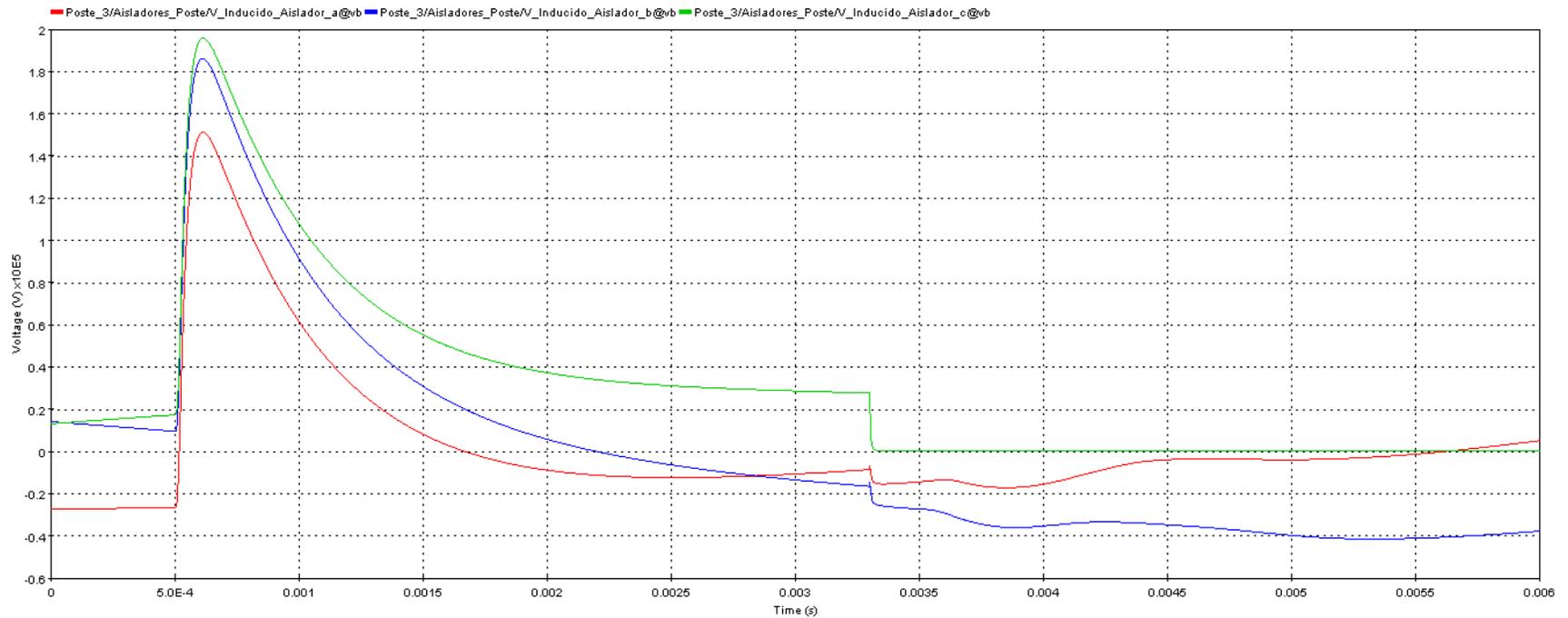


[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Finalm - Sun Jul 16 14:34:25 CST 2017 - C:\Users\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTP-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Final_pj

Fig. 76: Falla en Acometida 1 Cliente 1.

Al fallar el aislador de la fase C, dicha fase se aterriza, aumentando la carga en las dos fases restantes. Como resultado de esto, toda la fase a lo largo de la línea se ve afectada, y todos los clientes conectados a ella, también.

Al observar la tensión inducida en los aisladores del poste contiguo a la acometida:



[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Finalm - Tue Aug 08 13:00:18 CST 2017 - C:\User\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTF-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Final_pj

Fig. 77: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1

Se puede también observar simultáneamente el efecto de la sobretensión inducida en los conjuntos de aisladores de la acometida 1, y del poste 3, para observar detalladamente la diferencia que tiene el impacto a dos distancias diferentes:

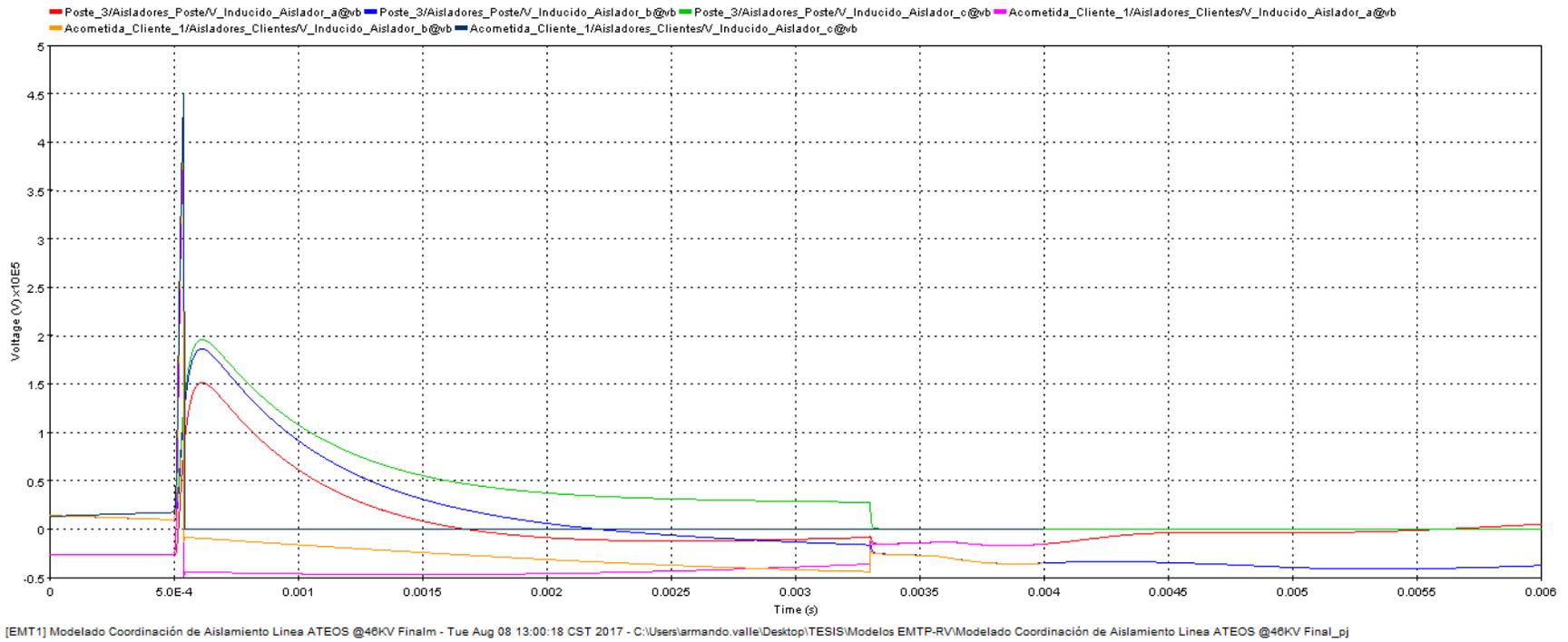


Fig. 78: Tensión Inducida en Aisladores del Poste 3 y Acometida 1.

En el caso de la acometida 1, se puede observar que el pico de tensión es significativamente mayor al del poste 3.

El resultado cambia si se impacta la línea de distribución, cuyo aislamiento corresponde a 69KV.

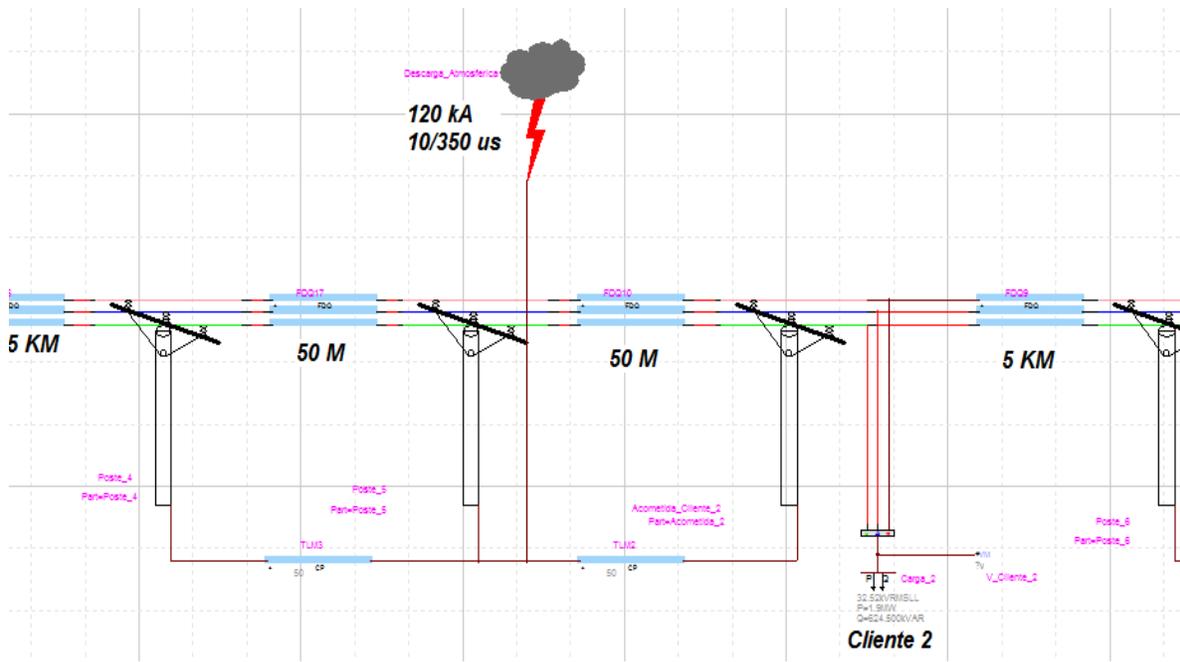


Fig. 79: Simulación de Impacto de Rayo en Poste 5 @120KA.

Al inducir esta tensión en los aisladores, se puede observar el siguiente resultado:

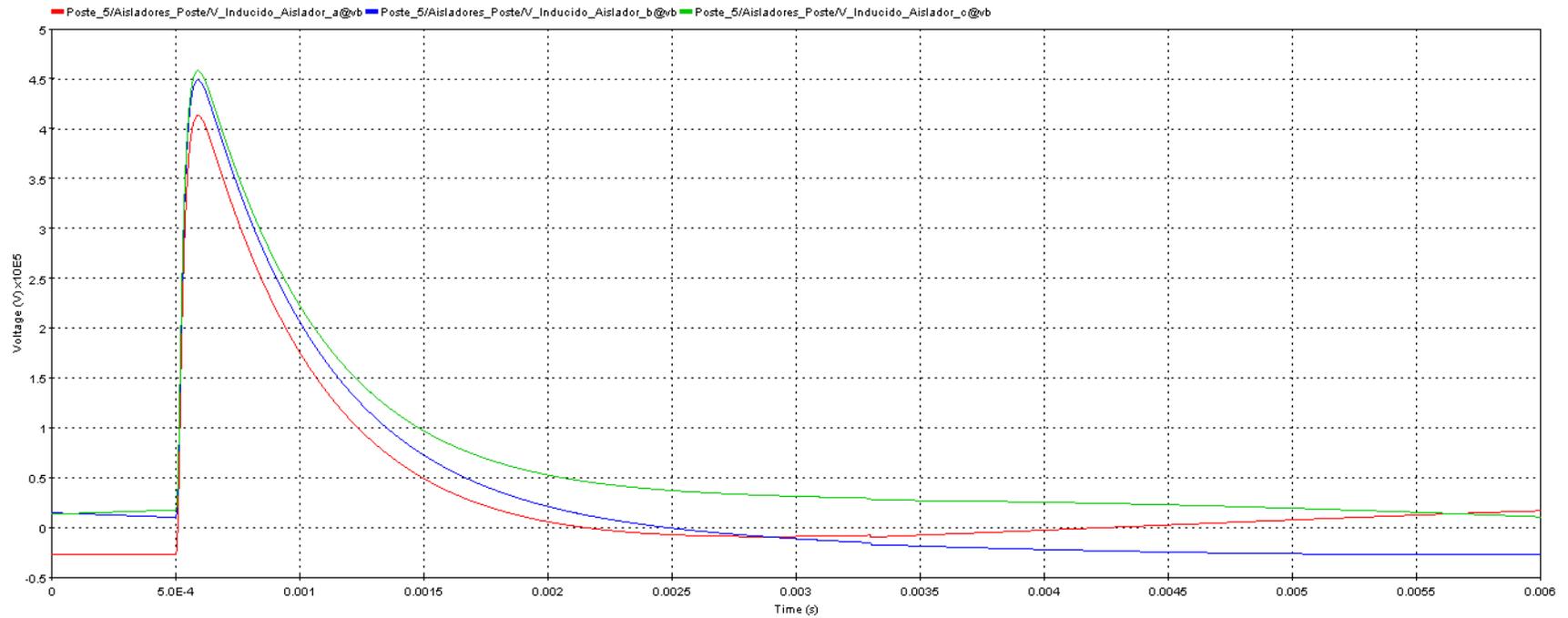


Fig. 80: Tensión Inducida en Aisladores poste 5: 120KA.

El resultado anterior describe una sobretensión vista en los aisladores del poste 5; sin embargo, esta sobretensión no es suficiente para causar flameo en este tipo de aisladores.

Al observar el efecto que tiene esta sobretensión en la acometida del cliente 2, que, se encuentra más alejada del impacto, se obtiene el siguiente resultado:

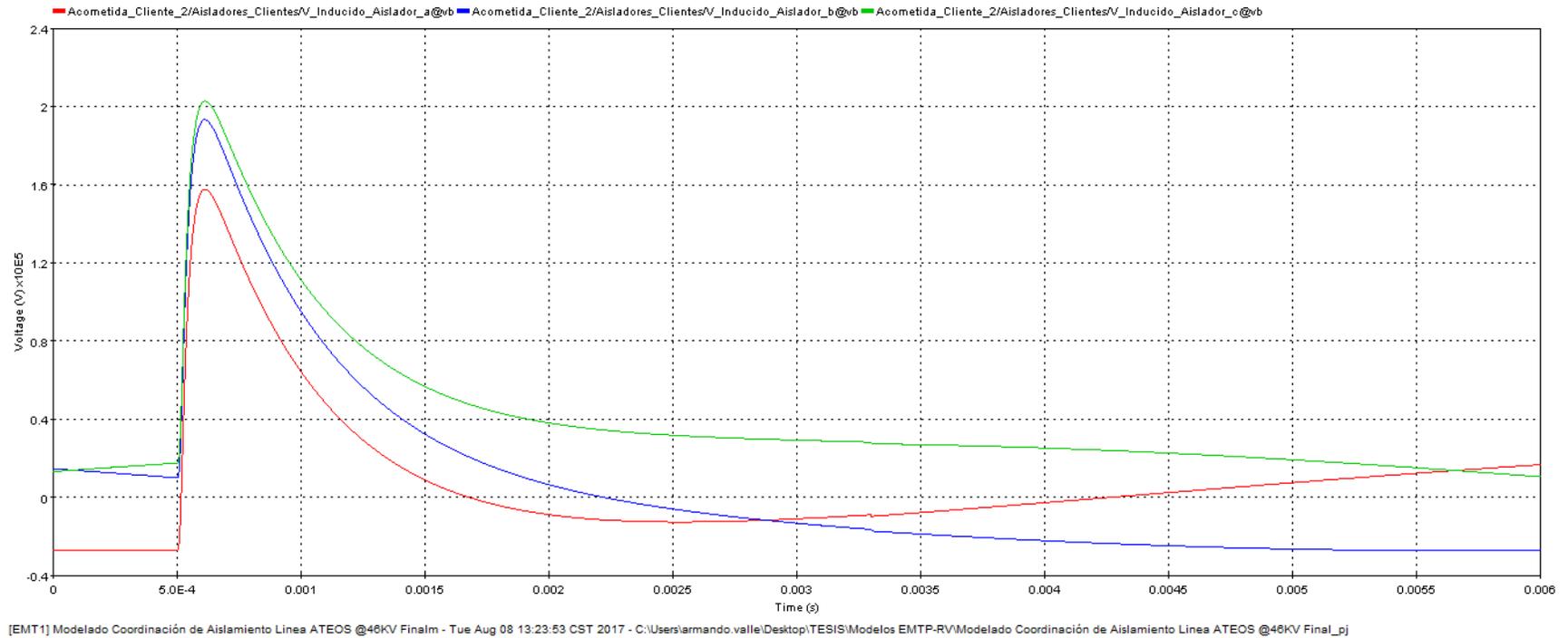


Fig. 81: Tensión Inducida en Aisladores Acometida Cliente 2: 120KA.

Al encontrarse a una mayor distancia del impacto, y ser el segundo elemento de la red en recibir el impacto, la sobretensión se ve reducida; por lo que, aunque el aislamiento es menor que el de la línea, los aisladores no presentan flameo.

De igual manera, se puede observar la diferencia de sobretensiones entre el poste y acometida:

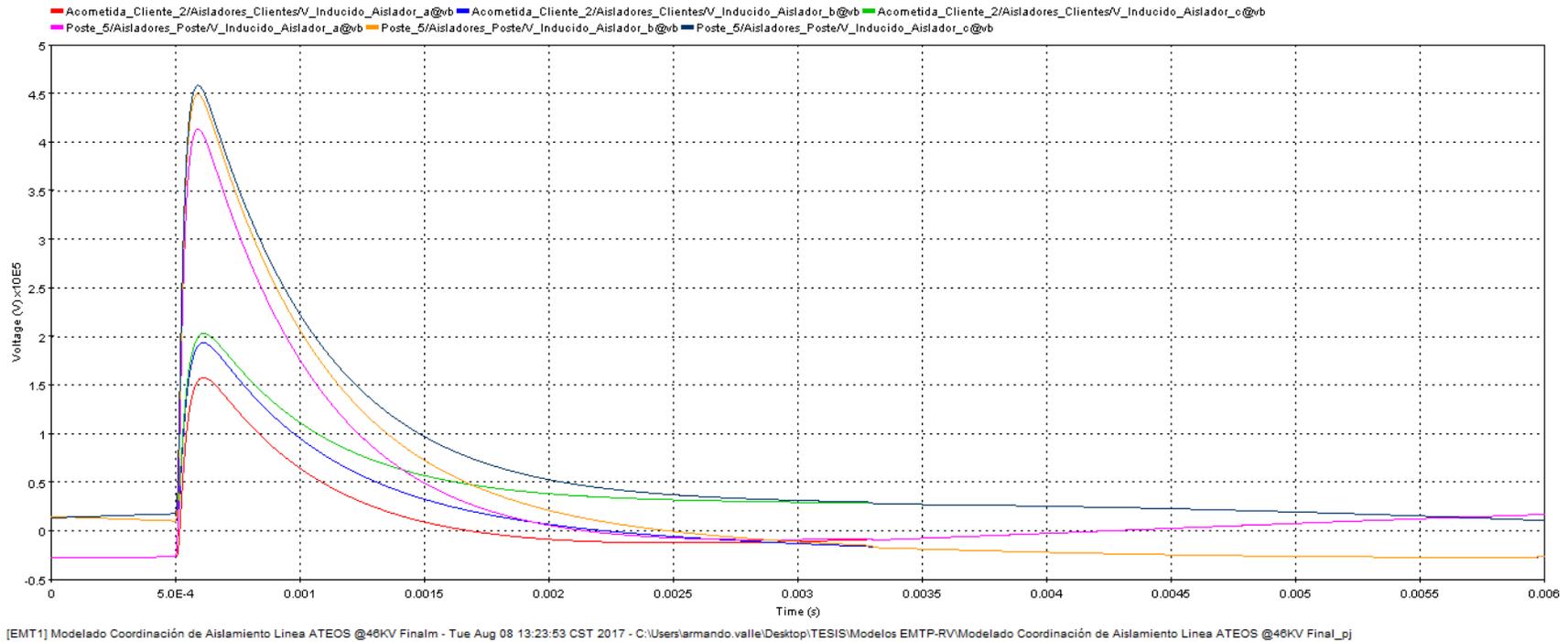
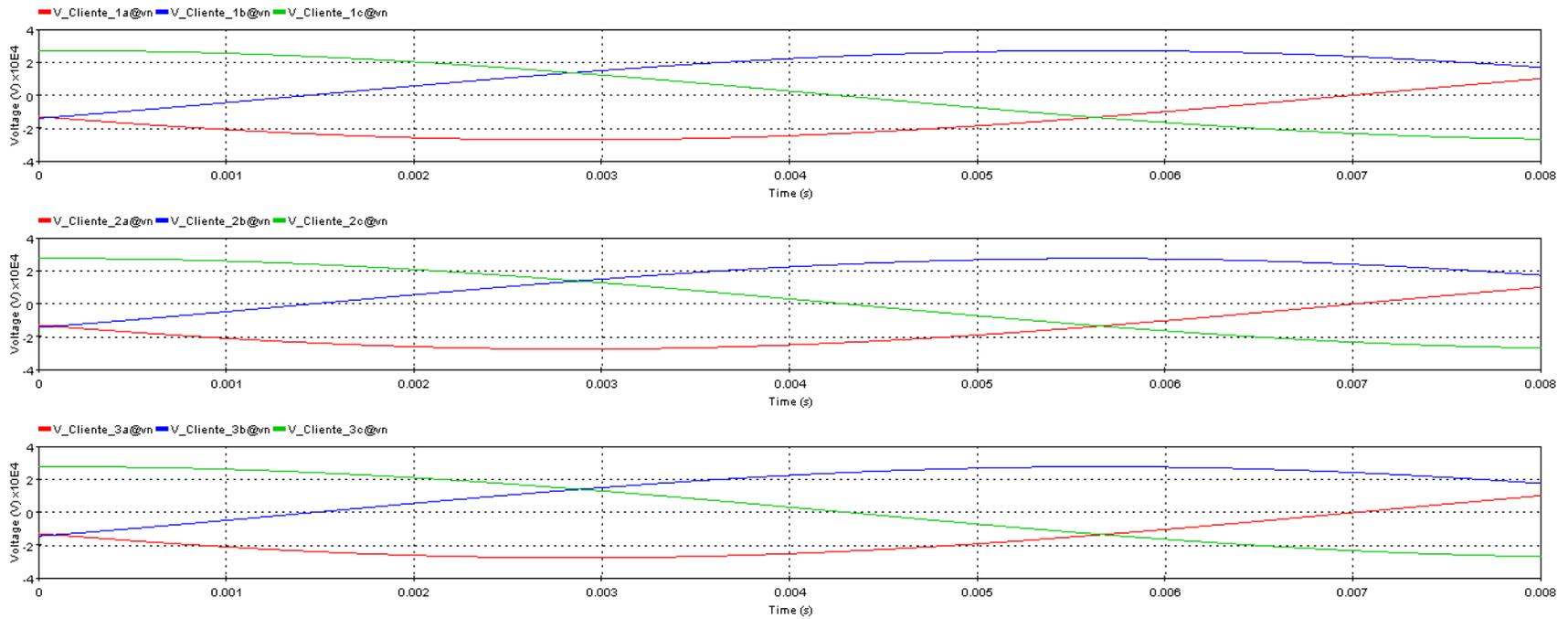


Fig. 82: Tensión Inducida en Aisladores del poste 5 y Acometida Cliente 2: 120KA.

Al ser un impacto más cercano al poste 5, este presenta el pico más alto de tensión. Mientras que la acometida del cliente 2 presenta una sobretensión significativa, esta es menor al del poste 5. En ningún caso se presenta flameo.

Por lo que, en este caso, ninguno de los clientes se ve afectado por la descarga previamente discutida.



[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @48KV Finalm - Sun Jul 16 20:55:33 CST 2017 - C:\Users\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTF-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @48KV Final_pj

Fig. 83: Efecto del impacto a los clientes. Aislamiento a 69KV.

6.4.2 DESCARGA ATMOSFÉRICA: 287KA.

Nuevamente, luego de diferentes simulaciones, se encontró que, para poder causar flameo en aisladores para la línea especificada, y si este tiene un impacto a 125 metros del poste 5, con aislamiento para líneas de 69KV, se necesita una descarga con una corriente de al menos **287KA**.

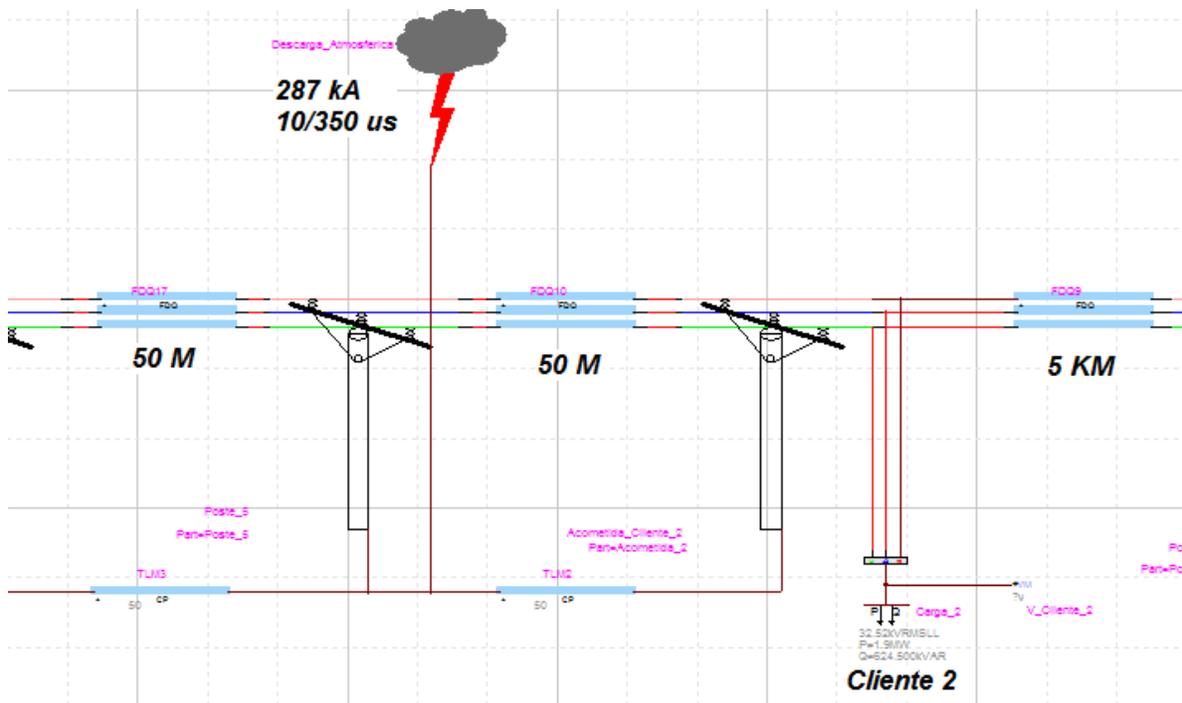
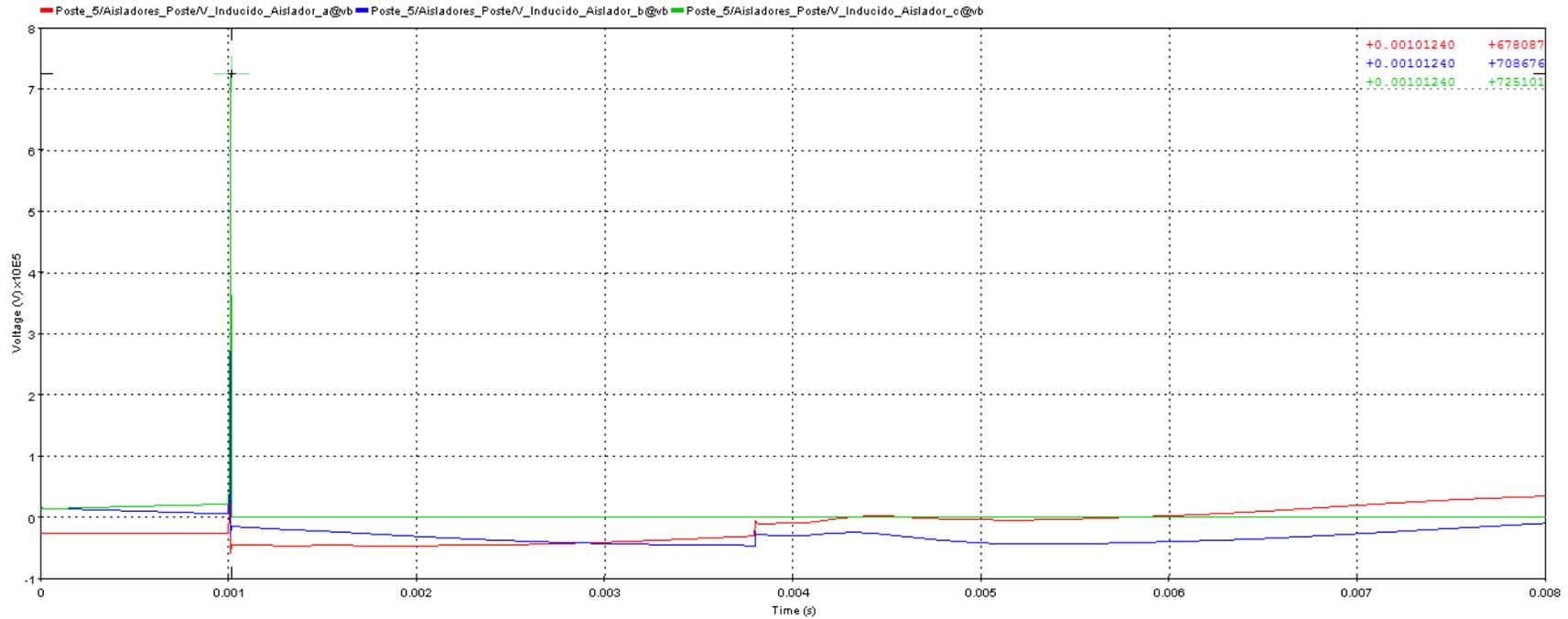


Fig. 84: Simulación de Impacto de Rayo en Poste 5 @287KA.

Al inducir esta tensión en los aisladores, se puede observar el siguiente resultado:

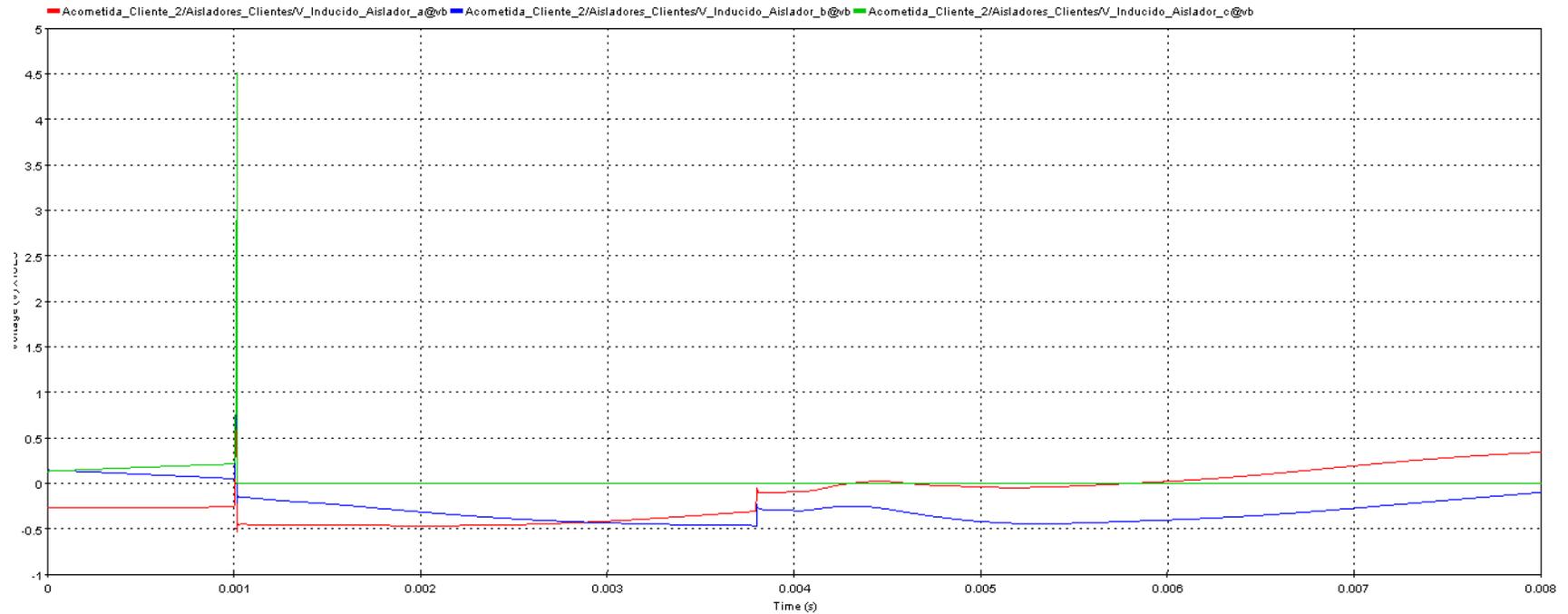


[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Finalm - Sun Jul 16 21:14:38 CST 2017 - C:\Users\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTF-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Final_pj

Fig. 85: Tensión Inducida en Aisladores poste 5: 287KA.

Se observa claramente, que la corriente pico de rayo especificada anteriormente, es lo suficientemente grande para causar falla en el aislamiento de 69KV.

Al tener una corriente de rayo de esta magnitud, y debido al aislamiento inferior de la acometida en comparación de la línea, la acometida del cliente 2, también sufre un flameo en su aislamiento:



[EMT1] Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Finalm - Sun Jul 16 21:19:22 CST 2017 - C:\Users\armando.valle\Desktop\TESIS\Modelos EMTF-RV\Modelado Coordinación de Aislamiento Línea ATEOS @46KV Final_pj

Fig. 86: Tensión Inducida en Aisladores Acometida Cliente 2: 287KA.

De tal manera que, el circuito pierde la fase C, y todos los clientes conectados a la línea se ven afectados, como se muestra en la siguiente figura:

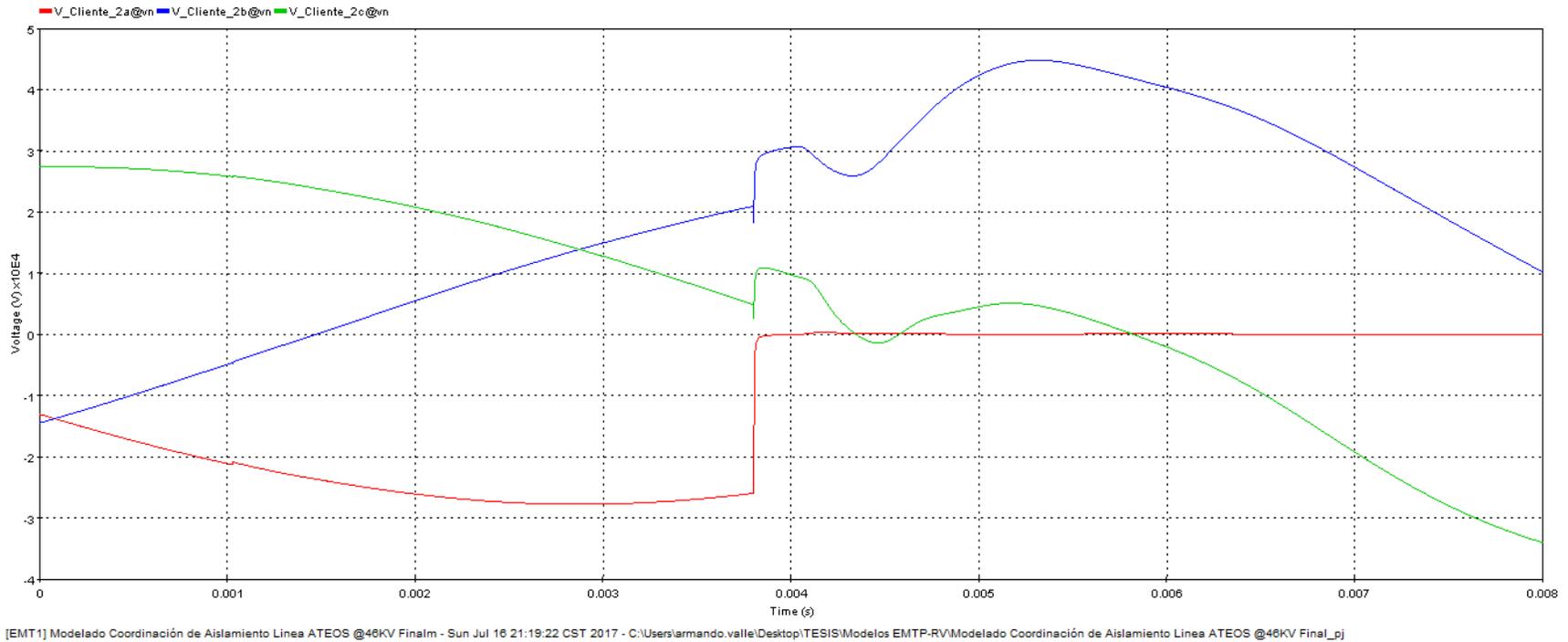


Fig. 87: Efecto del impacto 287KA a los clientes. Aislamiento a 69KV.

Cabe aclarar, que, al tener la facilidad de simular esta magnitud de corriente, es posible hacer la corrida en estas condiciones; sin embargo, los casos reales de corrientes se limitan a magnitudes mucho menores que estas. Esto se traduce a que, aunque los resultados de la simulación ofrecen valores de condiciones de falla, estos valores no se replicarán en casos reales.

6.4.3 TABLA DE COMPARACIONES: DESCARGA ATMOSFÉRICA A 120KA.

DESCARGA ATMOSFÉRICA: 120KA. (IMPACTO A 125 METROS)

CASO 1: LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN NORMALMENTE AISLADA A 46KV Y PUNTO DE ENTREGA DE USUARIO FINAL NORMALMENTE AISLADA A 46KV

Al inducir esta tensión en los aisladores de la acometida 1, se puede observar el siguiente resultado:

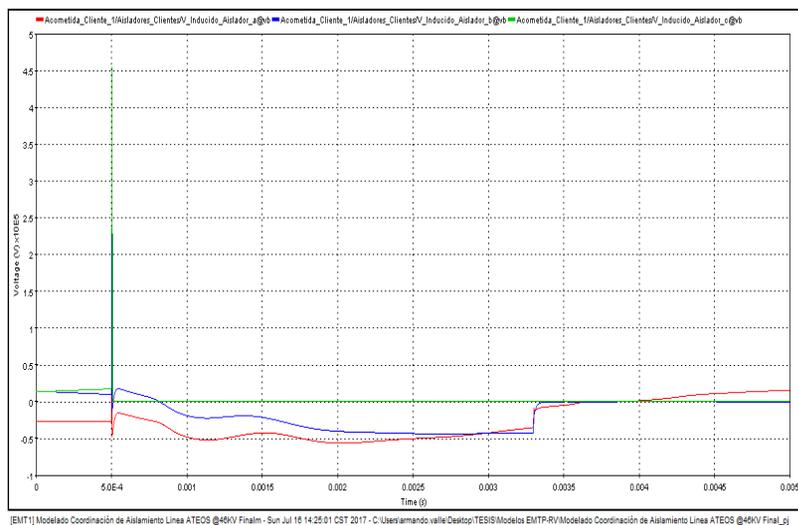


Fig. 88: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.

Este resultado se puede traducir en el flameo del aislador de la fase C. Luego de la sobretensión inducida, la tensión en el aislador de la fase C se vuelve cero.

CASO 2: LÍNEA ÁREA DE DISTRIBUCIÓN DE 46KV SOBREAISLADA A 69KV Y PUNTO DE ENTREGA DE USUARIO FINAL NORMALMENTE AISLADA A 46KV.

Al tener el mismo nivel de aislamiento de la acometida 1 para el caso 1, los resultados no cambian.

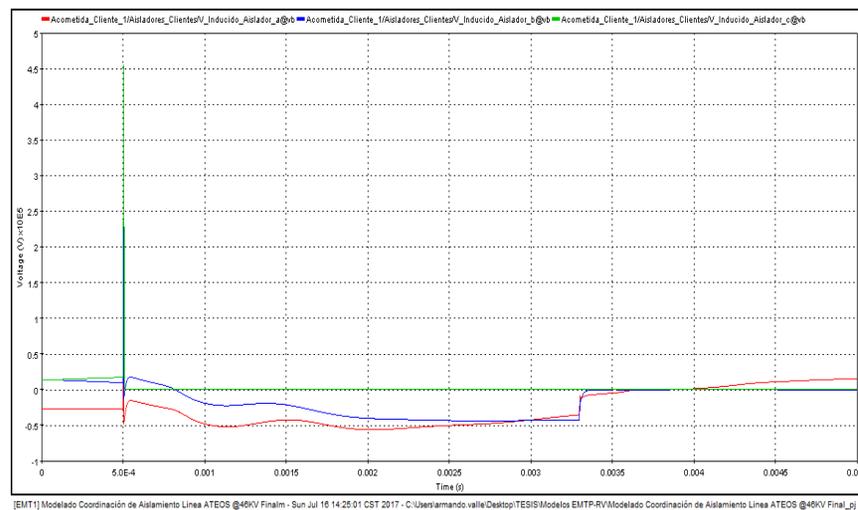


Fig. 94: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.

De igual forma que en el caso 1, el cliente conectado a dicha acometida se ve afectado de la misma manera:

De modo que, el cliente conectado a esa acometida se ve afectado de la siguiente manera:

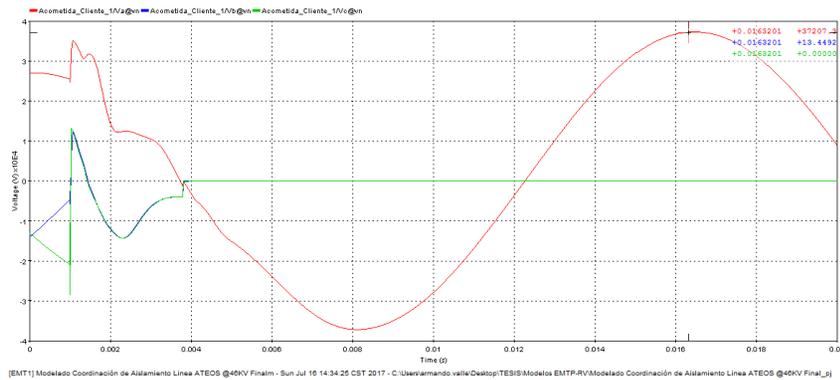


Fig. 89: Falla en Acometida 1 Cliente 1.

Al observar la tensión inducida en los aisladores del poste contiguo a la acometida.

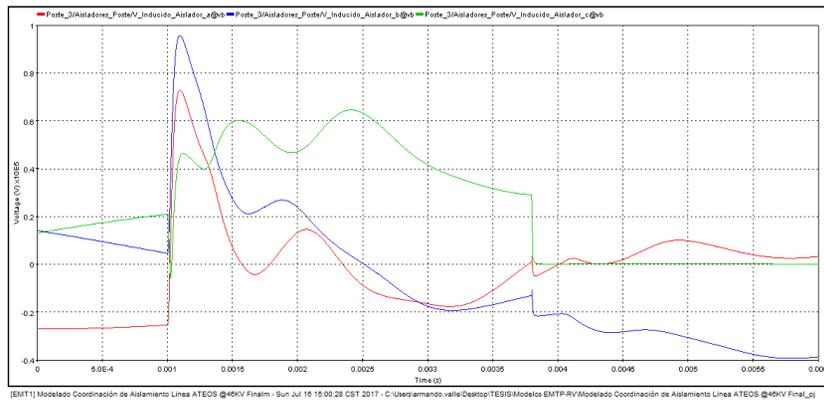


Fig. 90: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1.

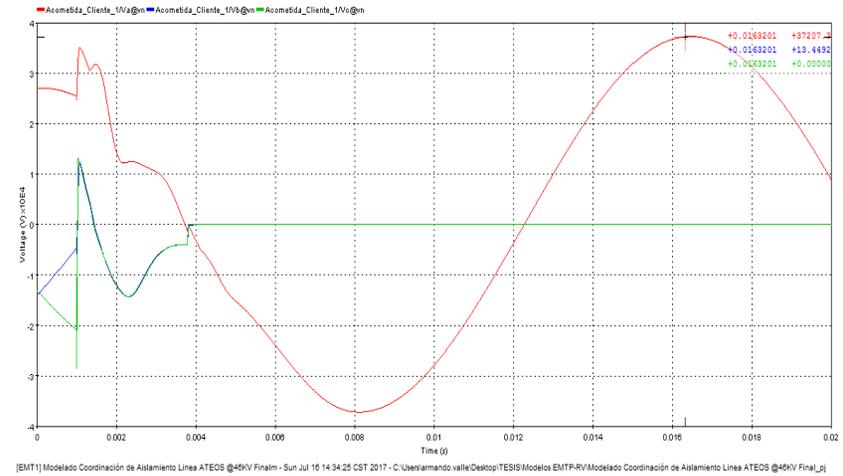


Fig. 95: Falla en Acometida 1 Cliente 1

El resultado de la tensión inducida en los aisladores del poste contiguo a la acometida es el siguiente:

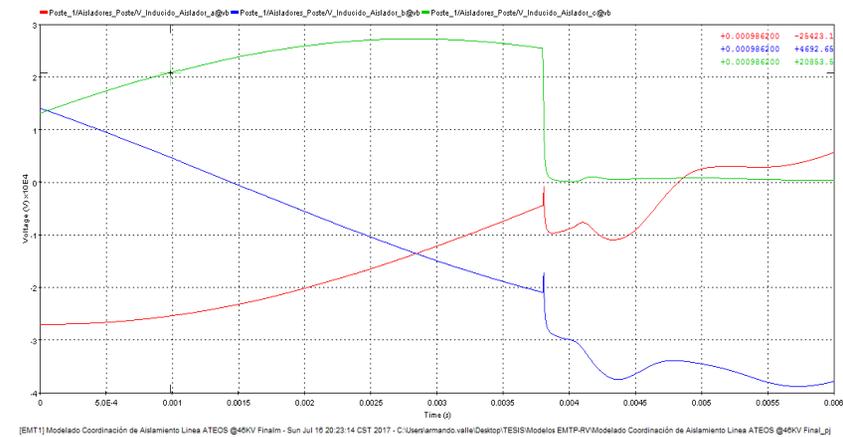


Fig. 96: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1.

Al inducir esta tensión en los aisladores en la línea de distribución, debido a que el aislamiento se mantiene a 46KV, los resultados no cambian:

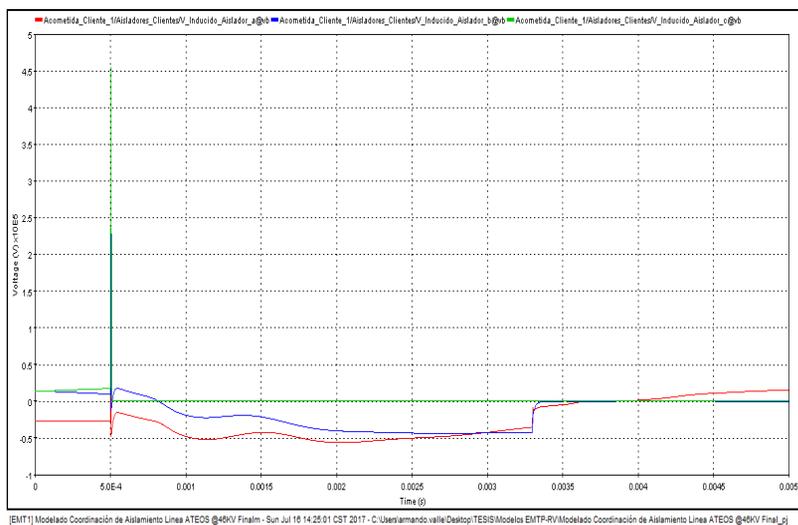


Fig. 91: Tensión Inducida en Aisladores de Acometida 1: Descarga 120KA.

El resultado cambia si se impacta la línea de distribución con aislamiento para 69KV.

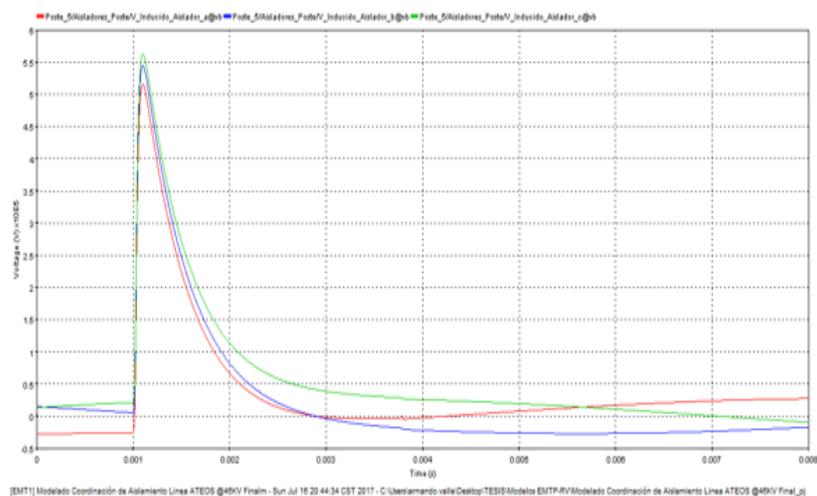


Fig. 97: Tensión Inducida en Aisladores poste 5: 120KA.

El resultado anterior describe una sobretensión vista en los aisladores del poste 5 (indicado en la Fig. 64: Agrupación 2); Sin embargo, esta sobretensión no es suficiente para causar flameo en este tipo de aisladores.

De modo que, el cliente conectado a esa acometida se ve afectado de la siguiente manera:

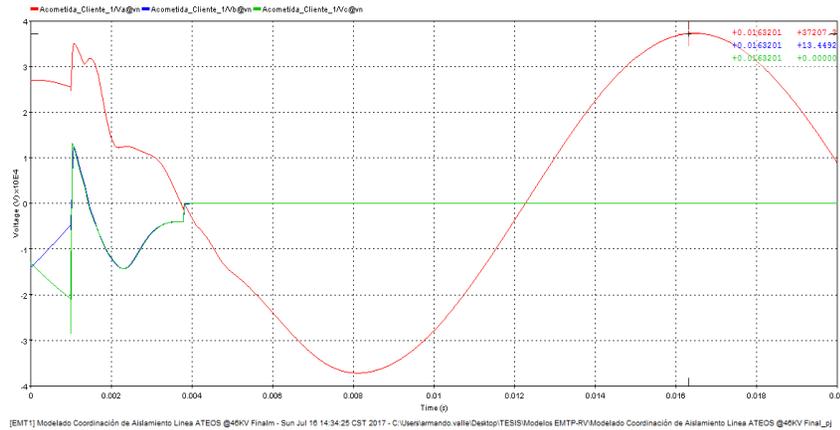


Fig. 92: Falla en Acometida 1 Cliente 1.

Al observar la tensión inducida en los aisladores del poste contiguo a la acometida.



Fig. 93: Tensión Inducida en Aisladores del Poste Contiguo a Acometida 1.

Al observar el efecto que tiene esta sobretensión en la acometida del cliente 2, que, se encuentra más alejada del impacto, se obtiene el siguiente resultado:

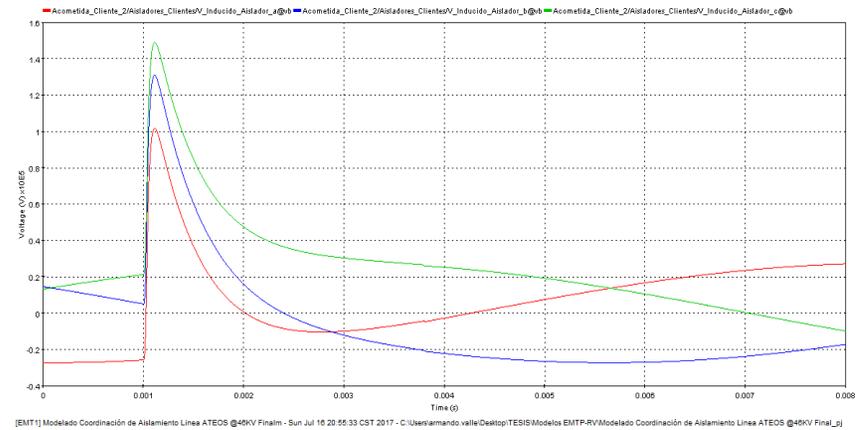


Fig. 98: Tensión Inducida en Aisladores Acometida Cliente 2: 120KA.

Al encontrarse a una mayor distancia del impacto, y ser el segundo elemento de la red en recibir el impacto, la sobretensión se ve reducida; Por lo que, aunque el aislamiento es menor que el de la línea, los aisladores no presentan flameo

CONCLUSIONES

- En El Salvador, reducido uso de los cruceros de madera en estructuras de distribución de energía eléctrica, limita las posibles sumatorias de CFO (Método que se trató en el capítulo 3.3); resultando en que el único nivel de resistencia al flameo será el que provea el aislador. Por lo que, en caso de una sobretensión inducida por tierra, solo se ha tomado en cuenta el CFO individual del aislador, sin otra contribución alguna, para desarrollar el presente estudio.
- Una limitante de la norma IEEE 1410, es que solamente se considera el estudio en *campo abierto* para el cálculo de flameos por tensiones inducidas. En el estudio de la línea de Ateos-Lourdes, esta línea se consideró protegida, por lo que la norma previamente mencionada no cubre toda la extensión del estudio; sin embargo, en base a las ecuaciones proporcionadas por esta norma, se definió un modelo aproximado para tomar en cuenta el factor de protección de la línea, y así conocer un valor aproximado de flameos en los aisladores al año.
- Al realizar una comparación de precios y la contribución de CFO por aisladores, en el capítulo 3.4; Se evidencia que utilizar aisladores de tecnología polimérica constituye una opción favorable en la relación costo-beneficio.
- Aumentar el CFO genera menor distancia vulnerable a tensiones inducidas en campo abierto; Sin embargo, siempre pueden generarse tensiones inducidas por objetos cercanos. La máxima tensión inducida en un aislador, según el modelo electromagnético, y el método de *Rusck*, dependerá de la distancia del impacto y características del rayo. Al conocer este valor, y de no ser capaz de soportar las sobretensiones inducidas, se puede considerar aumentar el nivel de aislamiento de determinados puntos o zonas de la línea. La distancia de impacto puede estar relacionada al objeto más cercano a la línea, en caso de ser una línea protegida.
- De manera general, no se justifica el sobre-aislamiento de las líneas aéreas de distribución, a menos que exista un factor de protección significativo en los alrededores de la línea. Siendo éste el caso, se tiene que analizar la línea por zonas, para determinar y proteger los puntos más críticos de vulnerabilidad de la línea.

- Para el Caso 2 del capítulo 5 y 6 del presente estudio, no se observa un efecto directo de la diferencia de aislamiento entre la acometida del cliente y la línea de distribución. Al haber una sobretensión inducida a causa del impacto indirecto de una descarga atmosférica, lo que determina el flameo del aislador es la distancia a la que golpea dicha descarga, su magnitud de corriente pico y la resistencia al flameo del propio aislador; por lo que el análisis del desempeño de un solo poste o acometida se puede modelar utilizando las ecuaciones expuestas en el capítulo 4.
- La determinación probabilística de flameos en la línea se compone de dos factores: flameos por tensiones inducidas en campo abierto y flameos por tensiones inducidas en una línea protegida. Esta última, depende de gran manera del factor de protección de la línea y las descargas atmosféricas a tierra (N_g) de la zona. Para el caso estudiado en el capítulo 5, al tener un alto factor de protección, el valor de flameos por tensiones inducidas se verá aumentado, haciendo así, justificable un estudio por zonas o puntos considerables para un aumento del aislamiento.
- En base al modelado de la línea en el software *EMTP-RV*, se observa claramente que, en el evento de una sobretensión inducida a la línea, a causa de un impacto indirecto, el aislador más cercano a la descarga será el que experimente una mayor tensión inducida en sus terminales. De manera gradual en disminución, se verán afectados los aisladores consiguientes.
- Para modelar la sobretensión inducida en el software *EMTP-RV*, se utilizó una forma de onda de $10/350 \mu s$. Esta forma de onda simula el impacto real de una descarga atmosférica a tierra, y se utilizó sabiendo que la sobretensión se induciría sobre una impedancia que representa la conducción del rayo por tierra.
- En el modelado de la línea en el software *EMTP-RV*, no se ha tomado en cuenta el mecanismo de inducción de tensión por campos electromagnéticos, por lo que, el modelado muestra solamente la sobretensión inducida en los aisladores y si estos flamean; más no la sobretensión inducida en la línea.

RECOMENDACIONES

- Dentro de las limitaciones, se mencionó la falta de estudios de las intensidades de descargas atmosféricas que afectan a El Salvador, por lo que se recomienda impulsar un estudio detallado de este fenómeno. Esto ayudará a tener más claridad en la afectación de las sobretensiones inducidas a causa de impactos indirectos de rayos, en las líneas aéreas de distribución.
- Se recomienda impulsar un estudio para la actualización del mapa isocerámico de El Salvador.
- Antes de diseñar el aislamiento de una línea, se recomienda analizar cuidadosamente el factor de protección que cubre a esta. De esta manera, se pueden encontrar los puntos más críticos para las sobretensiones inducidas por impactos indirectos de rayos; correspondientes a las zonas con el factor de protección más elevado.
- Tomar en consideración que al hacer uso de la norma *IEEE Std. 14010-2010*, de la cual se tomaron las bases para la elaboración de este estudio, esta no toma en cuenta los flameos por sobretensiones inducidas en líneas protegidas; por lo que, si en efecto se está estudiando una línea protegida, y no se toman criterios adicionales, los resultados que brinda esta norma son inválidos.
- Elaborar un análisis costo-beneficio de utilizar cruceros de madera en las estructuras de las líneas aéreas de distribución en el país, teniendo en cuenta el método de sumatoria de CFO presentado en el capítulo 3 del presente estudio.
- Para fines educativos, se recomienda a las distribuidoras de energía eléctrica del país, pongan en disponibilidad la información de fallas por descargas atmosféricas en las líneas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE Std.C62.81.1-2010, IEEE: “Standard for Insulation Coordination-Definitions, Principles, and Rules. New York, NY10016-5997, USA; 2011.
- [2] IEEE Std.1410-2010, IEEE: “Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines”. NY10016-5997, USA; 2011.
- [3] IEC, «IEC 60071-1 "Insulation co-ordination "», 2006.
- [4] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), SIGET: Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica I, II Y III. El Salvador; 2012- [actualizada el Lunes, 19 de noviembre de 2012]. Disponible en: <http://www.siget.gob.sv>
- [5] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), SIGET: Normas Técnicas de Diseño, Seguridad y Operación de las Instalaciones de Distribución Eléctrica; 2000. Disponible en: <http://www.siget.gob.sv>
- [6] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), SIGET: Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución. 2014. Disponible en: <http://www.siget.gob.sv>
- [7] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), SIGET: Leyes -843- Ley General de Electricidad. Disponible en: <http://www.siget.gob.sv/index.php/marco-normativo/leye-principal>
- [8] Oficina de Información y Respuesta de Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), SIGET: Registro de Interrupciones y reposiciones de los años 2015 y 2016. Solicitud enviada al correo: oir@siget.gob.sv
- [9] Oficina de Información y Respuesta de Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), MARN: Mapa Isoceraúnico de El Salvador. Solicitud enviada al correo: oir@marn.gob.sv
- [10] Departamento de Ventas CSH COMERCIAL, CSH: Precios de Aisladores ANSI 52-1, ANSI 52-4, ANSI 52-7, ANSI 55-4, ANSI 56-1, ANSI 57-3, ANSI 57-5, ANSI C29.18, ANSI C29.17. Noviembre 2016.
- [11] Departamento de Ventas Surtielectric Energía S.A de C.V, Surtielectric: Precios de Aisladores ANSI C29.13 DS15, ANSI C29.13 DS28, ANSI C29.13 DS16. Abril 2017.
- [12] AES El Salvador, CAESS: Manual de fichas técnicas para aisladores tipo: Line Post, Espiga, Suspensión. El Salvador; 2002. Disponible en: <http://www.aeselsavador.com>

- [13] M. T. Guerra Calderon, J. C. Pineda Salmeron y C. B. Puentes Navas, INVESTIGACIÓN DE LOS VALORES DE LA RESISTIVIDAD EN SAN SALVADOR, DEPENDIENDO DEL TIPO DE SUELO. San Salvador, Junio 2001.
- [14] J. Willett, D. L. Vine y V. Idone, Lighting Return-Stroke Current Waveforms Aloft, Form measured Field Change, Current, and Channel Geometry, NASA Goddard Space Flight Center, 2006.
- [15] IEEE, IEEE Std. 1025-2011 Guide to the Assembly and Erection of Concrete Pole Structures, New York, 2011.
- [16] M. Marzinotto, C. Mazzetti y P. Schiaffino, Statistical Approach to the Insulation Coordination of Medium and High Voltage Cable Lines, Oradea, Rumania, 2005.
- [17] ANSI, ANSI/NEMA C29.17-2013 American National Standar for Composite Insultars - Transmission Line Post Type, 1300 North 17th Street Rosslyn, VA 22209, 2014.
- [18] ANSI, ANSI/NEMA C29.17-2013 American National Standar for Composite Insultars - Transmission Line Post Type, 1300 North 17th Street, Rosslyn, VA 22209, 2014.
- [19] A. Piantini y J. M. Janiszewski, Lightning-Induced Voltages on Overhead Lines— Application of the Extended Rusck Model, Agosto 2009.
- [20] A. Piantini y J. M. Janiszewski, An experimental study of lightning induced voltages by means of a scale model, Berlín, Alemania, 1992.
- [21] R. S., Induced lightning overvoltages on power transmission lines with special reference to the over-voltage protection of low voltage networks, Estocolmo, Suecia, 1958.
- [22] C. Nucci, F. Rachidi, M. Ianoz y C. Mazzetti, Lightning-induced overvoltages on overhead lines, Febrero 1993.
- [23] ANSI, ANSI/NEMA C29.7-2015 American National Standard for Wet-Process Porcelain Insulators— High-Voltage Line Post-Type, 1300 North 17th Street, Suite 900, Rosslyn, Virginia 22209, 2015.
- [24] ANSI, ANSI/NEMA C29.5-2015 American National Standard for Wet-Process Porcelain Insulators— Low- and Medium-Voltage Types, 1300 North 17th Street, Suite 900, Rosslyn, Virginia 22209, 2015.
- [25] ANSI, ANSI/NEMA C29.6-2015 American National Standard for Wet-Process Porcelain Insulators— High-Voltage Pin-Type, 1300 North 17th Street, Suite 900 Rosslyn, VA 22209, 2015.
- [26] V. Rakov, CIGRE Technical Brochure on Lighting Parameters for Engineering Applications, Florida, Mayo 2014.

- [27] ANSI, ANSI/NEMA C29.18-2013 American National Standard For Composite Insulators— Distribution Line Post Type, 1300 North 17th Street, Rosslyn, VA 22209, 2013.
- [28] E. Bullich-Massague, A. Sumper, R. Villafafila-Robles y J. Rull-Duran, Optimization of Surge Arrester Locations in Overhead Distribution Networks, 2014.
- [29] W. Gómez, C. Mejía y J. D. Valladares, ELABORACIÓN DE UNA PROPUESTA TÉCNICA Y ECONÓMICA PARA MEJORAR EL DESEMPEÑO DE LÍNEAS ELÉCTRICAS, San Salvador, El Salvador, Enero 2017.
- [30] IEEE, IEEE Std. C62.22-2009 IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, New York, 2009.
- [31] A. Valverde, Determinación de la localización y la selección óptima de pararrayos para un sistema de distribución eléctrica de media tensión., 2010.
- [32] A. J. Eriksson, M. F. Stringfellow y D. V. Meal, Lightning-induced overvoltages on overhead distribution lines, 1982.
- [33] A. Borghetti, C. A. Nucci y M. Paolone, An improved procedure for the assessment of overhead line indirect lightning performance and its comparison with the IEEE Std. 1410 method, Enero 2007.
- [34] EMTP-RV, «EMTP-RV: Tutorial de uso de Software,» 2017. [En línea]. Available: <http://emtp-software.com/video-tutorials>. [Último acceso: Julio 2017].