

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION DE 69 kV CONTRA DESCARGAS
ELECTROATMOSFERICAS UTILIZANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LINEA Y
EVALUACION TECNICO-ECONOMICA

TESIS
PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
POR

GUTY RONALD TOBIAS CHAVARRIA

AL CONFERIRSELE EL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 1,995

SECRETARIA DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
A Proteccion Contra

08
T(3582)

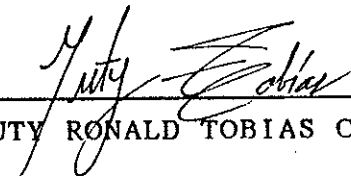
201

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la
UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
presento a su consideración mi trabajo de Tesis titulado:

PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION DE 69 kV CONTRA DESCARGAS
ELECTROATMOSFERICAS UTILIZANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LINEA Y
EVALUACION TECNICO-ECONOMICA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de
Ingeniería Mecánica-Eléctrica con fecha 26 de julio de 1,994.


GUTY RONALD TOBIAS CHAVARRIA

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

MIEMBROS DE LA JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing. Julio Ismael González Podszueck
VOCAL PRIMERO:	Ing. Miguel Angel Sánchez Guerra
VOCAL SEGUNDO:	Ing. Jack Douglas Ibarra Solórzano
VOCAL TERCERO:	Ing. Juan Adolfo Echeverría Méndez
VOCAL CUARTO:	Br. Freddy Roduíguez Quezada
VOCAL QUINTO:	Br. Mario Nephtalí Morales Solís
SECRETARIO:	Ing. Francisco Javier González López

TRIBUNAL QUE PRACTICO EL EXAMEN
GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing. Julio Ismael González Podszueck
EXAMINADOR:	Ing. Fernando Oroxón
EXAMINADOR:	Ing. Rony Castillo García
EXAMINADOR:	Ing. Marlene Lone
SECRETARIO:	Ing. Francisco Javier González López

Guatemala, 27 de Marzo de 1,995

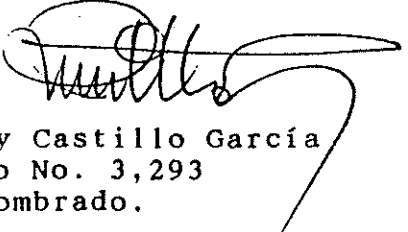
Ing. Edgar Montúfar Urizar,
Director de la escuela de
Ingeniería Mecánica Eléctrica,
Presente.

Ingeniero Montúfar.

Tengo el agrado de dirigirme a usted para referirme al trabajo de tesis del estudiante GUTY RONALD TOBIAS CHAVARRIA sobre el tema, PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION DE 69 kV CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFERICAS UTILIZANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LINEA Y EVALUACION TECNICO ECONOMICA.

En mi calidad de asesor he analizado el contenido, así como las conclusiones y recomendaciones expuestas con el interesado, habiendo hecho las modificaciones pertinentes y considerando que dicho trabajo es de interés para la Facultad de Ingeniería y empresas encargadas de la transmisión y distribución de energía eléctrica, me hago responsable con el autor por el contenido y conclusiones que esta contenga, permitiéndome recomendar se autorice su impresión.

Atentamente,



Ing. Rony Castillo García
Colegiado No. 3,293
Asesor Nombrado.



FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

Guatemala, 14 de Agosto de 1,995

Señor Director
Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

Señor Director.

Me permito dar a probación al trabajo de tesis titulado:
Protección de líneas de transmisión de 69 kV contra descargas
electroatmosféricas utilizando pararrayos polymeros de línea y
evaluación técnico-económica, desarrollado por el señor Guty Ronald
Tobías Chavarría.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Angel J. Garcia Martínez
Coordinador del Area de Potencia

AJGM/sdem.

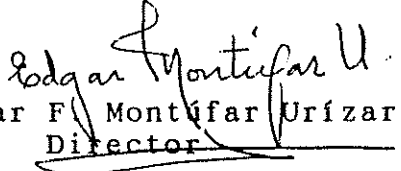


FACULTAD DE INGENIERIA

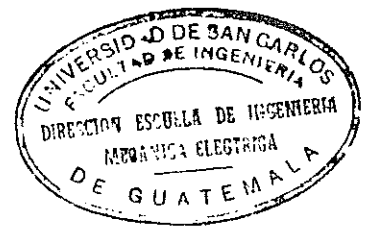
Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de tesis del estudiante Guty Ronald Tobías Chavarría, titulada: Protección de líneas de transmisión de 69 kV contra descargas electroatmosféricas utilizando pararrayos polymeros de línea y evaluación técnico-económica, procede a la autorización del mismo.


Ing. Edgar F. Montúfar Urizar
Director

Guatemala, 31 de agosto de 1,995.





FACULTAD DE INGENIERIA

Escuelas de Ingeniería Civil, Ingeniería
Mecánica Industrial, Ingeniería Química,
Ingeniería Mecánica Eléctrica, Técnica
y Regional de Post-grado de Ingeniería
Sanitaria.

Ciudad Universitaria, zona 12
Guatemala, Centroamérica

El Decano de la Facultad de Ingeniería, luego de conocer la autorización por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de tesis: Protección de líneas de transmisión de 69 kV contra descargas electroatmosféricas utilizando pararrayos polymeros de línea y evaluación técnico-económica, del estudiante Guty Ronald Tobías Chavarría, procede a la autorización para la impresión de la misma.

Ing. Julio Ismael González Podszueck



Guatemala, 4 de septiembre de 1,995.

La vida de todo hombre es un camino hacia sí mismo, la tentativa de un camino, la huella de un sendero. Ningún hombre ha sido nunca por completo él mismo; pero todos aspiran a llegar a serlo, oscuramente unos, más claramente otros, cada uno como puede. Todos llevan consigo hasta el fin, viscosidades y cáscaras de huevo de un mundo primordial. Alguno no llega jamás a ser hombre, y sigue siendo rana, ardilla u hormiga. Otro es hombre de medio cuerpo arriba, y el resto, pez. Pero cada uno es un impulso de la Naturaleza hacia el hombre...

El que quiere nacer, tiene que destruir un mundo.

*Hermann Hesse
Demián*

DEDICATORIA A:

MIS PADRES

Telma Marina Chavarría Alvarez
Guty Rocael Tobías Pelaéz

Por todos los sacrificios y esfuerzos realizados, a ustedes, aunque hubiesen merecido algo mejor, les pertenece esta tesis.

MIS HERMANOS

Marlon y Vera Lucía, por su comprensión y apoyo.

MI FAMILIA

Especialmente a mis abuelas Zoila Marina Pelaéz y Manuela de Jesús Alvarez, a la memoria de mi abuelo Mariano Tobías y a mi abuelo Manuel de Jesús Chavarría.

LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA

A su Facultad de Ingeniería, y Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.



AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

Telma Marina Chavarría Alvarez
Guty Rocael Tobías Pelaéz

A quienes debo todo lo que modestamente he podido realizar. Con ustedes, tengo una deuda impagable y mi infinita gratitud.

A MI MAESTRO:

El profesor y erudito Marco Tulio González Miranda, quien ha trascendido determinadamente en mi formación, y aun lo sigue haciendo, debido a su portentoso magisterio y ejemplo. Para usted, mi inefable admiración y aprecio.

A MIS AMIGOS:

Julio Ruiz, Salvador Ortiz, Sergio Sandoval, Alejandro Casanueva y Marvin Santos, por honrarme con su amistad, y ser para mi, fuente constante de admiración y afecto.

AL ING. RONY CASTILLO GARCIA:

Como persona y valiosa colaboración en la investigación, asesoría y elaboración de la presente tesis.

Al ING. ANIBAL QUEZADA:

Y personal de la sección de líneas de transmisión del Departamento de Transmisión de EEGSA por la información y colaboración proporcionada.

ÍNDICE GENERAL

	Pag.	
LISTA DE ILUSTRACIONES	I	
GLOSARIO	XV	
INTRODUCCIÓN	XVIII	
CAPÍTULO 1		
CONCEPTOS Y DEFINICIONES		
1.1	Introducción a la teoría del rayo	1
1.2	Nivel Keráunico	4
1.3	Densidad de descargas	4
1.4	Ondas viajeras	5
1.5	Resistencia de puesta a tierra	11
1.6	Coordinación del aislamiento	13
1.7	Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL)	14
1.8	Efecto de las condiciones atmosféricas sobre el aislamiento de una línea de transmisión	15
1.9	Característica de operación de pararrayos	16
1.10	Blindaje de líneas de transmisión	21
1.10.1	Zona de protección con cable de guarda	22
1.10.2	Zona de protección con bayonetas	24
CAPÍTULO 2		
PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS UTILIZANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ÓXIDO DE ZINC		
2.1	Introducción	26
2.2	Características de los pararrayos polymeros de línea de ZnO	31
2.2.1	Característica de descarga	32
2.2.1.1	Voltaje de cebado	34
2.2.1.2	Voltaje de descebado o de corte	34
2.2.1.3	Voltaje de operación continuo máximo (MCOV)	34
2.2.1.4	Voltaje máximo de descarga	35
2.2.2	Capacidad de resistencia a sobrevoltajes de baja frecuencia temporales	35
2.2.3	Capacidad de descarga	36
2.2.3.1	Capacidad de descarga de corrientes de gran intensidad y corta duración	37
2.2.3.2	Capacidad de descarga de corrientes de baja intensidad y larga duración	37
2.2.3.3	Capacidad para ciclo de descargas sucesivas	37
2.2.4	Resistencia a corrientes de falla	38

2.2.5	Comportamiento de los pararrayos polymeros de ZnO en líneas bajo condiciones nominales de voltaje y frecuencia	39
2.2.6	Características mecánicas	41
2.3	Esquemas de protección de líneas de transmisión empleando pararrayos polymeros de línea de ZnO	42
2.3.1	Esquema de protección en fase superior	47
2.3.1.1	Zona de protección del blindaje con instalación de pararrayos en fase superior	52
2.3.1.2	Voltaje a través de los aisladores de una línea de transmisión golpeada por un rayo	55
2.3.1.3	Factor de acoplamiento "K"	56
2.3.1.4	Impedancia al impulso del cable de guarda	57
2.3.1.5	Corriente de descarga	58
2.3.1.6	Distribución del voltaje inducido en los aisladores de línea utilizando pararrayos en fase superior	58
2.3.2	Esquema de protección en dos fases	67
2.3.2.1	Zona de protección del blindaje con instalación de pararrayos en dos fases	71
2.3.3	Esquema de protección en las tres fases	72
2.3.3.1	Zona de protección del blindaje con instalación de pararrayos en las tres fases	75
2.3.4	Esquemas combinados	76
2.4	Aplicaciones de la tecnología de pararrayos polymeros de línea de ZnO	79
2.4.1	Líneas de transmisión no blindadas	79
2.4.2	Líneas de transmisión blindadas con elevada resistencia de puesta a tierra	80
2.4.3	Líneas de transmisión nuevas	81
2.4.4	Proyectos de mejoras en líneas de transmisión	81
2.4.5	Líneas de transmisión importantes en zonas de altos niveles keráunicos y de corrosión	82

CAPÍTULO 3

MÉTODO DE DISEÑO PARA LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS EMPLEANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ZnO

3.1	Selección del MCOV de los pararrayos polymeros de línea de ZnO	83
-----	---	----

3.2	Determinación de las características de operación de los pararrayos polymeros de línea de ZnO	84
3.2.1	Voltaje nominal	84
3.2.2	Voltaje de operación continuo máximo (Maximum continuous operating voltage MCOV)	84
3.2.3	Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (Equivalent front of wave voltage EFOW)	85
3.2.4	Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (Switching surge maximum voltage SSMV)	85
3.2.5	Voltaje máximo de descarga para onda de 8x20 μ s	86
3.3	Determinación de las características del aislamiento	87
3.3.1	Tensión de flameo de frecuencia nominal en seco	91
3.3.2	Tensión de flameo de frecuencia nominal bajo lluvia	91
3.3.3	Tensión crítica de flameo al impulso para onda positiva	91
3.3.4	Tensión crítica de flameo al impulso para onda negativa	91
3.4	Coordinación del aislamiento	94
3.5	Modelo matemático para la estimación del número de salidas en líneas de transmisión por incidencia de rayos	99
3.5.1	Cálculo de la densidad de descargas	100
3.5.2	Cálculo del ancho de sombra	100
3.5.3	Cálculo del número de rayos captados por la línea por 100 millas por año	101
3.5.4	Estimación del porcentaje de impactos de rayos que causan flameo de aisladores	102
3.5.4.1	Obtención del nivel de aislamiento al impulso bajo condiciones imperantes en la línea	102
3.5.4.2	Establecimiento de la resistencia de puesta a tierra	102
3.5.4.3	Cálculo de la probabilidad de flameo para cada esquema de protección y separación entre pararrayos	103
3.5.4.3.1	Probabilidad de flameo en función del esquema de protección contra rayos	103
3.5.4.3.2	Probabilidad de flameo en función de la separación entre pararrayos	106

	Pag.
3.5.4.3.3 Probabilidad total de flameo	112
3.5.5 Cálculo del número de salidas de línea por flameos	113
3.6 Selección del esquema de protección y ubicación definitiva de los pararrayos en la línea de transmisión	113

CAPÍTULO 4

EJEMPLO DE DISEÑO DE LA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 kV UTILIZANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ZnO

4.1 Descripción de las características de la línea de transmisión	115
4.2 Selección del MCOV de los pararrayos	117
4.3 Determinación de las características de operación de los pararrayos polymeros de línea de ZnO	117
4.4 Determinación de las características del aislamiento	118
4.5 Coordinación del aislamiento	121
4.6 Modelo matemático para la estimación del número de salidas en líneas de transmisión por incidencia de rayos	122
4.6.1 Cálculo de la densidad de descargas de rayos a tierra	122
4.6.2 Cálculo de el ancho de sombra	123
4.6.3 Cálculo de el número de rayos captados por la línea por 100 millas por año	123
4.6.4 Estimación del porcentaje de impactos de rayos que causan flameo de aisladores	123
4.6.4.1 Obtención del nivel de aislamiento al impulso	124
4.6.4.2 Establecimiento de la resistencia de puesta a tierra	124
4.6.4.3 Cálculo de la probabilidad de flameo para los esquemas de protección en una, dos y tres fases	124
4.6.4.3.1 Probabilidad de flameo en función de la separación entre pararrayos	128
4.6.4.3.2 Probabilidad total de flameo	129
4.6.5 Cálculo del número de salidas de línea por flameo	129
4.7 Selección del esquema de protección y ubicación definitiva de los pararrayos	131

CAPÍTULO 5
EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA ENTRE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN
CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69
KV EMPLEANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ZnO Y CABLE DE GUARDA

5.1 Alcance	132
5.2 Parámetros de evaluación	132
5.3 Funcionamiento esperado al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO	132
5.4 Funcionamiento esperado al instalar cable de guarda	142
5.5 Análisis económico de costos empleando cable de guarda	146
5.5.1 Costos de materiales	146
5.5.2 Costos de mano de obra	151
5.5.3 Cálculo del costo anual en la instalación de cable de guarda	155
5.6 Análisis económico de costos empleando pararrayos	157
5.6.1 Costos de materiales	158
5.6.2 Costos de mano de obra	160
5.6.3 Cálculo del costo anual en la instalación de pararrayos	166
5.7 Relación beneficio-costo entre los esquemas de protección con pararrayos y cable de guarda	169
 CONCLUSIONES	 XIX
RECOMENDACIONES	XXII
BIBLIOGRAFÍA	XXIII
ANEXO No. 1	XXV
ANEXO No. 2	XXVI

II

Figura No.	Descripción
1.16	Plano en sección del espacio de protección mediante una bayoneta.
1.17	Plano en sección del espacio de protección mediante dos bayonetas.
2.1	Vista frontal y corte de una pararrayos polímero de línea de ZnO.
2.2	Característica V-I de elementos valvulares de 6 kV. de óxido de zinc y de carburo de silicio.
2.3	Característica de descarga de un pararrayo polímero de ZnO.
2.4	Capacidad de resistencia a sobrevoltajes temporales de 60 Hz de los pararrayos polímeros de línea de ZnO.
2.5	Circuito equivalente conexión en paralelo y diagrama fasorial de un pararrayos en condiciones de no conducción.
2.6	Detalle de instalación de pararrayos polímero de línea en aislador superior tipo poste.
2.7	Detalle de montaje de pararrayos polímero de línea en aislador tipo poste para aplicaciones en 138 kV o más.
2.8	Detalle de instalación de pararrayos polímero de línea en aislador tipo poste para aplicaciones en 69 kV.
2.9	Detalle de instalación de pararrayos polímero de línea en aisladores de suspensión.
2.10	Detalle de montaje de pararrayos polímero de línea en suspensión al conductor de fase.
2.11A	Ejemplo de instalación de pararrayos polímeros de línea en fase superior.
2.11B	Ejemplo de instalación de pararrayos polímeros de línea en fase superior.
2.11C	Ejemplo de instalación de pararrayos polímeros de línea en fase superior.

LISTA DE ILUSTRACIONES

Figura No.	Descripción
1.1	Proceso de descarga de un rayo.
1.2	Forma de onda de corriente de descarga de rayo típica.
1.3	Forma de onda normalizada de impulso de voltaje de $1.2 \times 50 \mu s$.
1.4	Onda viajera de voltaje originada por impacto de rayo al inicio de una línea.
1.5	Onda viajera de voltaje originada por impacto de rayo en medio de una línea.
1.6	Onda viajera que se aproxima a una sección de una línea de transmisión donde existe un cambio de impedancia.
1.7	Onda viajera que arriba a una línea terminada con impedancia infinita (extremo abierto).
1.8	Onda viajera que arriba a una línea terminada con impedancia igual a impedancia característica de la línea.
1.9	Onda viajera que arriba a una línea terminada con impedancia igual a cero (corto circuito).
1.10	Coordinación entre las características de operación de un pararrayos y la curva voltaje-tiempo de un aislamiento.
1.11	Curva voltaje-tiempo de un aislador.
1.12	Característica típica voltaje-corriente de un pararrayos.
1.13	Característica de operación voltaje-tiempo de un pararrayos.
1.14	Sección transversal de la zona de protección cubierta por un cable de guarda.
1.15	Sección transversal de la zona de protección cubierta por dos cables de guarda.

Figura No.	Descripción
2.12	Sección transversal de la zona de protección del blindaje con el esquema de fase superior.
2.13	Probabilidad de falla del apantallamiento en líneas de transmisión en función del ángulo de blindaje para varias alturas del cable de guarda.
2.14	Curva de distribución del valor cresta de la corriente de descarga debido a impacto de rayos en líneas de transmisión, según Lewis-Foust.
2.15	Configuración de línea de transmisión tipo A.
2.16	Configuración de línea de transmisión tipo B.
2.17	Configuración de línea de transmisión tipo C.
2.18	Configuración de línea de transmisión tipo B con cable de guarda.
2.19	Configuración de línea de transmisión tipo C con cable de guarda.
2.20A	Ejemplo de instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO en las tres fases.
2.20B	Ejemplo de instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO en las tres fases.
2.21	Sección transversal de la zona de blindaje para una línea tipo H con pararrayos en las tres fases.
3.1	Curva de distribución de frecuencias de flameos - voltaje cresta aplicando onda normalizada de $1.2 \times 50\mu$ para un tipo de aislador.
3.2	Coordinación entre las características de aislamiento de 6 aisladores de suspensión de vidrio templado y la característica de descarga de un pararrayos polimero de línea de ZnO de 54 kV nominal y 42 kV MCOV.
3.3	Mapa isokeráunico de la República de Guatemala.
3.4	Onda incidente de sobretensión "Ui" que se desplaza en una línea de transmisión con pendiente de frente de onda dU_i/dt .

IV

Figura No. Descripción

- 3.5 Ondas de corriente que se desplazan en una línea de transmisión al ser alcanzada por un rayo y la zona de protección "2x'" cubierta por los pararrayos de línea instalados.
- 3.6 Curva probabilidad de flameo - distancia entre pararrayos para una línea de transmisión de 69 kV con BIL de 350 kV, impedancia de línea al impulso de 350 Ω protegida con pararrayos polymeros de línea de ZnO de 42 kV MCOV y 54 kV nominal.
- 3.7 Curvas probabilidad de flameo - distancia entre pararrayos para líneas de transmisión con niveles de aislamiento básico al impulso de 300, 400 y 500 kV, impedancia de línea al impulso de 350 Ω , protegida con pararrayos polymeros de línea de ZnO de 42 kV MCOV y 54 kV nominal.
- 4.1 Detalle de una línea de transmisión de 69 kV que se desea proteger con pararrayos polymeros de línea de ZnO.
- 4.2 Aislador horizontal tipo poste polimero para 69 kV Ohio-Brass.
- 4.3 Coordinación entre las características de aislamiento de un aislador horizontal polimero tipo poste para 69 kV y la característica de descarga de un pararrayos polimero de línea de ZnO de 54 kV nominal y 42 kV MCOV.
- 4.4 Configuración de línea a proteger.
- 4.5 Detalle del montaje de los pararrayos polymeros de línea de ZnO en los aisladores tipo poste de la línea de transmisión de 69 kV.
- 5.1 Configuración de línea de transmisión tipo A.
- 5.2 Configuración de línea de transmisión tipo B.
- 5.3 Configuración de línea de transmisión tipo C.
- 5.4 Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra cuando se instalan pararrayos en fase superior, para las configuraciones de línea tipo A, B y C.

Figura No.	Descripción
5.5	Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra cuando se instalan pararrayos en dos fases (superior e inferior), para las configuraciones de línea tipo A, B y C.
5.6	Distancia entre pararrayos y su probabilidad de flameo para las líneas tipo A, B, C y H.
5.7	Configuración tipo B con cable de guarda.
5.8	Configuración tipo C con cable de guarda.
5.9	Configuración tipo H con dos cables de guarda.
5.10	Probabilidad de flameo - resistencia de puesta a tierra para las líneas tipo B, C y H con cable de guarda.
5.11	Diagrama de la serie de costos anuales equivalente al costo inicial de inversión de instalación de cable de guarda.

Cuadro No.	Descripción
1.1	Resumen de las ecuaciones generales para el cálculo de las ondas transmitida y reflejada en una línea de transmisión.
1.2	Resumen de las ecuaciones para el cálculo de las ondas transmitida y reflejada en una línea de transmisión para tres casos particulares importantes.
1.3	Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) para diversas tensiones normalizadas de servicio eléctrico.
1.4	Clasificación de corrientes de impulso de rayo para diferentes clases de pararrayos según ANSI/IEEE C 62.11-1, 1987.
1.5	Clasificación de corrientes de impulso por maniobras en el sistema para diferentes clases de pararrayos según ANSI/IEEE C 62.11-1, 1987.

VI

Cuadro No.	Descripción
1.6	Corrientes de descarga mínima de alta magnitud y corta duración aplicadas a diferentes clases de pararrayos según ANSI/IEEE C 62.11-1,987.
2.1	Resumen del reporte de capacidades de descarga de los pararrayos polymeros de ZnO para servicio pesado de Ohio-Brass Company.
2.2	Resumen del reporte de capacidades de descarga de los pararrayos polymeros de ZnO para servicio normal de Ohio-Brass Company.
2.3	Prueba de resistencia a corrientes de falla en los pararrayos polymeros de ZnO para servicio pesado.
2.4	Prueba de resistencia a corrientes de falla en los pararrayos polymeros de ZnO para servicio normal.
2.5	Características de los pararrayos polymeros de línea de ZnO de Ohio-Brass Company.
2.6	Parámetros de impulso para la configuración de línea tipo A.
2.7	Parámetros de impulso de las configuraciones tipo A, B y C.
2.8	Resistencia efectiva "R'" para resistencias de puesta a tierra "R" de 10, 25 y 50 Ω en las configuraciones tipo A, B y C.
2.9	Distribución de sobrevoltajes que aparecen en los aisladores de las fases no protegidas con pararrayos para la línea de transmisión con configuración tipo A, cuando se instala un pararrayos en fase superior.
2.10	Distribución de sobrevoltajes que aparecen en los aisladores de las fases no protegidas con pararrayos para la línea de transmisión con configuración tipo B, cuando se instala un pararrayos en fase superior.
2.11	Distribución de sobrevoltajes que aparecen en los aisladores de las fases no protegidas con pararrayos para la línea de transmisión con configuración tipo C, cuando se instala un pararrayos en fase superior.

Cuadro No.	Descripción
2.12	Corrientes de descarga crítica de flameo "Idc" para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω en las configuraciones tipo A, B y C, cuando se instalan pararrayos en fase superior.
2.13	Corrientes de descarga críticas de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C cuando se instalan pararrayos en fase superior e inferior.
2.14	Parámetros de impulso de las configuraciones B y C con cable de guarda 5/16".
2.15	Corrientes de descarga crítica de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C con cable de guarda 5/16" sin pararrayos.
2.16	Corrientes de descarga crítica de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C con un pararrayos en fase inferior.
2.17	Corrientes de descarga crítica de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C con pararrayos en las dos fases inferiores.
3.1	Voltajes de operación continuo máximos (MCOV) para varios voltajes de sistemas de potencia con respecto a la conexión del neutral.
3.2	Características de descarga de los pararrayos polymeros de línea de ZnO de Ohio-Brass Company.
3.3	Niveles de aislamiento de las cadenas de aisladores convencionales de vidrio templado SEDIVER clase ANSI 52.3.
3.4	Niveles de aislamiento de las cadenas de aisladores convencionales de porcelana de Ohio-Brass clase ANSI 52.3.
3.5	Niveles de aislamiento de aisladores de suspensión Hi*Lite II polymeros para líneas de transmisión de Ohio-Brass Company.
3.6	Características del aislamiento de aisladores de línea tipo poste polymeros para 69 kV.

VIII

Cuadro No.	Descripción
3.7	Distancia máxima de protección "x'" de un pararrayos polímero de línea de ZnO de Ohio-Brass Co., 42 kV MCOV, 54 kV nominal en función de la corriente incidente de impulso para una línea con BIL de 350 kV e impedancia característica de 350 Ω .
3.8	Distancia máxima de protección "2x'" de los pararrayos polímeros de línea de ZnO de Ohio-Brass Co., 42 kV MCOV, 54 kV nominal en función de la corriente total de descarga para una línea con BIL de 350 kV e impedancia característica de 350 Ω .
3.9	Resumen del procedimiento de diseño de la protección de líneas de transmisión de 69 kV contra rayos empleando pararrayos polímeros de línea de ZnO.
4.1	Resumen del procedimiento de diseño de la protección de líneas de transmisión de 69 kV contra rayos empleando pararrayos polímeros de línea de ZnO.
4.2	Resumen de resultados del cálculo de probabilidades de flameo "pe" para los esquemas de protección en una, dos y tres fases.
4.3	Distancia de protección "d" y probabilidad de flameo al instalar pararrayos polímeros de línea de ZnO, 42 kV MCOV, 54 kV nominal para una línea de 69 kV, con BIL de 298.62 kV e impedancia característica de 356.95 Ω .
4.4	Probabilidad de flameo "pd" en función de la separación entre pararrayos.
4.5	Probabilidad total de flameo en función de la separación entre pararrayos para los esquemas de protección en una, dos y tres fases.
4.6	Salidas de línea por rayos/100mi/año en dependencia con la separación entre pararrayos y el esquema de protección.
5.1	Parámetros de impulso de las configuraciones de línea tipo A, B y C.
5.2	Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo A, B y C, cuando se protege la línea con pararrayos en fase superior.

Cuadro No.	Descripción
5.3	Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo A, B y C, cuando se protege la línea con pararrayos en dos fases (superior e inferior).
5.4	Cuadro comparativo de la probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo A, B y C, cuando se protege la línea con pararrayos en una, dos y tres fases.
5.5	Probabilidad de flameo "p" en función de la separación entre pararrayos "d", para las configuraciones de línea tipo A, B, C y H.
5.6	Parámetros de impulso de las configuraciones tipo B, C y H con cable de guarda 5/16".
5.7	Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo B, C y H cuando se protege la línea con cable de guarda 5/16".
5.8	Costos de materiales para la instalación de un cable de guarda en una línea de transmisión de 69 kV.
5.9	Resistividades de diversos tipos de terrenos.
5.10	Cuadro de configuraciones de varillas de tierra y resistividades máximas del suelo.
5.11	Costo de materiales por puesta a tierra en función de la resistividad máxima del suelo y del número de varillas de tierra.
5.12	Costos de mano de obra para la instalación de un cable de guarda en una línea de transmisión de 69 kV.
5.13	Costo de mano de obra por puesta a tierra en función de la resistividad del suelo y del número de varillas de tierra.
5.14	Costo total/Km de instalación de cable de guarda para vano medio de 100 m en líneas de transmisión de 69 kV, si incluir puesta a tierra.
5.15	Costo total/Km de instalación de cable de guarda para vano medio de 200 m en líneas de transmisión de 69 kV, sin incluir puesta a tierra.

X

Cuadro No. Descripción

- 5.16 Costo total por puesta a tierra en función de la resistividad del suelo y del número de varillas necesarias para la toma de tierra.
- 5.17 Costo total por kilómetro de instalación de un cable de guarda 5/16", para vanos medios de 100 y 200 m, en función de la resistividad del suelo y del número de varillas de tierra.
- 5.18 Costo total por kilómetro de instalación de dos cables de guarda 5/16", para vanos medios de 100 y 200 m, en función de la resistividad del suelo y del número de varillas de tierra.
- 5.19 Costos anuales/Km de instalación de cable de guarda 5/16" en líneas de 69 kV.
- 5.20 Costo promedio por cada pararrayos polimero de línea de ZnO de 42 kV MCOV, 54 kV nominal.
- 5.21 Costo de materiales por estructura al instalar un pararrayos en fase superior en función del número de varillas de 8'x5/8" que se van a instalar.
- 5.22 Costo de materiales por estructura al instalar pararrayos en dos fases en función del número de varillas de 8'x5/8" que se van a instalar.
- 5.23 Costos de materiales por estructura cuando se instalan 3 pararrayos polimeros de línea de ZnO en líneas de 69 kV, con puesta a tierra simple (1 varilla 8'x5/8").
- 5.24 Costo de mano de obra para la instalación de un pararrayos polimero de línea de ZnO en líneas de 69 kV.
- 5.25 Costos de mano de obra por estructura al instalar pararrayos en una fase en función del número de varillas de 8'x5/8" que se van a instalar.
- 5.26 Costos de mano de obra por estructura al instalar pararrayos en dos fases en función del número de varillas de 8'x5/8" a instalar.
- 5.27 Costos de mano de obra por estructura al instalar pararrayos en las tres fases.

Cuadro No.	Descripción
5.28	Costos totales de instalación por estructura al colocar pararrayos en una fase en función del número de varillas de tierra.
5.29	Costos totales de instalación por estructura al colocar pararrayos en dos fases en función del número de varillas de tierra.
5.30	Costos totales de instalación por estructura al colocar pararrayos en las tres fases.
5.31	Costo total/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en una fase, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas de 8'x5/8" necesarias para la toma de tierra.
5.32	Costo total/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en dos fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas de 8'x5/8" necesarias para la toma de tierra.
5.33	Costo total/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en tres fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos.
5.34	Costo anual/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en una fase, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas para la toma de tierra.
5.35	Costo anual/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en dos fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas para la toma de tierra.
5.36	Costo anual/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en tres fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos.
5.37	Número de rayos/100mi/año captados por las líneas de acuerdo al tipo de configuración y esquema de protección.

XII

Cuadro No.	Descripción
5.38	Probabilidad de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H en dependencia con el esquema de protección y la resistencia de puesta a tierra "R".
5.39	Probabilidad de flameo "p" en función de la separación entre pararrayos "d", para las configuraciones de línea tipo A, B, C y H.
5.40	Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos en cada estructura, en líneas con vano medio de 100 y 200 m.
5.41	Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 200 m en líneas con vano medio de 100 m.
5.42	Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 300 m en líneas con vano medio de 100 m.
5.43	Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 400 m en líneas con vano medio de 200 m.
5.44	Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 600 m en líneas con vano medio de 200 m.
5.45	Número de salidas de línea por rayos/100mi/año para las configuraciones tipo A, B, C y H, cuando se instalan pararrayos en una, dos y tres fases en cada estructura de línea y cuando se instala cable de guarda.
5.46	Número de salidas de línea por rayos/100mi/año para las configuraciones tipo A, B, C y H, cuando se instalan pararrayos en una, dos y tres fases cada 200 m y cuando se instala cable de guarda, en líneas con vano medio de 100 m.
5.47	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en una fase en cada estructura y la instalación de un cable de guarda 5/16", en líneas con vano medio de 100 y 200 m.

Cuadro No.	Descripción
5.48	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en dos fases en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", en líneas con vano medio de 100 y 200 m.
5.49	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases cada 100 m con la instalación de cable de guarda 5/16", para líneas con vanos promedio de 100 y 200 m.
5.50	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases cada 200 m con la instalación de cable de guarda 5/16", para líneas con vanos promedio de 100 y 200 m.
5.51	Comparación del número de salidas de línea por rayos/100mi/año en función de la resistencia de puesta a tierra "R", para las configuraciones tipo B y C cuando se instalan pararrayos en una fase en cada estructura y cuando se instala un cable de guarda 5/16".
5.52	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en una fase en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano promedio de 100 m.
5.53	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en una fase en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano promedio de 200 m.
5.54	Comparación del número de salidas de línea por rayos/100mi/año en función de la resistencia de puesta a tierra "R", para las configuraciones tipo B y C cuando se instalan pararrayos en dos fases en cada estructura de línea y cuando se instala un cable de guarda 5/16".
5.55	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en dos fases en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano medio de 100 y 200 m.
5.56	Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases en cada estructura con la instalación de uno y dos cables de guarda 5/16", en líneas con vanos medios de 100 m.

XIV

Cuadro No. Descripción

-
- | | |
|------|---|
| 5.57 | Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases en cada estructura con la instalación de uno y dos cables de guarda 5/16", en líneas con vanos medios de 200 m. |
| 5.58 | Comparación del número de salidas por rayos/100mi/año cuando se instalan pararrayos en las tres fases cada 200 m y cable de guarda 5/16" en líneas con vano medio de 100 m. |
| 5.59 | Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en las tres fases cada dos estructuras y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano medio de 100 m. |
| 5.60 | Comparación del número de salidas de línea por rayos/100mi/año para líneas en configuración tipo H, cuando se instalan pararrayos en las tres fases cada dos estructuras y dos cables de guarda 5/16", en líneas con vano medio de 100 m. |
| 5.61 | Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en las tres fases cada dos estructura y la instalación de dos cables de guarda 5/16", para líneas en configuración tipo H con vano medio de 100 m. |

GLOSARIO

Aislamiento externo: aislamiento formado por el aire y las superficies expuestas de aislamiento sólido de los equipos eléctricos, los cuales están sujetos a los esfuerzos dieléctricos y a los efectos de las condiciones atmosféricas externas tales como la contaminación, humedad, presión y temperatura.

Aislamiento interno: aislamiento formado por los elementos internos sólidos, líquidos y gaseosos de un equipo, el cual está protegido de los efectos atmosféricos y otras condiciones externas.

Aislamiento no recuperable: tipo de aislamiento que pierde sus propiedades dieléctricas o no las recupera completamente después de haber sufrido una descarga disruptiva o parcial.

Aislamiento parcialmente recuperable: tipo de aislamiento que recupera parcialmente sus características dieléctricas después de haber sufrido una descarga disruptiva o parcial.

Aislamiento recuperable: tipo de aislamiento que recupera completamente sus propiedades dieléctricas después de haber sufrido una descarga disruptiva o parcial.

Bayoneta o punta Franklin: varilla o dispositivo metálico conectado sólidamente a tierra que se coloca exteriormente para captar descargas electroatmosféricas directas, descargándolas a tierra.

Blindaje de línea: conjunto de cables de guarda, bayonetas y otros dispositivos que se utilizan para proteger las líneas de transmisión contra las descargas directas de rayos, a través de crear una zona de protección sobre los conductores de fase y otros equipos.

Cable de guarda: cable metálico aéreo conectado sólidamente a tierra que se coloca sobre los conductores de fase de una línea de transmisión con la función de interceptar los rayos impidiendo que estos incidan sobre dichos conductores.

Coordinación del aislamiento de una línea: se entiende por coordinación del aislamiento de una línea a la totalidad de medidas necesarias para reducir o limitar el flameo y la perforación eléctrica de su aislamiento debido a las sobretensiones que en la operación de la línea se presentan.

Densidad de descargas: es el número aproximado de descargas electroatmosféricas que inciden sobre el suelo de una región dada por cada kilómetro cuadrado, o milla cuadrada, por año.

Descarga disruptiva: descarga eléctrica que atraviesa completamente un material aislante, cuando éste es sometido a un esfuerzo de tensión suficientemente alto.

Descarga electroatmosférica o rayo: corriente de gran intensidad y corta duración que se produce por el paso de las cargas eléctricas de las nubes de tormenta a tierra.

Descarga parcial: descarga que se produce en una parte de un material aislante, cuando al mismo se le aplica un esfuerzo de tensión suficientemente alto.

Frente de onda: parte de una onda de impulso que está comprendida desde que inicia en tiempo cero a el tiempo en que adquiere su valor máximo.

Impulso: es un voltaje o corriente transitorio aperiódico aplicado intencionalmente, el cual se incrementa en el tiempo rápidamente a un valor cresta y luego decrece lentamente a cero.

Impulsos por rayos (lightning impulses): son impulsos de voltaje o corriente que tienen una duración de frente de onda de menos de un microsegundo hasta una pocas decenas de microsegundo.

Impulsos por maniobras (switching impulses): son impulsos de voltaje o corriente con duración de frente de onda de algunas decenas de microsegundos hasta miles de microsegundos. Tienen una duración total mayor que los impulsos por rayos.

Mapa isokeráunico: es el mapa de una región o país donde se localizan gráficamente las curvas que unen los lugares con igual nivel keráunico.

Nivel keráunico: es el número de días de tormenta eléctrica por año que ocurren en una localidad.

Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL): es el valor de cresta de la onda normalizada de impulso de voltaje de $1.2 \times 50 \mu s$ de mayor magnitud que puede soportar un aislamiento o conjunto de aislamientos de un equipo sin flamearse.

Onda viajera: perturbación mecánica o electromagnética que se propaga en una dirección y sentido a cierta velocidad y que transporta determinada cantidad de energía.

Pararrayo polimero de línea de óxido de zinc: pararrayo para uso en líneas de transmisión integrado por una carcasa de material aislante de compuestos de propileno etileno (polimero) y elementos valvulares formados por bloques de óxido de zinc apilados internamente.

Pararrayos: dispositivo para limitar los sobrevoltajes transitorios aplicados al sistema y equipo eléctrico, mediante la descarga a tierra de las cargas eléctricas asociadas a los impactos de rayos y operación de interruptores, protegiendo así al aislamiento.

Pararrayos autovalvulares: pararrayos que presentan una curva característica voltaje-corriente no lineal. Tienen una resistencia variable y un comportamiento de autoválvula, por estar conformados internamente de discos semiconductores de carburo de silicio o de óxido de zinc.

Perforación (Puncture): descarga disruptiva que tiene lugar a través de un material dieléctrico sólido, cuando este es sometido a un esfuerzo de tensión suficientemente alto.

Porcentaje de flameos por rayos: es el porcentaje del total de rayos captados por una línea de transmisión que se estima producirán flameos en los aisladores de línea, indica la probabilidad de flameos por rayos en la línea.

Resistencia de puesta a tierra: es la resistencia eléctrica que presenta un equipo o estructura (torre o poste) al paso de una corriente que circula de él a tierra.

Resistividad eléctrica del suelo: propiedad eléctrica del suelo que mide la oposición al paso de corriente por él, cuando se le aplica una diferencia de potencial.

Ruptura (sparkover): descarga disruptiva, la cual tiene lugar en un dieléctrico líquido o gaseoso.

Ruptura superficial o flameo (flashover): descarga disruptiva que ocurre sobre la superficie de un dieléctrico (aislador) y el medio líquido o gaseoso que lo rodea.

Tormenta eléctrica: perturbación atmosférica de precipitación pluvial acompañada por sucesivas descargas eléctricas de nubes hacia el suelo o descargas eléctricas entre nubes.

Valor eficaz: valor cuadrático medio de una onda.

Valor cresta: valor máximo o pico que presenta una onda.

Voltaje nominal de pararrayo: valor eficaz del voltaje línea-tierra de baja frecuencia al cual se diseña un pararrayos.

Voltaje de operación continuo máximo (MCOV): es el valor eficaz del sobrevoltaje máximo (línea-tierra) de frecuencia nominal que puede ser aplicado a través del pararrayos en servicio, de acuerdo con las características del sistema.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, se requiere que las interrupciones de servicio provocadas por la incidencia de rayos en líneas de subtransmisión de 69 kV. nuevas y existentes sean reducidas a niveles mínimos, dadas las implicaciones técnicas, económicas y de calidad de servicio que esto conlleva. El presente trabajo de tesis pretende investigar la aplicación de un nuevo sistema de protección de líneas de 69 kV. contra descargas electroatmosféricas que permita obtener el nivel deseado de salidas de línea por rayos, según las exigencias técnicas y económicas de diseño, el cual puede ser aplicado en líneas nuevas y líneas ya construidas.

El nuevo esquema de protección contra rayos propuesto consiste en la instalación de pararrayos de línea con carcasa de material polímero y elementos valvulares de óxido de zinc, denominados comúnmente pararrayos polímeros de óxido de Zinc (ZnO), en paralelo con los aisladores de línea. Este método de protección plantea ventajas técnicas y económicas con relación al esquema tradicional de protección empleando cable aéreo de guarda.

Entre los objetivos de este trabajo están: contribuir a evaluar la posibilidad de aplicar en Guatemala el nuevo esquema de protección en proyectos de líneas nuevas, proyectos de mejoras y líneas reconstruidas de INDE, EEGSA o particulares, así como servir de guía técnica-económica para el diseño de la protección de líneas de subtransmisión de 69 kV. contra descargas electroatmosféricas empleando pararrayos polímeros de línea de ZnO como alternativa a la protección con cable de guarda, y definir parámetros de evaluación y los rangos de aplicación en cada caso.

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS Y DEFINICIONES

 Mi nube está cargada en demasía. Entre carcajadas de rayos quiero lanzar mi granizo a la profundidad. Poderoso se hinchará entonces mi pecho, y lanzar su tempestad por encima de los montes: así quedará aliviado.

F. Nietzsche
Así habló Zarathustra,
El niño del espejo

1.1 Introducción a la teoría del rayo

Al desintegrarse las gotas de lluvia por la acción de una fuerte corriente de aire, las partículas formadas denotan una carga positiva, y el aire a su vez tiene la presencia de cargas negativas de poca masa y por consiguiente mucha movilidad. La formación de nubes de tormenta, entendiéndose como tal aquella que tiene una constitución bipolar, en la cual la carga negativa se encuentra espacialmente por debajo de la carga positiva; según la teoría de Simpson, ocurre cuando la corriente de aire alcanza la velocidad suficiente para desintegrar las gotas de lluvia (gotas de 5 mm de diámetro se desintegran si la velocidad del viento supera los 8 m/s). La corriente de aire transporta a los iones negativos hacia la parte superior de la nube, donde se reúnen o combinan con las partículas de agua. Las gotas de lluvia que han sufrido un fraccionamiento también son llevadas hacia arriba por la acción del viento, y cuando este cesa a determinadas alturas, se reúnen entre ellas para formar gotas más grandes y caer de nuevo. Al llegar a la zona de vientos fuertes se desintegran otra vez, aumentando así la carga positiva.

Una condición necesaria para la formación de nubes de tormenta es que el aire contenga cierta cantidad de vapor de agua y la temperatura de las masas de aire en contacto sea distinta. El aire con mayor temperatura asciende y se expande, provocando con esto un descenso de su temperatura. A unos mil metros de altitud aproximadamente comienza a condensarse el vapor de agua contenido en el aire húmedo. En el interior de la nube de tormenta existen gradientes de temperatura, desde su parte inferior hasta la superior, de tal modo que, por medio de globos sondas, se han medido en la parte superior temperaturas del orden de -30°C , y en la parte inferior temperaturas por encima de los 0°C (aproximadamente 4°C). Esta diferencia de temperatura es la causa de las fuertes corrientes ascensionales observadas en el interior de las nubes.

Los tipos más comunes de descarga atmosférica son los que se producen entre los centros de carga negativa más bajos y los centros de carga positiva más altos, originando relámpagos de nube, y los que tienen lugar entre los centros de carga más bajos de la nube y la tierra, produciendo rayos. Las nubes de tormenta se extienden sobre varios kilómetros cuadrados; la parte inferior se encuentra a unos dos o tres kilómetros sobre el suelo y está constituida de gotas de agua cargadas negativamente; la parte superior alcanza altitudes de diez a quince kilómetros sobre el suelo y está formada por cristales de hielo cargados positivamente.

El mecanismo de la descarga consiste básicamente en lo siguiente: la carga negativa acumulada en la parte inferior de la nube induce una carga positiva en la tierra, debido a la gran extensión de la tierra, el gradiente de potencial producido por esta carga es generalmente bajo, excepto cuando existen protuberancias salientes como edificios altos, torres, etc. En cambio los gradientes de potencial en la nube, debidos a la carga eléctrica negativa acumulada en la parte inferior, pueden ser tan altos que alcanzan un valor capaz de iniciar la descarga a través del aire. Un rayo entre una nube y la tierra está formado por una o varias descargas, ésta se compone de una piloto y una de retorno. La llamada piloto abre un camino hacia tierra. En el momento que la punta de la descarga piloto llega a la proximidad del suelo, sale de éste una ascendente; se prepara así la descarga principal de retorno, acompañada de una gran intensidad luminosa. La carga que desciende de la nube por el camino de la descarga piloto es compensada por la descarga principal de retorno, lo que origina un flujo intenso de corriente de polaridad positiva proveniente del suelo hacia la nube. Este proceso se ilustra en la Figura No. 1.1.

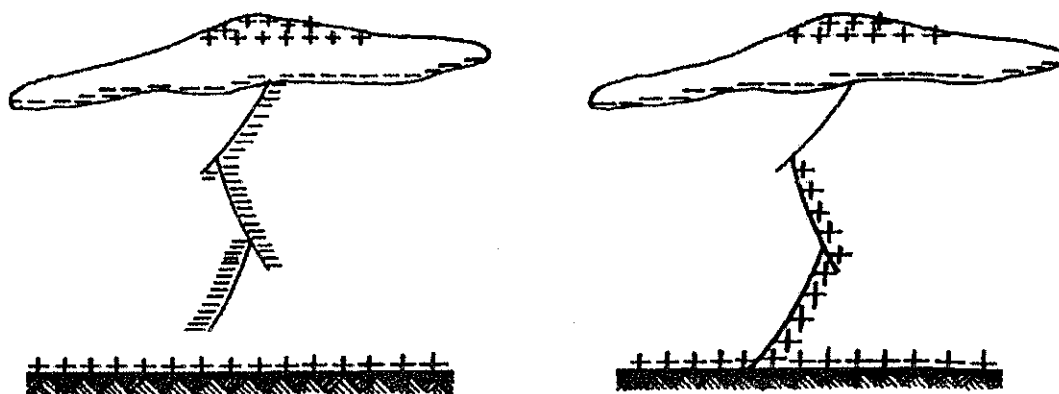


FIGURA No 1.1
Proceso de descarga de un rayo.

La Figura No. 1.2 muestra la forma de onda típica de corriente de descarga debida a un rayo. El tiempo en que alcanza el valor de cresta está comprendido entre 1 a 10 microsegundos y decae a un valor de la mitad del valor cresta en unos 10 a 100 microsegundos. El valor cresta es por término medio de unos 15,000 amperios, pero algunas veces se han medido corrientes de cresta superiores a 100,000 amperios.

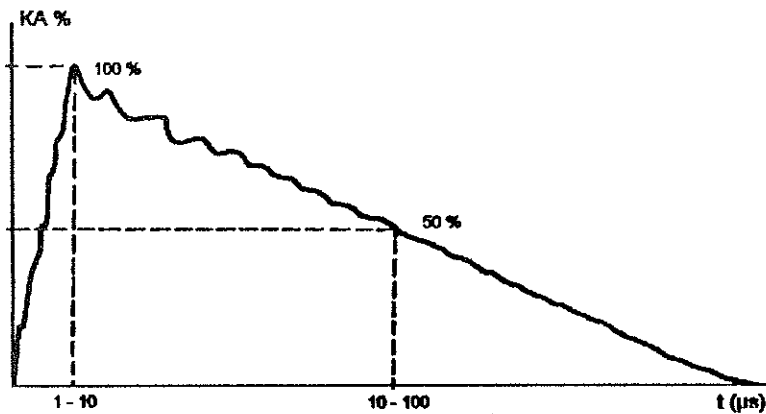


FIGURA No. 1.2

Forma de onda de corriente de descarga de rayo típica.

Los sobrevoltajes que aparecen en las líneas de transmisión debidos a descargas atmosféricas se producen de dos formas: por inducción electrostática y por descarga directa sobre las torres, cables de guarda o conductores de línea. En el primer caso el sobrevoltaje se produce en la siguiente forma: la carga eléctrica de una nube que se encuentra sobre una línea de transmisión induce en los conductores de ésta una carga de polaridad contraria, la cual se va acumulando gradualmente en los conductores debido al paso de corrientes de fuga por la superficie de los aisladores; si se produce un rayo de la nube a tierra o a otra nube, la carga eléctrica de la nube desaparece bruscamente y deja en libertad la carga eléctrica acumulada en los conductores, la cual se propaga a lo largo de la línea en forma de ondas viajeras. Las mediciones efectuadas en líneas de transmisión han mostrado que este tipo de sobrevoltajes es de magnitud relativamente pequeña y de polaridad generalmente positiva. Las descargas directas de rayos sobre las líneas producen sobrevoltajes más elevados que los inducidos y son una de las causas principales de interrupción en las líneas de transmisión. Los sobrevoltajes producidos por las descargas directas de rayos son impulsos unidireccionales de muy corta duración, con un frente escarpado y una cola de disminución más lenta.

Para reproducir las ondas de voltaje que simulen las producidas por rayos en los laboratorios y poder normalizar las pruebas de aislamiento al impulso de los equipos eléctricos, se ha normalizado una forma de onda como la que se muestra en la Figura No. 1.3. El tiempo para alcanzar el valor cresta es de 1.2 microsegundos, y el tiempo en que la onda decrece a la mitad del valor cresta es de 50 microsegundos. Dicha forma de onda se conoce como onda normalizada de impulso de voltaje de 1.2×50 microsegundos¹. A la parte de la onda comprendida entre cero y su valor cresta se le llama frente de onda, y a la parte que va de su valor cresta nuevamente a cero se le denomina cola de la onda.

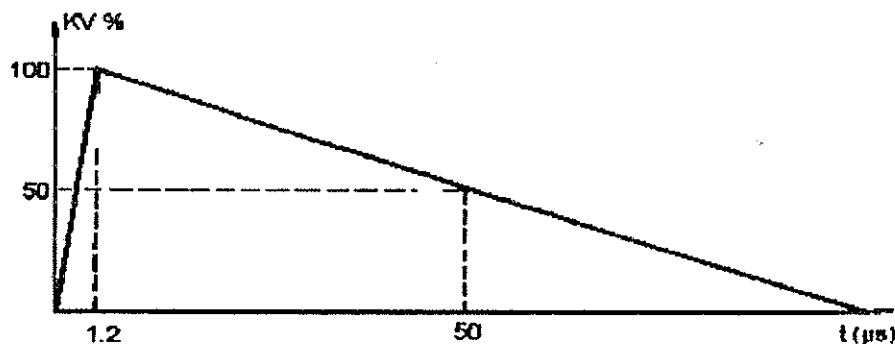


FIGURA No. 1.3

Forma de onda normalizada de impulso de voltaje de 1.2×50 μ s.

1.2 Nivel Keráunico

El nivel keráunico de una región se define como el número de días de tormenta eléctrica por año que ocurren en esa localidad. Para contabilizar el nivel keráunico, se determinan los días por año en que se ha escuchado un trueno en la región considerada.

En varios países, se han establecido estadísticas a nivel nacional y se han trazado planos indicando las líneas de nivel isokeráunico, formadas por la unión de los puntos con igual número de días de tormentas eléctricas anuales (ver mapa isokeráunico de la república de Guatemala, anexo No. 1).

1.3 Densidad de descargas

Para caracterizar la severidad de las tormentas eléctricas en una región se establece una cantidad denominada densidad de descargas de rayos al suelo, expresada en número de descargas por kilómetro cuadrado o milla cuadrada por año.

¹ STANDARD TECHNIQUES FOR HIGH VOLTAJE TESTING. The institute of electrical and electronics engineers (IEEE). 6ta. edición. EEUU: edit. IEEE. 1,978. 42-55 pp.

Existen también factores locales que pueden aumentar la frecuencia de las descargas de rayos; éstos están relacionados con la topografía del terreno y los vientos dominantes, que condicionan la circulación de las nubes cargadas de electricidad.

1.4 Ondas viajeras

Cuando un rayo incide directamente sobre un cable de una línea aérea de conducción eléctrica, aparece una carga en el conductor golpeado proveniente de la descarga electroatmosférica y esto origina una o dos ondas de voltaje que se desplazan a lo largo de la línea.

De la aplicación de las leyes de la teoría electromagnética y de circuitos, se deduce que la velocidad de propagación de una onda de voltaje o corriente en una línea de transmisión donde se desprecian la resistencia y conductancia por unidad de longitud es¹:

$$u = 1/\sqrt{l \cdot c} \quad (1.1)$$

donde:

u = velocidad de propagación de onda
l = inductancia por unidad de longitud
c = capacitancia por unidad de longitud

En cualquier punto por el cual la carga pase, la corriente en la línea está dada por:

$$\begin{aligned} i &= q_0 \cdot dx/dt \\ i &= q_0 \cdot u \end{aligned} \quad (1.2)$$

donde:

i = corriente
q₀ = carga por unidad de longitud
dx = diferencial de longitud
dt = diferencial de tiempo
u = dx/dt = velocidad de propagación de onda

La capacitancia por unidad de longitud está definida como la relación entre la carga por unidad de longitud y el voltaje de fase a tierra

$$c = q_0/v \quad (1.3)$$

donde:

c = capacitancia por unidad de longitud
v = voltaje fase a tierra

¹ STEVENSON, William. Análisis de Sistemas de Potencia. 3a. edición. Colombia: edit. McGraw-Hill. 1,982. 65-70 pp.

Se sustituye q_0 de la Ec. 1.3 y u de la Ec. 1.1 en la Ec. 1.2

$$\begin{aligned} i &= (c \cdot v) / \sqrt{(1 \cdot c)} \\ i &= v / \sqrt{(1/c)} \\ i &= v / Z_0 \end{aligned} \quad (1.4)$$

donde:

$$Z_0 = \sqrt{(1/c)} \quad (1.5)$$

A Z_0 se le denomina impedancia característica de la línea, de choque o al impulso y es la impedancia propia que la línea de transmisión presenta al paso de ondas viajeras.

De la Ec. 1.4 se deduce que una onda de corriente viajando a través de una línea de transmisión, provoca una onda viajera de tensión, determinada por la impedancia característica de la línea.

Una carga eléctrica aplicada a un conductor de una línea de transmisión, hace aparecer un voltaje de fase a tierra (Ec.1.3) igual a:

$$v = q_0 / c \quad (1.6)$$

Si la carga eléctrica producida por el impacto de un rayo se origina al inicio de una línea, ésta da origen a una onda de voltaje que se propaga en la dirección de la línea. Si la carga aparece en un lugar intermedio de la línea, la mitad de dicha carga se propaga en cada dirección, originando dos ondas de voltaje que se desplazan en direcciones opuestas. La Figura 1.4 y Figura 1.5 bosquejan los anteriores conceptos.

En cada punto de una línea de transmisión, la onda de corriente y de voltaje que aparece es la suma de una componente de onda incidente y una componente de onda reflejada.

$$v_x = v + v' \quad (1.7)$$

$$i_x = i + i' \quad (1.8)$$

donde:

- v_x = onda de voltaje en un punto x
- v = componente de onda incidente de voltaje
- v' = componente de onda reflejada de voltaje
- i_x = onda de corriente en un punto x
- i = componente de onda incidente de corriente
- i' = componente de onda reflejada de corriente

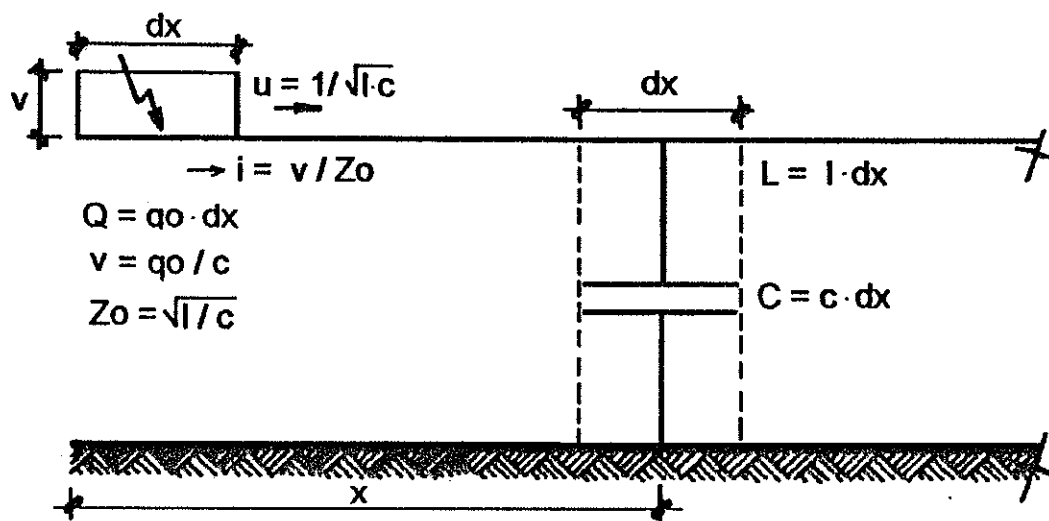


FIGURA No. 1.4

Onda viajera de voltaje originada por impacto de rayo al inicio de la línea.

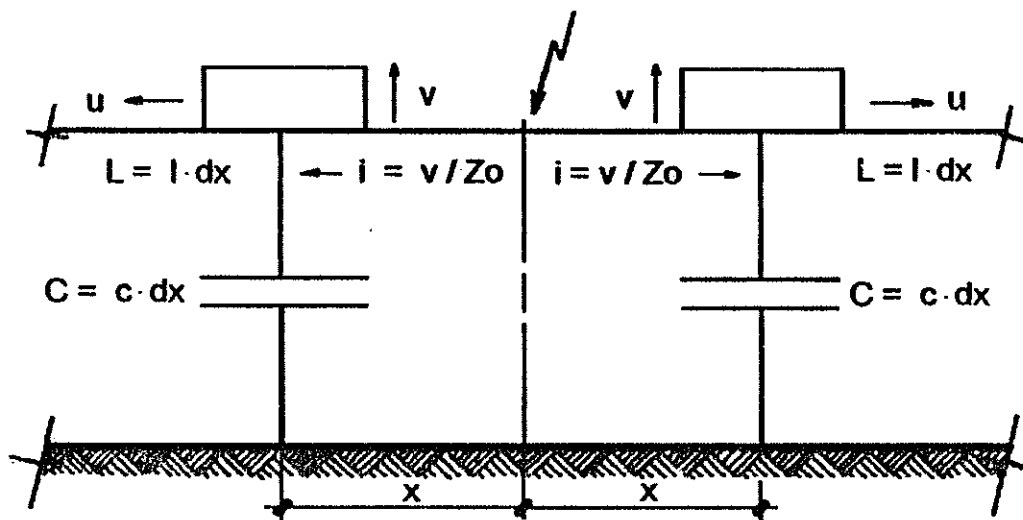


FIGURA No. 1.5

Onda viajera de voltaje originada por impacto de rayo en medio de la línea.

Cuando una onda de tensión o de corriente en una línea de transmisión alcanza un punto de transición, donde las constantes del circuito o su impedancia característica varían, una parte de la onda se transmite y otra parte es reflejada.

Consideremos una onda errante de tensión cuya amplitud es v voltios, ver Figura No. 1.6, pasando por una línea cuya impedancia

característica es Z_1 , a otra parte del circuito cuya impedancia es Z_2 . $Z_1 = \sqrt{l_1/c_1}$ ohmios, se desprecian las pérdidas.

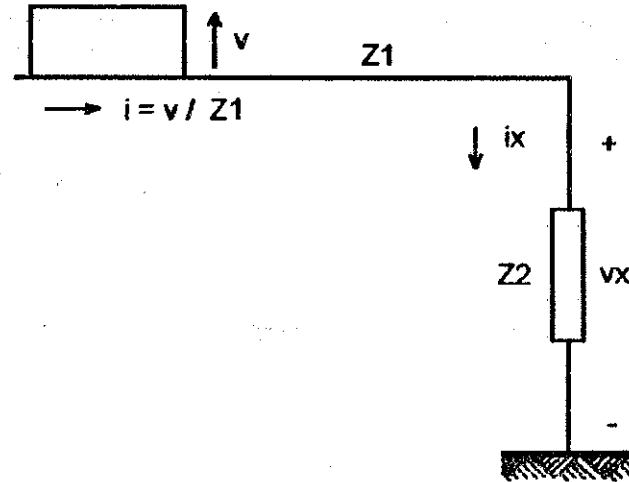


FIGURA No. 1.6

Onda viajera que se aproxima a una sección de una línea de transmisión donde existe un cambio de impedancia.

De la Ec. 1.7 y Ec. 1.8, se tiene

$$v_x = v + v' \quad (1.9)$$

$$i_x = i + i' \quad (1.10)$$

De acuerdo a la Ec. 1.4

$$i = v/Z_1 \quad (1.11)$$

$$i' = -v'/Z_1 \quad (1.12)$$

$$i_x = v_x/Z_2 \quad (1.13)$$

Se despeja i' de la Ec. 1.10 y se sustituye i de la Ec. 1.11, i' de la Ec. 1.12 e i_x de la Ec. 1.13

$$-v'/Z_1 = v_x/Z_2 - v/Z_1 \quad (1.14)$$

Se sustituye v' de la Ec. 1.9 en la Ec. 1.14 y se despeja v_x

$$v_x = \left\{ \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} \right\} \cdot v \quad (1.15)$$

$$v_x = \alpha \cdot v \quad (1.16)$$

$$\alpha = \frac{2 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (1.17)$$

A α se le denomina coeficiente de transmisión.

Se despeja v' de la Ec. 1.9 y se sustituye v_x de la Ec. 1.15

$$v' = \{(Z2 - Z1)/(Z1 + Z2)\} \cdot v \quad (1.18)$$

$$v' = \sigma \cdot v \quad (1.19)$$

donde:

$$\sigma = (Z2 - Z1)/(Z1 + Z2) \quad (1.20)$$

A σ se le denomina coeficiente de reflexión.

Si se divide la Ec. 1.19 entre $-Z1$ se obtiene i'

$$\begin{aligned} v'/(-Z1) &= -\sigma \cdot v/Z1 = i' \\ i' &= -\sigma \cdot i \end{aligned} \quad (1.21)$$

Se sustituye i' de la Ec. 1.21 en la Ec. 1.10

$$\begin{aligned} ix &= i - \sigma \cdot i \\ ix &= (1 - \sigma) \cdot i \end{aligned} \quad (1.22)$$

El Cuadro No 1.1 resume lo desarrollado anteriormente.

ONDA VIAJERA	ONDA TRANSMITIDA	ONDA REFLEJADA
Voltaje	$\alpha \cdot v$	$\sigma \cdot v$
Corriente	$(1 - \sigma) \cdot i$	$-\sigma \cdot i$
$v =$ onda de voltaje incidente $\alpha =$ coeficiente de transmisión $\alpha = 2 \cdot Z2/(Z1 + Z2)$		$i =$ onda de corriente incidente $\sigma =$ coeficiente de reflexión $\sigma = (Z2 - Z1)/(Z1 + Z2)$

CUADRO No. 1.1

Resumen de las ecuaciones para el cálculo de las ondas transmitidas y reflejadas en una línea de transmisión.

Existen casos particulares de interés teórico y práctico que merecen ser analizados; se presentan a continuación:

1. Impedancia $Z2$ infinita (línea abierta)
En este caso $Z2 = \infty$, $\alpha = 2$ y $\sigma = 1$

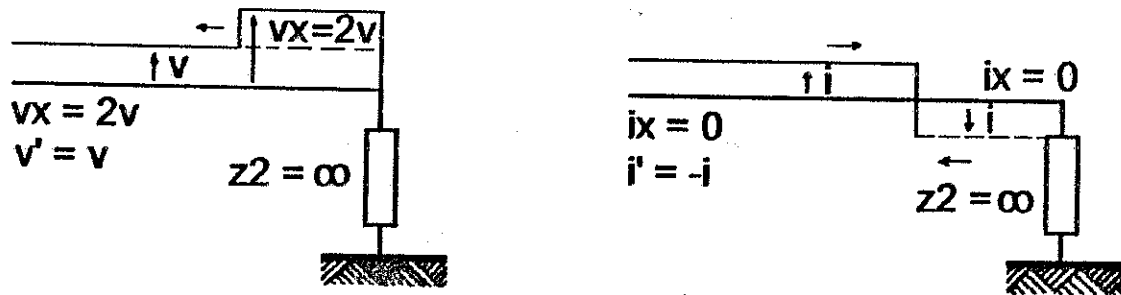


FIGURA No. 1.7
Impedancia Z_2 infinita (línea abierta)

2. Impedancia Z_2 igual a impedancia característica de la línea
En este caso $Z_2 = Z_1$, $\alpha = 1$ y $\sigma = 0$

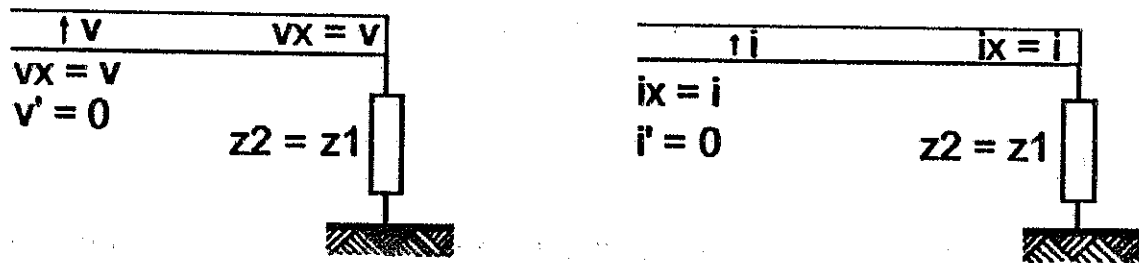


FIGURA No. 1.8
Impedancia Z_2 igual a impedancia característica de la línea.

3. Impedancia Z_2 igual a cero (corto circuito)
En este caso $Z_2 = 0$, $\alpha = 0$ y $\sigma = -1$

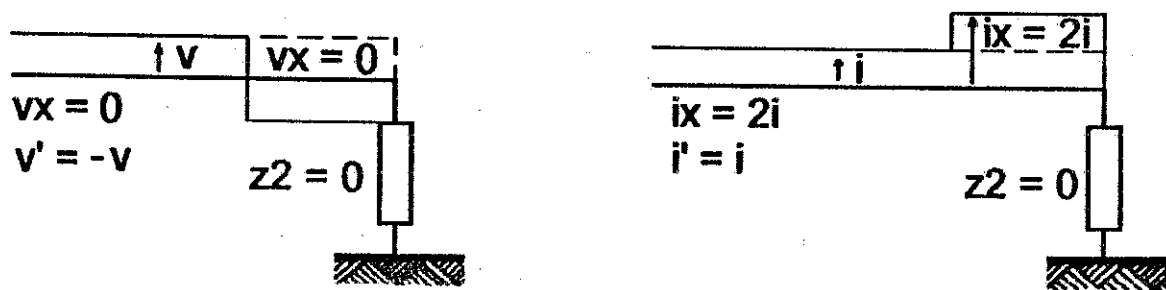


FIGURA No. 1.9
Impedancia Z_2 igual a cero (corto circuito).

El Cuadro No 1.2 resume los tres casos analizados.

Impedancia Z_2	Onda de Voltaje		Onda de Corriente	
	Transmitida	Reflejada	Transmitida	Reflejada
∞	$2 \cdot v$	v	0	$-i$
Z_1	v	0	i	0
0	0	$-v$	$2 \cdot i$	i

Z_1 = impedancia característica de la línea
 v = onda viajera incidente de voltaje
 i = onda viajera incidente de corriente

CUADRO No. 1.2

Resumen de las ecuaciones para el cálculo de las ondas transmitida y reflejada en una línea de transmisión para tres casos particulares importantes.

1.5 Resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra o de aterrizaje de una línea de transmisión se define como la resistencia eléctrica, que presenta la estructura de soporte (torre o poste) y el suelo de la base, al paso de una corriente hacia tierra.

En una línea de transmisión, la resistencia puesta a tierra está formada por: la resistencia propia de la estructura de apoyo de la línea y la resistencia de puesta a tierra de la base de la estructura. La resistencia propia de la estructura de apoyo de la línea depende de varios factores, tales como el material, la altura y la forma de la estructura. Las estructuras de las líneas conjuntamente con sus cables de guarda y bayonetas son puestas a tierra a través de cables de conexión a tierra, que bajan a tierra desde la parte superior de la estructura. Lo anterior permite una trayectoria de corriente paralela de muy baja resistencia, haciendo que la resistencia propia de la estructura contribuya muy poco a la resistencia total de aterrizaje.

La resistencia de puesta a tierra de la base de la estructura tiene un valor que es dependiente de la resistividad del suelo de la base de la estructura, longitud, diámetro, número y disposición de las varillas y o cables de tierra colocados.

Entre los medios para la obtención de tomas de tierra se encuentran: instalación de varillas de tierra, instalación de

cables compensadores y tratamiento químico del suelo³. La instalación de varillas de tierra es el medio más simple y usado por su bajo costo comparado con los otros métodos; la instalación de varillas de tierra llena los requerimientos necesarios para obtener aceptables resistencias de puesta a tierra, cuando la resistividad del terreno no es muy alta, como se verá en el capítulo 5.

El profesor H. B. Dwight del instituto tecnológico de Massachusetts desarrolló algunas fórmulas para el cálculo de resistencias de puesta a tierra para varias disposiciones de electrodos, que a continuación se presentan:

$$R = \frac{\rho}{(2\pi \cdot l)} \cdot (\ln(4 \cdot l/r) - 1) \quad \text{(una varilla)} \quad (1.23)$$

$$R = \frac{\rho}{(4\pi \cdot l)} \cdot (\ln(4 \cdot l/r) - 1) + \frac{\rho}{(4\pi \cdot s)} \cdot (1 - \frac{l^2}{3 \cdot s^2}) + \frac{2}{5} \cdot \frac{l^4}{s^4} \dots \quad \text{(dos varillas si } s > l) \quad (1.24)$$

$$R = \frac{\rho}{(4\pi \cdot l)} \cdot (\ln(4 \cdot l/r) + \ln(4 \cdot l/s) - 2 + \frac{s}{(2 \cdot l)} - \frac{s^2}{(16 \cdot l^2)} + \frac{s^4}{(512 \cdot l^4)} \dots) \quad \text{(dos varillas si } s < l) \quad (1.25)$$

donde:

R = resistencia de puesta a tierra [Ω]

r = radio de la varilla de tierra [p]

l = largo de la varilla de tierra [p]

s = separación entre varillas [p]

ρ = resistividad del suelo de la base de la estructura [$\Omega \cdot p$]

Ln = función logaritmo natural

Una expresión aproximada para el cálculo de R con n varillas de tierra si $s \gg l$, es:

$$R = \frac{\rho}{(2\pi n l)} \cdot \ln(2l/r) \quad \text{(n varillas si } s \gg l) \quad (1.26)$$

La resistencia de puesta a tierra tiene alta dependencia con el largo, número y separación entre varillas, así como con la resistividad del suelo de la base de la estructura donde se

³ DAVILA RECINOS, Marco Antonio. Niveles isoceráunicos y su influencia en el diseño de líneas de servicio eléctrico hasta 138 KV en Guatemala (tesis: Facultad de ingeniería, Universidad de San Carlos) Guatemala, 1,972, 15-23 pp.

entierran las varillas. La dependencia de la resistencia de puesta a tierra con el radio de la varilla no es significativa comparada con las otras variables. Debido a lo anterior, al instalar varillas de tierra, el método efectivo para reducir la resistencia de puesta a tierra consiste en aumentar la longitud de la varilla que se va a usar, o incrementar el número de varillas, enterrándolas a la mayor distancia posible una de otra.

El tratamiento artificial del suelo alrededor de una varilla de tierra es otro método para reducir la resistencia de toma de tierra en casos, en los cuales la alta resistividad de algunos tipos de suelos tales como zonas rocosas, areniscas o volcánicas, hacen difícil o incluso imposible obtener valores satisfactorios de resistencia de puesta a tierra. El tratamiento consiste en agregar algún aditivo químico que incremente la conductancia de la tierra cercana al electrodo, entre éstos se encuentran: cloruro de sodio, sulfato de magnesio, sulfato de cobre, sulfato de hierro, nitrato de sodio y bentonita. El tratamiento químico del suelo puede reducir la resistencia de puesta a tierra entre un 15 a 90%, pero el aditivo se disipa, por lo cual debe renovarse periódicamente dependiendo el caso. Existe la necesidad de proteger la varilla contra las soluciones corrosivas; comúnmente se colocan capas de carbón entre cada varilla y la solución.

La resistividad eléctrica del suelo no es uniforme y depende de las capas que lo integran, así como de la temperatura, contenido de humedad y constitución del terreno, y son los que tienen resistividades más bajas los húmedos y pantanosos, seguidos de los suelos de arcilla, de arena y roca que tienen mayores resistividades.

La resistencia total de aterrizaje de una torre o poste de una línea de transmisión, debe ser lo suficientemente baja para limitar la caída de voltaje producida por la circulación de la corriente de un rayo que se descarga a tierra, a un valor inferior al nivel de aislamiento al impulso de la línea; de no ser así, la elevación de voltaje a tierra de la estructura de la línea durante la descarga de un rayo alcanzaría un valor capaz de flamear los aisladores y produciría una falla a tierra de los conductores, pudiendo ocasionar una salida temporal o permanente de la línea de transmisión.

1.6 Coordinación del aislamiento

Se entiende por coordinación del aislamiento de una línea de transmisión a la totalidad de las medidas necesarias para reducir o limitar el flameo y la perforación eléctrica de su aislamiento, debido a las sobretensiones que en la operación de la línea se presentan. La instalación de pararrayos en paralelo con el aislamiento de una línea es una medida de protección contra los sobrevoltajes que se producen en las mismas, debido a que descargan a tierra las sobretensiones y evitan que el voltaje aplicado al

aislamiento se eleve a valores perjudiciales.

La Figura No. 1.10 muestra el concepto de la coordinación. La curva inferior representa la característica de operación de un pararrayo, que define el nivel de protección proporcionado por él; la curva superior es la curva voltaje-tiempo del aislamiento. Para tener una protección efectiva, la curva v-t del aislamiento debe quedar sobre la curva v-t del pararrayos con un margen de protección.

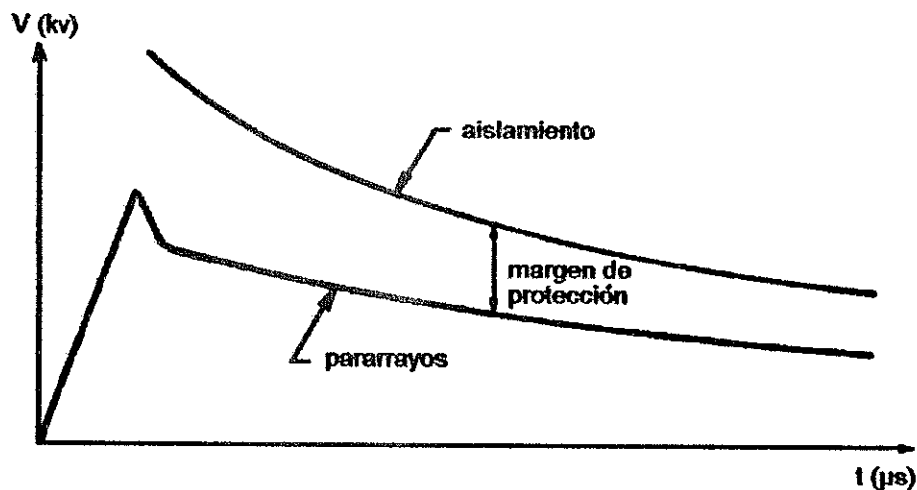


FIGURA No. 1.10

Coordinación entre las características de operación de un pararrayos y la curva voltaje-tiempo de un aislamiento.

1.7 Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL)

Es el valor de cresta de la onda normalizada de impulso de voltaje de $1.2 \times 50 \mu s$ de mayor magnitud que puede soportar un aislamiento o conjunto de aislamientos de un equipo sin flamearse. El BIL indica que la probabilidad de flameo del aislamiento ante un impulso de voltaje de ese valor es bajo.

El valor al que se flamea un aislador que está sometido a impulsos de voltaje depende tanto de la magnitud de los impulsos como del tiempo que estén aplicados. Si se aplica a un aislador una serie de impulsos de voltaje de forma de onda normalizada ($1.2 \times 50 \mu s$) y de diversos valores de cresta, y se traza la gráfica determinada por el valor de cresta de cada onda y el tiempo que tarda en producirse el flameo del aislador, se obtiene una curva como la mostrada en la Figura No. 1.11 que se denomina curva voltaje-tiempo del aislador. El nivel de aislamiento básico al impulso de un aislador o conjunto de aislamientos se encuentra normalizado de acuerdo con la tensión nominal a que éste se diseña. El Cuadro No. 1.3 muestra el BIL que corresponde a varias tensiones nominales de servicio.

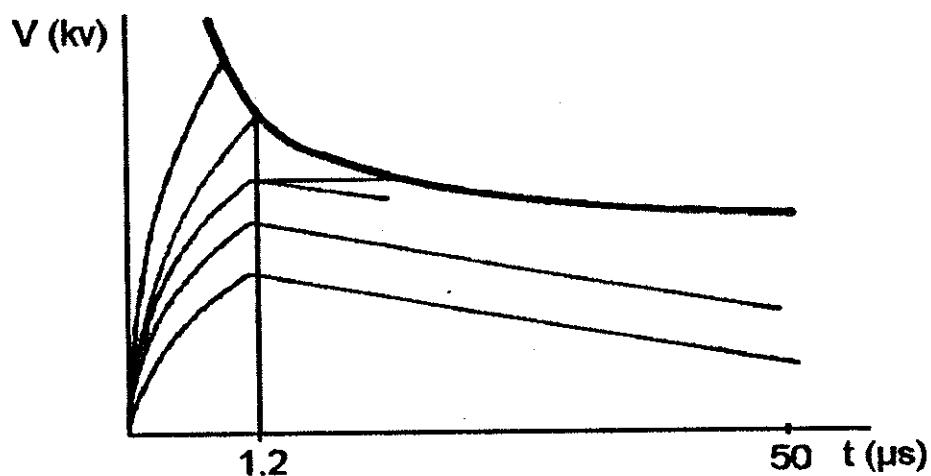


FIGURA No. 1.11
Curva voltaje-tiempo de un aislador.

1.8 Efecto de las condiciones atmosféricas sobre el aislamiento de una línea de transmisión

Las características eléctricas del aislamiento de una línea de transmisión dependen de varios factores entre los cuales se encuentran: temperatura ambiente, presión atmosférica, grado de contaminación y otros. Las características normalizadas del aislamiento de aisladores externos se refieren a una presión atmosférica de 76 cm de columna de mercurio y una temperatura ambiente de 25°C.

El voltaje de flameo de los aisladores en aire varía en proporción directa con el factor de densidad del aire, que está dado por la siguiente expresión:

$$\delta = (3.92 \cdot b)/(273 + t) \quad (1.27)$$

donde

δ = factor de densidad del aire

b = presión barométrica de la columna de mercurio [cm]

t = temperatura ambiente [°C]

El cuadro No. 1.3 muestra los niveles de aislamiento básico al impulso (BIL) de diferentes tensiones normalizadas de servicio eléctrico.

Voltaje Nominal kV.	BIL kV. (Cresta)
5.0	75
8.7	95
*13.8	110
23.0	150
*34.5	200
46.0	250
*69.0	350
115.0	550
*138.0	650
*230.0	1050
400.0	1425
500.0	1550
750.0	2100

Cuadro No. 1.3

Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) para diversas tensiones normalizadas de servicio eléctrico. (* tensiones nominales normalizadas en el sistema nacional interconectado SNI).

La expresión para el nivel básico de aislamiento al impulso de un aislador externo considerando las condiciones ambientales es:

$$BIL = \delta \cdot BILn \quad (1.28)$$

donde

BIL = nivel básico de aislamiento al impulso bajo determinadas condiciones ambientales [kV cresta]

δ = factor de densidad del aire

BILn = nivel básico de aislamiento al impulso bajo condiciones ambientales estándar [kV cresta]

1.9 Característica de operación de pararrayos

Un pararrayos o apartarrayos es un dispositivo para limitar los sobrevoltajes transitorios aplicados al sistema y equipo

eléctrico, mediante la descarga a tierra de las cargas eléctricas asociadas a los impactos de rayos y operación de interruptores, protegiendo así el aislamiento.

En condiciones normales de operación, el pararrayos que está conectado de fase a tierra, debe de comportarse como un aislador; al aplicarle un sobrevoltaje de una magnitud determinada debe de convertirse en conductor y al desaparecer el sobrevoltaje debe de convertirse de nuevo en aislador, interrumpiendo la corriente de frecuencia fundamental que por él circula.

Los pararrayos modernos formados por discos de elementos semiconductores de óxido de zinc o de carburo de silicio apilados internamente presentan una curva característica voltaje-corriente no lineal, lo cual los hace tener una resistencia variable. A estos pararrayos se les denomina autovalvulares, debido a su comportamiento autoválvula.

La relación aproximada entre el voltaje y la corriente de descarga de un pararrayos formado por elementos autovalvulares de óxido de zinc o de carburo de silicio es:

$$i = k \cdot v^n \quad (1.29)$$

donde

i = corriente de descarga

v = voltaje de descarga

n y k son constantes proporcionadas por el fabricante de acuerdo al tipo de pararrayos y a las pruebas y ensayos de laboratorio.

En la Figura No. 1.12, se presenta una curva típica voltaje-corriente de un pararrayos.

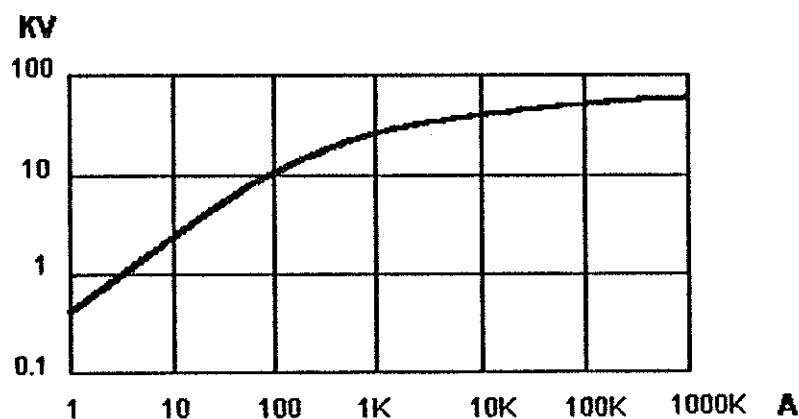


FIGURA No. 1.12
Característica típica voltaje-corriente de un pararrayos autovalvular.

La Figura No. 1.13 muestra una característica de operación típica voltaje-tiempo de un pararrayos.

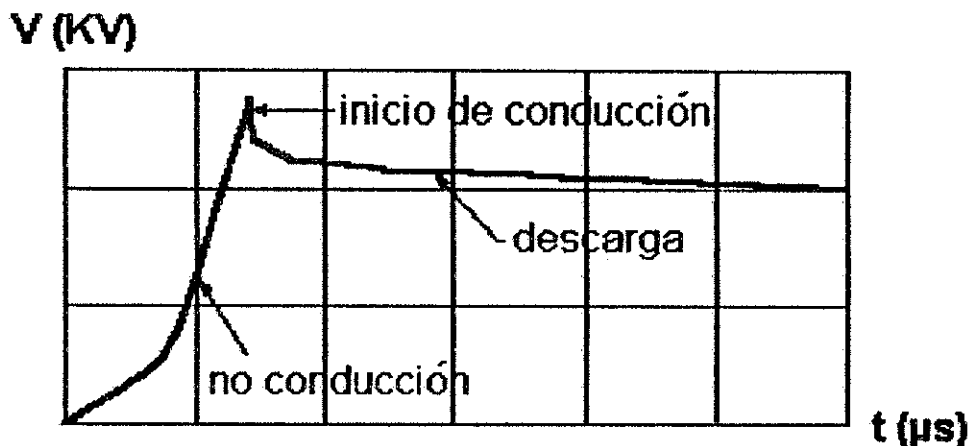


FIGURA No. 1.13
Característica de operación voltaje-tiempo de un pararrayos.

Los pararrayos formados por elementos autovalvulares de óxidos metálicos se clasifican de acuerdo con sus características y a los requerimientos de las pruebas a los cuales son sometidos; la norma ANSI/IEEE C 62.11 1,987 IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits los clasifica en:

- Clase estación
- Clase intermedia
- Clase distribución
- Servicio pesado
- Servicio normal
- Secundario

- Pararrayos clase estación.

Pararrayos diseñados principalmente para la protección de equipos de gran potencia e importancia como transformadores de potencia. Se distinguen de las otras clases de pararrayos por su construcción robusta, características de protección y alta capacidad de descarga de corrientes. Se les fabrica para protección de sistemas con rango de tensiones nominales entre 2.4 kV hasta 765 kV y frecuencias de operación de 50 y 60 Hz. Están formados por elementos autovalvulares de resistencia no lineal, pudiendo contener explosores, que dependen del tipo de pararrayos y del voltaje de operación nominal, poseen carcasa de porcelana. Estos pararrayos se integran con mecanismo de alivio de sobrepresión interna para evitar la explosión del pararrayos en caso de falla por conducción de elevada corriente de descarga.

- Pararrayos clase intermedia.

Pararrayos diseñados primariamente para la protección de transformadores de mediana potencia y de distribución, así como otros equipos. Se les diseña para protección de sistemas con voltajes nominales entre 2.4 kV hasta 138 kV y frecuencias de operación de 50 y 60 Hz.

Están constituidos por elementos autovalvulares no lineales dentro de una carcasa de porcelana o material polímero. Al igual que los pararrayos clase estación, poseen mecanismo de alivio de sobrepresión interna.

- Pararrayos clase distribución.

Pararrayos diseñados primariamente para la protección de transformadores de distribución y otros equipos como bancos de capacitores. Se fabrican para rango de voltajes entre 2.4 kV hasta 34.5 kV y frecuencias de 50 y 60 Kz. Estos pararrayos se construyen con elementos autovalvulares no lineales dentro de una carcasa aislante de porcelana o material polímero. A los pararrayos clase distribución se les subclasifica en:

3.1 Servicio pesado (Heavy-Duty)

3.2 Servicio normal (Normal-Duty)

Los pararrayos clase distribución para servicio pesado son diseñados para soportar mayores intensidades de descarga que los pararrayos clase distribución para servicio normal, y por lo tanto son sometidos a pruebas de laboratorio de capacidad de descarga más exigentes que los pararrayos para servicio normal, según se verá más adelante.

- Pararrayos clase secundario.

Pararrayos diseñados para protección de equipos con tensiones nominales de operación menores de 2.4 kV y frecuencias de operación de 50 y 60 Hz. Esta clase de pararrayos está integrado por varistores no lineales (semiconductores) dentro de una carcasa de porcelana o material polímero.

Los cuadros No. 1.4, 1.5 y 1.6 muestran algunos de los diferentes requerimientos de prueba a los cuales son sometidos los pararrayos de acuerdo con la clase a la que pertenecen, según la norma ANSI/IEEE C 62.11-1, 1987. La explicación y los procedimientos de cada prueba se detallan en el capítulo 2, cuando se describan los mismos para los pararrayos polímeros de línea de ZnO.

Clasificación de pararrayos [clase]	Corriente de impulso Onda 8x20 μ s kA [valor cresta]
Estación (800 kV*)	20
Estación (550 kV*)	15
Estación (< 550 kV*)	10
Intermedia	5
Distribución Servicio pesado	10
Servicio normal	5
Secundario	1.5

* Voltaje máximo del sistema.

Cuadro No. 1.4

Clasificación de corrientes de impulso de rayo para diferentes clases de pararrayos según ANSI/IEEE C 62.11-1, 1987.

La corriente de impulso de rayo es el valor cresta de la onda normalizada de 8x20 μ s que se aplica a cada clase de pararrayos para determinar su característica voltaje de descarga- tiempo durante el frente de onda.

Clasificación de pararrayos [clase]	Corriente de impulso por maniobras * [kA] valor cresta
Estación 3 - 150 kV	500
151 - 325 kV	1000
326 - 900 kV	2000
Intermedia	500
Distribución Servicio pesado	500
Servicio normal	500

*La corriente de impulsos por maniobras es una onda de 45 μ s tiempo de cresta y amplitud mostrada.

Cuadro No. 1.5

Clasificación de corrientes de impulso por maniobras en el sistema para diferentes clases de pararrayos según ANSI/IEEE C 62.11-1, 1987.

Clasificación de pararrayos [clase]	Mínima corriente onda 4 x 10 μ s valor cresta [kA]
Estación	65
Intermedia	65
Distribución Servicio pesado	100
Servicio normal	65
Secundario	10

Cuadro No. 1.6

Corrientes de descarga mínima de alta magnitud y corta duración 24 aplicadas a diferentes clases de pararrayos según ANSI/IEEE C 62.11-1, 1987.

1.10 Blindaje de líneas de transmisión

Para proteger las líneas de transmisión contra las descargas directas de rayos sobre los conductores de fase, se colocan encima de los conductores, cables aéreos de guarda o de tierra y bayonetas conectados a tierra en cada estructura de apoyo (postes o torres).

La función de estos cables de guarda y bayonetas (puntas Franklin) consiste en interceptar los rayos evitando que incidan sobre los conductores de fase y descargarlos a tierra a través de las puestas a tierra en las estructuras.

El conjunto de cables de guarda y/o bayonetas conforman lo que se denomina el blindaje de la línea de transmisión. En las siguientes secciones se hace una descripción del cálculo de la zona de protección cubierta por el blindaje con cable de guarda y bayoneta según el método empleado por la Asociación alemana de investigación para la tecnología de alta tensión y grandes intensidades FGH (antes denominada SFH)⁴.

Existen otros modelos y métodos desarrollados por diversos autores y/o asociaciones los cuales pueden utilizarse también para el cálculo de la zona de protección contra rayos cubierta por el blindaje de la línea. En este informe de tesis se presenta el

⁴ MANUAL DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA. Brown, Boveri & CIE. Traductor al castellano: Jens-U.H. Schweitzer. España: edit. URMO S.A.. 1,983. 387-95 pp.

método de la FGH por ser bastante práctico y sencillo⁵.

1.10.1 Zona de protección con cable de guarda

De acuerdo con los ensayos realizados con instalaciones piloto, mediciones, observaciones y experiencias adquiridas a lo largo de varios años, la sección transversal de la zona de protección que cubre un cable de guarda en una línea de transmisión, es la que se encuentra dentro de los dos arcos y el nivel del suelo en la Figura No. 1.14. El espacio cubierto por la zona de protección del cable de guarda, se extiende a lo largo del mismo cable.

La sección de la zona de protección a lo largo de un cable de guarda está limitada según la Figura No. 1.14 por un arco, cuyo centro M dista, tanto del suelo como del cable de guarda B, el doble de la altura del propio cable de guarda H. Este arco toca el suelo a una distancia de $\sqrt{3} \cdot H$ desde el pie del cable de guarda como se puede demostrar.

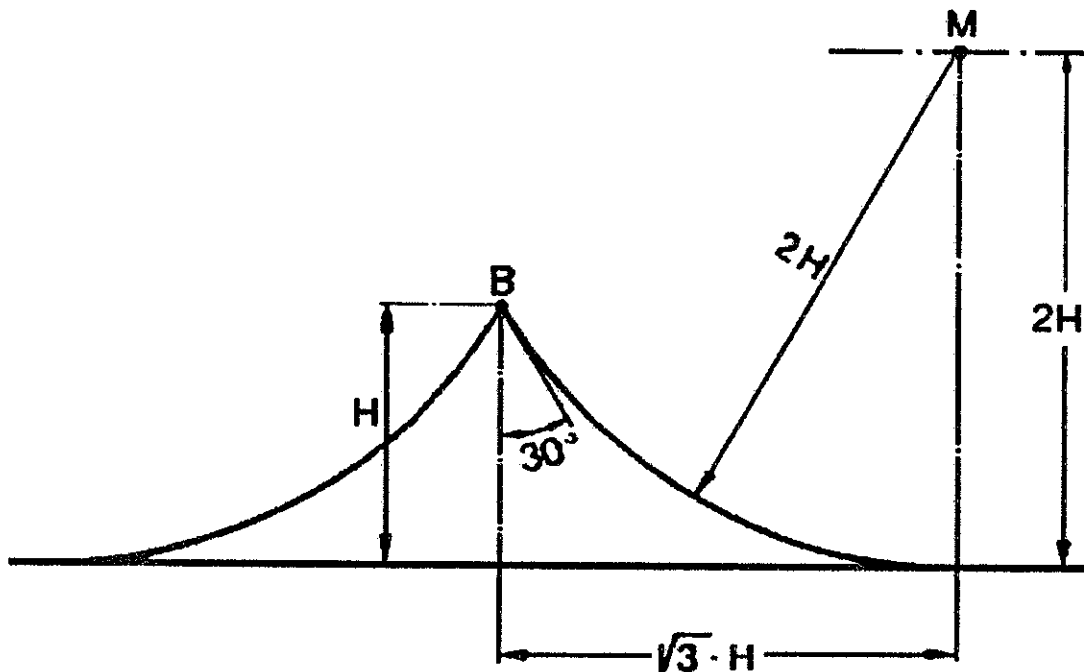


FIGURA No. 1.14

Sección transversal de la zona de protección cubierta por un cable de guarda.

⁵ MOUSA, Abdul. Shielding of high-voltage and extra-high-voltage substations. Revista IEEE Transactions on power apparatus and systems; july-august/1,976, Vol. PAS-95. No. 4. EEUU: edit. IEEE, 1,976. 1,303-1,310 pp.

El ángulo entre las tangentes en las dos curvas de limitación tiene en su punto de intersección $2 \times 30^\circ$. Partiendo de lo anterior, puede suponerse, como una aproximación, que el espacio de protección de un cable de guarda está formado por un prisma triangular recto, cuya sección transversal tiene la forma un triángulo equilátero de $2 \times 30^\circ$ de ángulo superior, con vértice superior a la altura del cable de guarda. En el capítulo 2, se tratará el efecto sobre la probabilidad de falla del blindaje al ampliar en ángulo.

La sección transversal de la zona de protección para dos cables de guarda, cuya separación mutua es $C \leq 2 \cdot H$, se encuentra indicada en la Figura No. 1.15. Las líneas de limitación exterior se trazan como en el caso de un solo cable de guarda. La sección de la zona de protección entre los cables de guarda B queda limitada por un arco cuyo centro M_1 está a una altura $2 \cdot H$ (dos veces la altura del cable de guarda) y el centro entre ambos cables. Su radio R equivale a la distancia entre los cables de guarda B y el punto central M_1 .

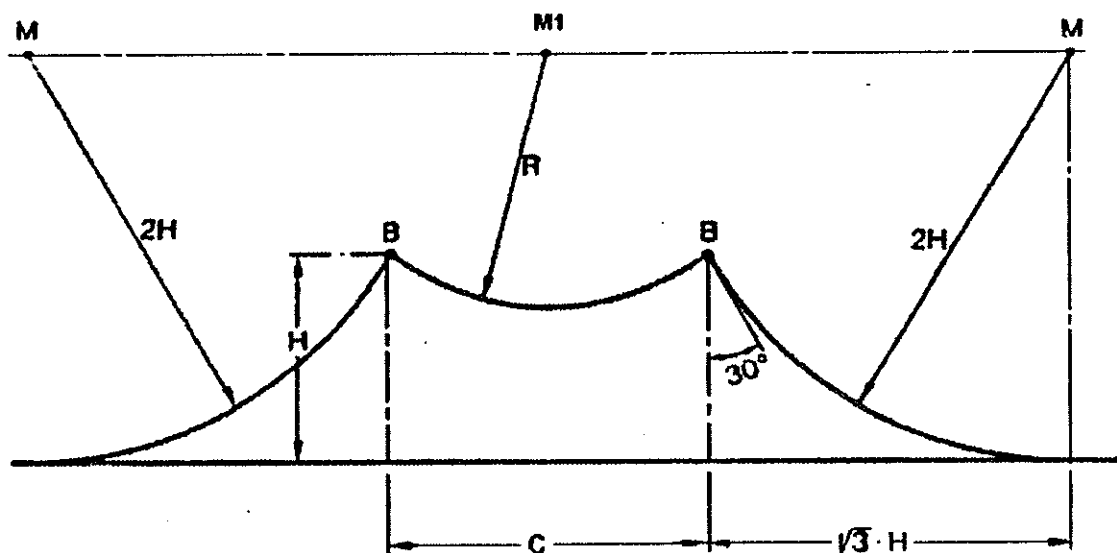


FIGURA No. 1.15

Sección transversal de la zona de protección cubierta por dos cables de guarda.

Cuando se disponga de más de dos hilos de guarda, el procedimiento del trazo de la sección transversal de la zona de protección, es análogo al trazo de la zona de protección con dos cables de guarda. Todos los cables conductores de la línea deben de estar dentro de la zona de protección a fin de obtener un apantallamiento efectivo.

1.10.2 Zona de protección con bayonetas

La zona de protección cubierta por una bayoneta o punta Franklin, de acuerdo con las experiencias y las observaciones efectuadas, tiene una forma cónica, como lo muestra la Figura No. 1.16, la cual está limitada por un arco en el plano de la sección, cuyo centro M está a una distancia tres veces la altura H de la bayoneta, a partir del suelo como de la punta de la misma. Este arco toca el suelo a una distancia de $\sqrt{5} \cdot H$ medida desde el punto del pie de la bayoneta.

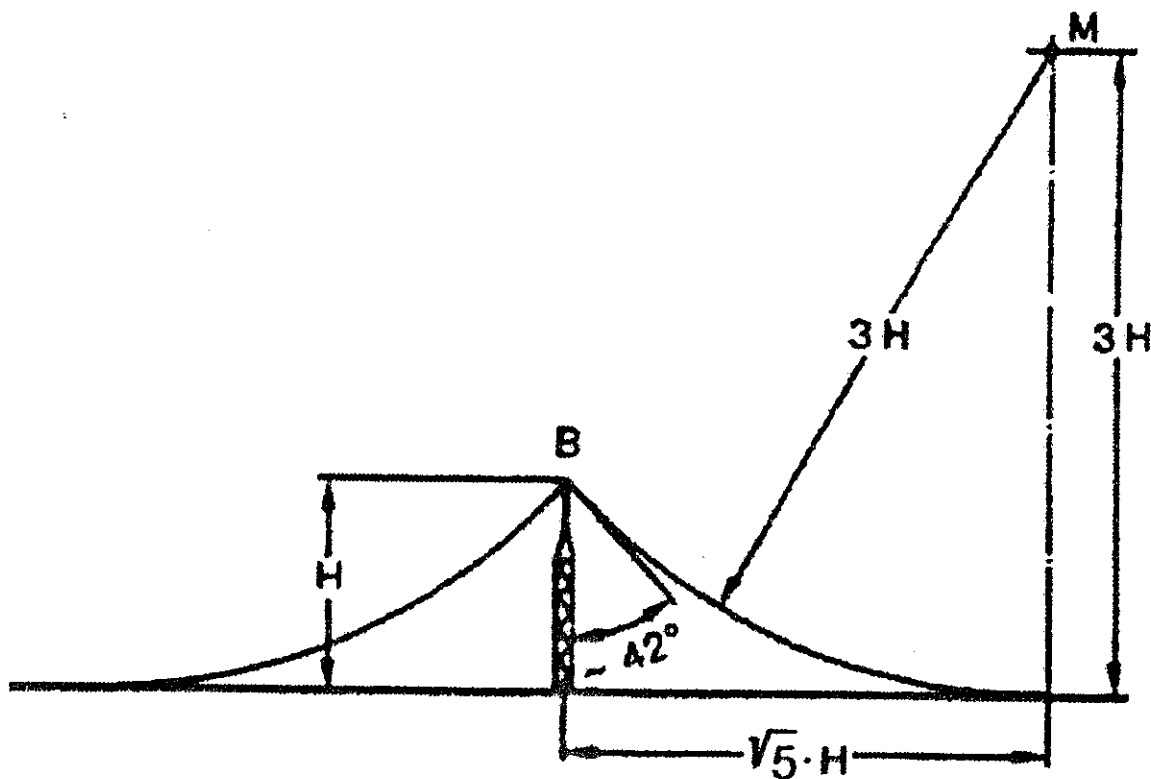


FIGURA No. 1.16

Plano en sección del espacio de protección mediante una bayoneta

Entre dos bayonetas, separadas a una distancia $C \leq 3 \cdot H$, se forma una zona protegida, la cual en el plano de la sección mostrada en la Figura No. 1.17, está limitada por un arco circular de radio R y centro M1 a una altura $3 \cdot H$ en medio de las dos bayonetas. El ángulo entre las tangentes en las dos líneas de limitación tiene en su punto de intersección $2 \times 42^\circ$. Por lo tanto, puede aproximarse el espacio de protección, formado por una bayoneta, como un cono recto de 42° de abertura y vértice en el

extremo superior de la misma.

En caso de existir más de dos bayonetas, el procedimiento del trazo de la zona de protección es similar al mostrado para dos bayonetas. Todos los conductores de fase de la línea deben de encontrarse dentro del espacio de la zona de protección para estar protegidos.

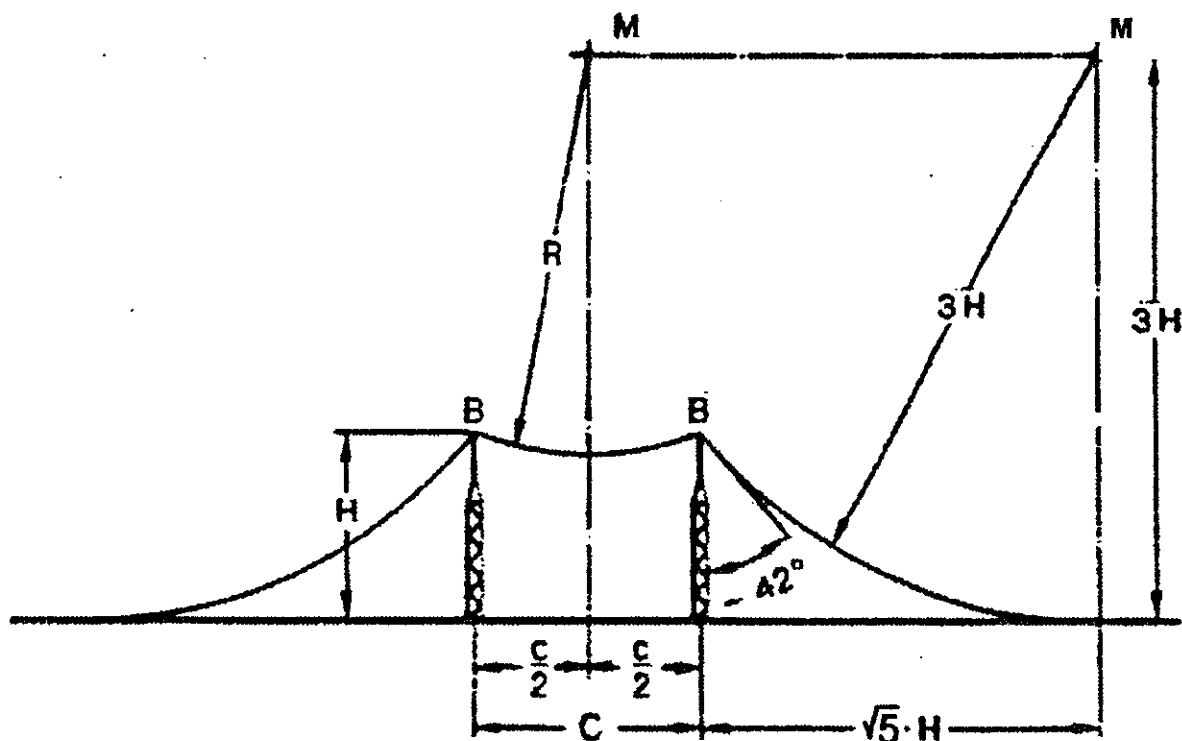


FIGURA No. 1.17

Plano en sección del espacio de protección mediante dos bayonetas.

CAPÍTULO 2

PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS UTILIZANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ÓXIDO DE ZINC

«Este árbol se encuentra aquí, solitario, en la montaña; ha crecido muy por encima de hombres y animales. Si quisiera hablar, nadie le entendería: tanto es lo que ha crecido.

Ahora va esperando y va esperando..., ¿qué es lo que va esperando? Habita demasiado cerca del asiento de las nubes. ¿Esperará, acaso, un primer rayo?»

F. Nietzsche,
Así habló Zarathustra,
Del árbol de la montaña

2.1 Introducción

La aplicación de pararrayos para la protección contra rayos en líneas de transmisión no es una idea nueva. Desde inicios de la tercera década de este siglo hasta finales de la quinta, tubos de expulsión o de protección fueron usados en la construcción de nuevas líneas en vez de cables aéreos de guarda. La experiencia con estos primeros pararrayos dio como resultado un buen funcionamiento de la línea. Sin embargo, los excesivos costos de mantenimiento y la vida limitada de estos pararrayos, eventualmente los hizo obsoletos.

Después de discontinuar los primeros pararrayos, algunas compañías de distribución de energía eléctrica recurrieron a colocar pararrayos clase estación o clase intermedia en estructuras ubicadas en puntos críticos a lo largo de la línea.

Con el advenimiento de la tecnología de los pararrayos de óxidos metálicos, fue posible reiniciar los estudios y pruebas sobre la protección en líneas de transmisión. Desde 1,981, un programa extenso de investigación fue puesto en marcha para examinar la tecnología de aplicar pararrayos en líneas de transmisión, a fin de solucionar los problemas concernientes al flameo de aisladores debidos al impacto de rayos y que no eran satisfactoriamente resueltos por el blindaje tradicional con cable de guarda y otros métodos.

Pararrayos especiales de óxido de zinc (ZnO) con explosores en serie fueron desarrollados e instalados en 1,983 por Appalachian Power Company, en el área de Roanoke, Virginia, Estados Unidos, en

una línea de 138 kV⁶. El objetivo del programa de investigación de esta compañía estaba centrado en explorar los medios de reducir el flameo de aisladores en localidades expuestas, donde la baja resistencia de toma de tierra no era posible. Los resultados obtenidos luego de la instalación de los pararrayos, indicaron una mejora en el funcionamiento de la línea a través de una reducción en el número de salidas por rayos por año.

El porcentaje de flameos en aisladores de líneas de transmisión puede ser reducido por el incremento del aislamiento o por la reducción de la resistencia de aterrizaje en cada estructura de apoyo (torre o poste). Ninguno de estos métodos puede ser aplicado si las libranzas en la estructuras de apoyo están reducidas o si las líneas se encuentran en lugares montañosos de alta resistividad de suelo y no es posible tanto técnica como económicamente mejorarla. Una opción que se presenta es la de instalar pararrayos de línea en paralelo a los aisladores para suprimir el flameo en los mismos.

La aplicación de los pararrayos de línea planteaba a comienzos de la década pasada un reto para la ingeniería eléctrica y ciencia de los materiales, ya que esa nueva tecnología no había sido bien desarrollada hasta esa fecha. Estos pararrayos debían reunir los requerimientos eléctricos básicos de protección al aislamiento y exigencias de tipo mecánico⁷.

Uno de los requerimientos primarios de diseño de los pararrayos de línea era que debía tener la capacidad de desfogar o dejar escapar la excesiva presión generada durante la falla del pararrayo. Con el desfogue de estas sobrepresiones, se elimina la posibilidad de tener un pararrayos explotado cerca de un aislador, lo cual puede dañar a este último, produciendo una falla permanente en la línea.

Con el advenimiento de los materiales aislantes polymeros empleados en líneas de transmisión, surgen los pararrayos polymeros introducidos por The Ohio Brass Company de Estados Unidos en 1,986; el alivio de la presión fue logrado en un pararrayos a una fracción baja del costo asociado con los pararrayos clase estación e intermedia. El pararrayo de carcasa de polimero con envoltura de fibra de vidrio epóxica y elemento valvular formado por discos

⁶ SHIH, C. et.al. Application of special arresters on 138 kV lines of Appalachian Power Company. Revista IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Octubre/1,985, Vol. PAS-104. No. 10. EEUU: edit. IEEE, 1,985. 2,857-2,863 pp.

⁷ KOCH, R. et.al. Design of zinc oxide transmission line arrester for application on 138 kV tower. Revista IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems; Octubre/1,985. Vol. PAS-104. No. 10. EEUU: edit. IEEE, 1,985. 2,675-2,680 pp.

apilados de óxido de zinc, eliminó el peligro de la explosión, aun si un arco potente es establecido en el interior del pararrayos, ya que al momento de producirse la sobrepresión interna, el material polimero de la carcaza se parte o raja desfogando al exterior la sobrepresión. Con lo anterior, la carcaza se mantiene unida al resto del pararrayos, sin que se produzca explosión.

El ingreso de la humedad es una importante causa de falla en los pararrayos convencionales de porcelana; con los pararrayos polimeros de óxidos metálicos, este problema fue eliminado ya que no se permite contacto del interior con la atmósfera.

Los nuevos pararrayos polimeros de línea formados por óxidos metálicos, cumplieron con las exigencias eléctricas y mecánicas para ser instalados en líneas de transmisión y reducir el flameo de aisladores. Tales exigencias son:

- Eléctricas.
- Proteger los aisladores de la línea de transmisión durante la descarga a tierra de las sobretensiones electroatmosféricas, proporcionando un voltaje de descarga debajo de los voltajes que definen los niveles de tensión del aislamiento, con un margen de protección aceptable (15-20%), según las normas de los fabricantes).
- Poseer la capacidad de disipación de energía suficiente para poder soportar los ciclos de descargas a los que se verá sometido el pararrayos en operación, sin dañarse o destruirse.
- Los elementos autovalvulares internos de óxido de zinc, así como el material polimero que forma la carcaza deben tener un tiempo de vida útil aceptable, según las normas de fabricantes de pararrayos (no menor de 30 años)
- Mecánicas.
- Desfogar sin explotar la alta presión interna generada por la descarga de elevadas corrientes dentro del pararrayos.
- El material de la carcaza debe poseer suficiente resistencia mecánica para soportar las condiciones ambientales extremas a las que se verá expuesto en operación en la línea.
- El peso del pararrayos no debe imponer una carga mecánica excesiva tanto a los aisladores como a la estructura de apoyo que haga necesario rediseñar o reforzar mecánicamente la línea.
- Facilidad de montaje de los pararrayos en las estructuras de línea.

Si bien los pararrayos de línea fueron creados a un principio para la protección de aisladores en puntos críticos de la línea

tales como: estructuras con alta resistencia de aterrizaje, regiones con muy alto nivel kerámico, etc, pronto se iniciaron estudios para evaluar la posibilidad de emplear estos pararrayos en líneas de transmisión y que sustituyeran por completo la protección tradicional con cable de guarda, es decir, aplicar un nuevo esquema de protección empleando únicamente pararrayos.

Los resultados de las investigaciones y pruebas realizadas por varias compañías de electricidad en los Estados Unidos, han demostrado la eficacia de la protección contra descargas electroatmosféricas empleando pararrayos polymeros de línea, de tal manera que hoy en día de dan varias aplicaciones, por ejemplo: construcción de líneas nuevas, líneas no blindadas, líneas con tramos sin blindaje, líneas reconstruidas, etc.

En cuanto a la experiencia y a la cantidad de kilómetros instalados de pararrayos polymeros de ZnO en líneas de transmisión, puedo mencionar lo siguiente:

1. La compañía estadounidense Georgia Power instaló pararrayos polymeros de línea de ZnO 88 kV MCOV, 100 kV nominal en una línea de transmisión de 115 kV en el noreste del estado de Georgia, luego de que en el año de 1,986 esta línea tuviera 16 salidas por rayos. Las regiones montañosas atravesadas por la línea tienen resistividades de suelo altas, lo cual hace que la resistencia de puesta a tierra se incremente, que da como resultado el flameo de aisladores en el momento de la descarga de un rayo por la línea. La cantidad de kilómetros de línea con instalación de pararrayos no aparece en la fuente consultada.
2. En 1,989, la compañía estadounidense TU Electric realizó un estudio técnico-económico entre el esquema de protección con pararrayos polymeros de línea y cable de guarda, con el propósito de solucionar el problema relacionado al alto número de salidas de línea por rayos en aproximadamente 450 millas (720 Km) de líneas no blindadas en algunas áreas en los EEUU. La mayoría son viejas líneas de 69 kV. Mientras estas líneas representan menos del 10 % del total en servicio en el área, ellas eran responsables de cerca del 40 % de las interrupciones en el área. La compañía TU Electric instaló pararrayos polymeros de línea de ZnO en 5 líneas cubriendo un total de 125 millas (200 Km), y cables de guarda con bayonetas en 30 millas (48 Km) de las 450 millas de línea sin blindaje. Aunque los pararrayos, no han estado es servicio por una cantidad considerable de tiempo para establecer conclusiones definitivas, los registros de operación de todas las líneas

⁸ REARSON, John. Hanging protecta lite arresters reduce outages on 115 kV line. Revista protecta lite special edition hi-tension news; 1,989. EEUU: edit. Ohio-Brass Co., 1,989. 11 pp.

indican reducción en el número de salidas por año con relación a lo que se tenía anteriormente.

3. La línea de 44 kV, de 81.6 Km de longitud que parte de la subestación transformadora de Manitouwadge hacia el poblado de Hornepayne, en el área de Kapuskasing en el norte de Ontario Canadá, experimentó en 1,991 un total de 30 interrupciones. De estas 15 fueron planeadas y las restantes 15 se debieron a incidencia de rayos. Anteriormente se habían instalado 31 pararrayos de carburo de silicio con explosores en la fase superior de la línea, pero este método de protección no redujo las salidas por rayos a un nivel aceptable y alrededor de 5 a 6 pararrayos fallaron debido a los rayos captados por la línea. El estudio del problema en esta línea se realizó en colaboración con la compañía Ohio-Brass fabricante de los pararrayos polimeros de línea de ZnO. Dicho estudio fue completado en marzo de 1,992, y la instalación de 30 pararrayos protecta*lite de 42 kV, MCOV, 50 kV nominal se terminó en mayo de 1,992. En octubre de ese mismo año, luego de la estación de tormentas eléctricas en la zona, no se registró ninguna salida de línea ni falla de pararrayos¹⁰.

4. Al noroeste de la ciudad de Oklahoma en EEUU una línea de 34.5 kV experimentó en 1,988 53 interrupciones, y debido a su importancia, ya que abastece a dos grandes consumidores locales; esta cantidad resulta intolerable. Corporate Engineering luego de un estudio recomendó la instalación de pararrayos en las tres fases cada 244 m aproximadamente. A finales de 1,989 se instalaron los pararrayos y de esa fecha hasta octubre de 1,990 se registraron 9 interrupciones, ninguna de las cuales fue atribuible a incidencia de rayos en la línea. Esta mejora es más significativa en cuanto a que en abril de 1,990 se registraron, por un período de 3 días, tormentas eléctricas continuas en el área. La longitud de la línea no aparece en la fuente consultada¹¹.

⁹ SANDERS, Jim et.al. Polymer arresters as an alternative to shield wire. Revista hi-tension news; 1,992, Vol 63. No. 2. EEUU: edit. Ohio-Brass Co., 1,992. 4-8 pp.

¹⁰ KUNDU, Debu. An approach to reduce 44 kV line outages due to lightning installing protecta lite arresters. Revista hi-tension news; 1,992/1,993, Vol. 64. No. 1. EEUU: edit. Ohio-Brass Co., 1,993. 4-5 pp.

¹¹ STANSBERRY, Randall A.. Protecting distribution circuits: overhead shield wire versus lightning surge arresters. Revista transmission & distribution; abril 1,991. EEUU: s.p.i. 1,991. 56-61 pp.

Sin duda existen más casos, donde hasta la fecha, se ha aplicado la tecnología de los pararrayos polymeros de línea de ZnO en otras regiones de EEUU y del mundo.

2.2 Características de los pararrayos polymeros de línea de ZnO

Los pararrayos polymeros de línea de óxido de zinc están formados por una caparazón o carcaza de fibra de vidrio/polymero y bloque de elementos valvulares de óxido de zinc apilados internamente.

El miembro estructural del pararrayo es una barra dieléctrica de fibra de vidrio, que posee elevada resistencia mecánica. Los faldones son moldeados con compuestos de propileno etileno aleado (polymero) muy resistente a la oxidación, contaminación y degradación típica asociada con las condiciones extremas del medio ambiente. Las conexiones eléctricas entre los extremos de la carcaza y los herrajes son realizadas mediante procesos especiales y una resistente silicona dieléctrica compone la interface entre la barra de fibra de vidrio y los faldones. La Figura No. 2.1 muestra las partes componentes de un pararrayo de este tipo.

Como lo muestra la Figura No. 2.1, los elementos valvulares de estos pararrayos lo conforman discos apilados internamente de óxido de zinc, que constituyen un varistor de óxido metálico (MOV). Estos elementos poseen un alto grado de no linealidad; no necesitan de explosores y tienen un comportamiento más ideal, comparado con los elementos valvulares tradicionales de carburo de silicio (SiC).

La tecnología de los pararrayos de elementos valvulares de carburo de silicio fue trabajada ampliamente durante 50 años aproximadamente, hasta la década de los setenta, donde aparecieron los primeros pararrayos de óxidos metálicos que comenzaron a reemplazar a los de SiC. La principal razón de este cambio, estriba en que los bloques varistores de óxidos metálicos MOV, hacen que se aproxime el comportamiento del pararrayo a uno ideal, el cual tiene una resistencia infinita en condiciones normales y una resistencia cero cuando el voltaje a través del pararrayo excede un valor límite. Una comparación de las características V-I de ambos tipos de pararrayos la muestra la Figura No. 2.2.

Los bloques MOV se encuentran en el interior del pararrayos, al variar las dimensiones de los mismos (alto y diámetro), que están determinadas por el voltaje nominal del pararrayos, se ha logrado hasta la fecha fabricar pararrayos para protección de líneas entre 4,160 y 230,000 voltios. Los pararrayos polymeros de línea de óxido de zinc utilizan los mismos bloques MOV que se emplean para la construcción de los pararrayos clase estación.

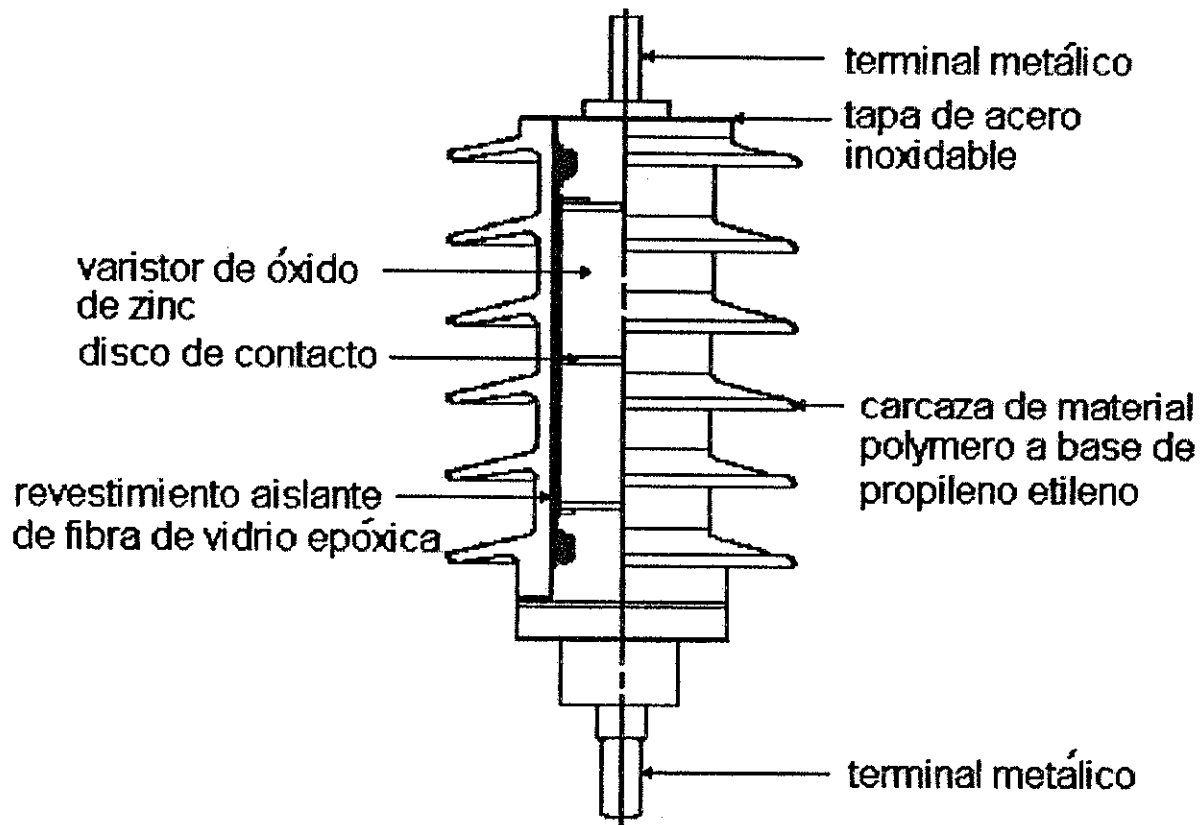


FIGURA No. 2.1

Vista frontal y corte de una pararrayos polímero de línea de ZnO.

2.2.1 Característica de descarga

La característica de descarga de los pararrayos de ZnO es similar a los de SiC, excepto que el pararrayos de ZnO responde a los impulsos de voltaje con un estado de menor resistencia. La Figura No. 2.3 muestra la característica de descarga (V - t) de un pararrayos de ZnO de Ohio-Brass Company.

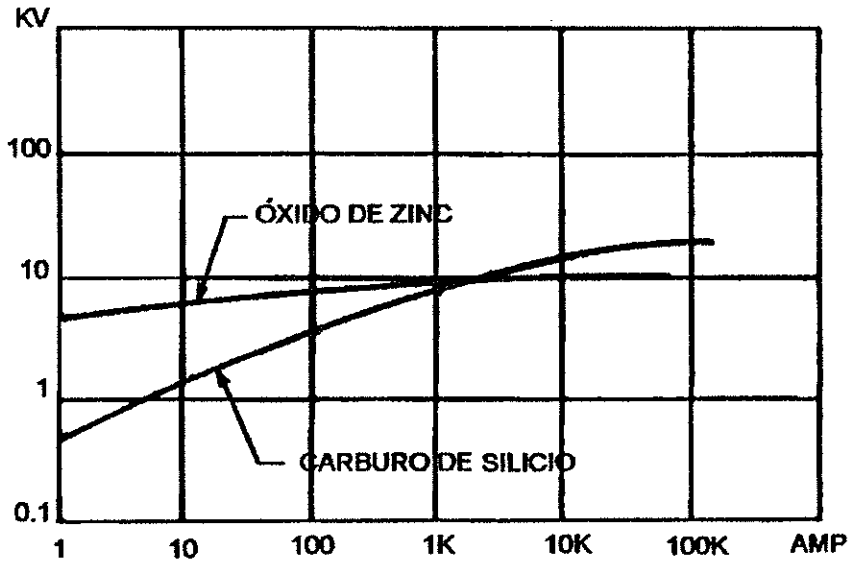
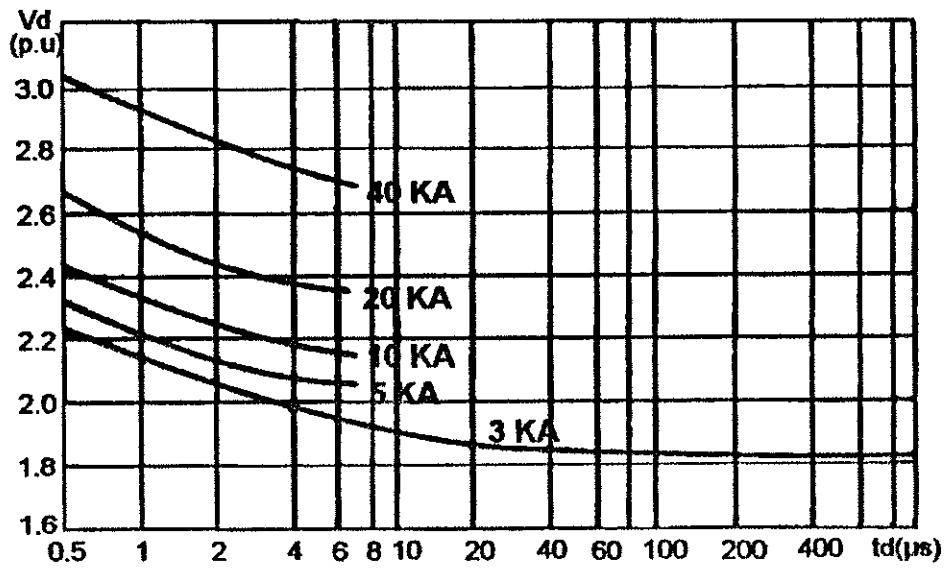


FIGURA No. 2.2
 Característica V-I de elementos valvulares de 6 kV de óxido de zinc y de carburo de silicio.



V_d = voltaje cresta de descarga en p.u. sobre el MCOV
 t_d = tiempo para descargar el voltaje cresta

FIGURA No. 2.3
 Característica de descarga de un pararrayo polimero de ZnO.

El comportamiento en la descarga de un pararrayo polimero de línea de ZnO queda definido por los siguientes valores.

2.2.1.1 Voltaje de cebado

Es la mínima magnitud del voltaje que causa el inicio del estado de conducción y por lo tanto la descarga a través del pararrayo. Este voltaje depende de la forma de la onda de voltaje aplicada, por lo que se especifica voltaje de cebado para: frente de onda de 1,200 kV/ μ s, onda de impulso 1.2 x 50 μ s, onda de alta frecuencia, onda de baja frecuencia.

2.2.1.2 Voltaje de descebado o de corte

Después que el sobrevoltaje ha sido eliminado, el pararrayo debe ser capaz de interrumpir la corriente de baja frecuencia al primer paso por cero y recobrar su condición de aislador. El voltaje de descebado es el valor eficaz del máximo voltaje de baja frecuencia (50 o 60 Hz) aplicado al pararrayo, para el cual éste puede interrumpir la corriente y mantenerse en estado aislador. El voltaje de descebado es generalmente igual o un poco mayor al voltaje nominal del pararrayo.

2.2.1.3 Voltaje de operación continuo máximo (MCOV)

El voltaje de descebado de un pararrayos debe ser siempre superior al voltaje de operación continuo máximo de baja frecuencia (MCOV) al que puede quedar sometido el pararrayos; de no ser así, el pararrayo no podría interrumpir la corriente de baja frecuencia que tiende a circular por él, una vez se ha convertido en conductor debido a un sobrevoltaje transitorio de suficiente magnitud.

Los sobrevoltajes de baja frecuencia de mayor magnitud que pueden presentarse en un sistema se deben principalmente a cortos circuitos monofásicos a tierra, que producen una elevación en las fases que no han fallado. La magnitud de estos sobrevoltajes depende de las características del sistema y de la forma en que estén conectados los neutros de los transformadores y generadores.

La selección del tamaño de un pararrayos polimero de línea de ZnO está basado en el voltaje de operación continuo máximo (MCOV) que es aplicado a través del pararrayo en servicio. Para sistemas con neutral sólidamente aterrizado, el MCOV tiene como máximo valor un 80% del voltaje entre fases máximo de diseño de la línea. El voltaje entre fases máximo de diseño se calcula como un voltaje con un 5% de incremento del voltaje entre fases nominal de la línea.

Para sistemas no aterrizados o aterrizados por medio de impedancias, el MCOV se encuentra entre un 90% y 110 % del voltaje entre fases máximo de diseño.

Los fabricantes proporcionan en sus catálogos tablas que permiten seleccionar el MCOV de los pararrayos de acuerdo con el voltaje nominal de la línea y a las características de conexión del neutral en el sistema. En el capítulo No. 3, se presenta una tabla

de este tipo.

2.2.1.4 Voltaje máximo de descarga

La caída de voltaje provocada por la corriente de descarga del pararrayos (I·R), depende de la forma de onda y la magnitud de la corriente aplicada. Por esta razón, se define el voltaje máximo de descarga en kV valor cresta, para diferentes tipos de impulsos. Los voltajes de descarga, para los pararrayos polymeros de línea, especificados por las pruebas de laboratorio de los fabricantes son:

- Voltaje máximo de descarga para onda normalizada de 8x20 μ s
Es el valor cresta de voltaje de descarga máximo que el pararrayos presenta al aplicársele un impulso de corriente normalizada de 8x20 μ s y de diversos valores cresta (1.5, 3, 5, 10, 20, 40 kA).
- Voltaje máximo de descarga para impulso de maniobra (SSM IR)
Es el valor cresta de voltaje de descarga máximo que se establece en el pararrayo cuando se le aplica una onda de corriente de 45 μ s tiempo de cresta y 500 A de amplitud. Esta forma de onda simula disturbios en el sistema debido a maniobras de interruptores.
- Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápida (EFOW)
Es el valor cresta de voltaje de descarga máximo para un frente de onda de rápido incremento, el cual asciende a su cresta en 0.5 μ s y es producido por un impulso de corriente de 10 kA. Al voltaje máximo de descarga para frente de onda rápida, se le conoce también como Equivalent Front of Wave (FOW) en algunos catálogos de fabricantes. Para los pararrayos polymeros de línea de ZnO, este voltaje aproximadamente es un 15% mayor que el voltaje máximo de descarga (8x20 μ s) para 10 kA.

Un hecho importante en la característica de descarga de un pararrayos, consiste en que luego de descargar una alta corriente puede incrementar la resistencia instantánea que presenta en operaciones futuras. A continuación de una descarga de gran intensidad (100 kA), un pararrayo de ZnO puede incrementar su resistencia entre 1% y 2% permanentemente.

En el capítulo 3 se presentan tablas que muestran datos sobre las características de descarga y otras de los pararrayos polymeros de línea de ZnO.

2.2.2 Capacidad de resistencia a sobrevoltajes de baja frecuencia temporales

Los pararrayos polymeros de línea de ZnO tienen aplicado, bajo condiciones normales, el voltaje de línea a neutro en sus elementos valvulares. Estos bloques pueden resistir sobrevoltajes de baja frecuencia (50 y 60 Hz) por un tiempo limitado, que depende de la magnitud, antes de cambiar a su estado conductor.

Los bloques de óxido de zinc resisten 111% del voltaje de operación continuo máximo (MCOV) por períodos de 2,000 horas, con una reducción del 5% en la vida del pararrayos. La Figura No. 2.4 muestra el tiempo de duración máximo que puede soportar un pararrayos, antes de cambiar a su estado conductor, cuando se le aplica un sobrevoltaje temporal de 60 Hz dependiendo si se trata de un pararrayos para servicio pesado o para servicio normal.

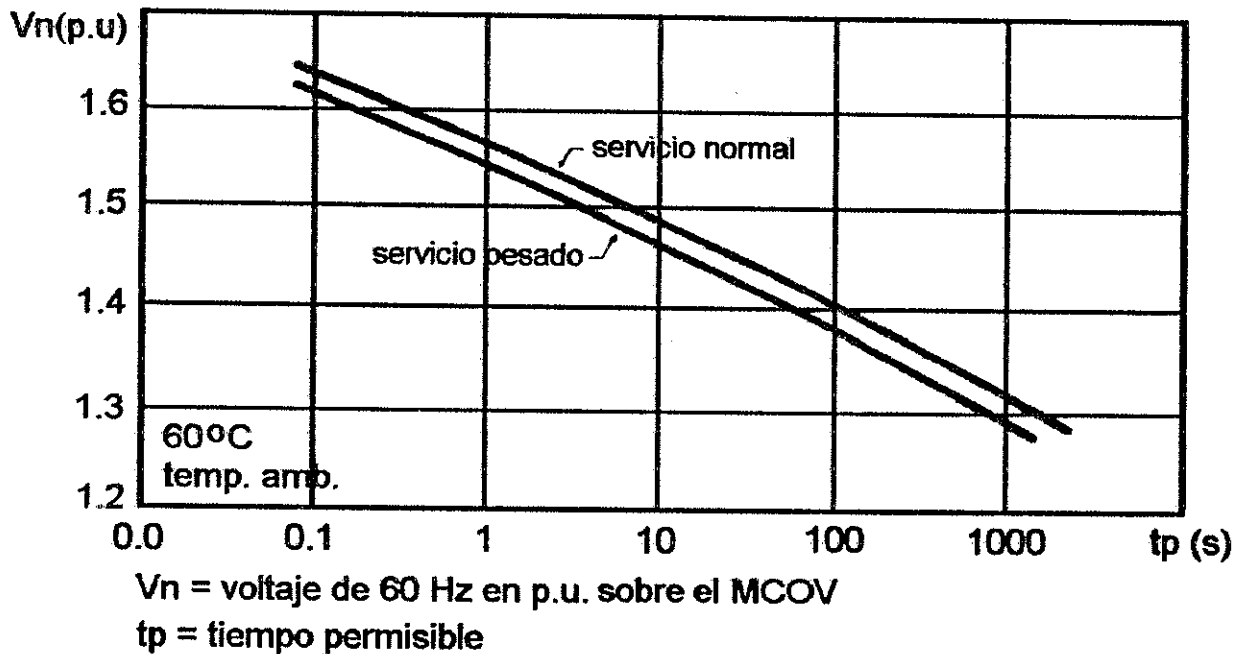


FIGURA No. 2.4

Capacidad de resistencia a sobrevoltajes temporales de 60 Hz de los pararrayos polymeros de línea de ZnO para servicio pesado y servicio normal.

Los pararrayos para servicio pesado son diseñados para soportar mayores intensidades de descarga comparados con los pararrayos para servicio normal, y por lo tanto son sometidos a pruebas de capacidad de descarga más exigentes que los pararrayos para servicio normal como se verá a continuación.

2.2.3 Capacidad de descarga

Todo pararrayos debe tener la capacidad térmica suficiente para descargar distintos tipos de corrientes que pueden circular por él dentro de ciertos límites. Se definen los tres valores siguientes de capacidad de descarga, para los cuales se han normalizado las pruebas correspondientes de los pararrayos para servicio pesado y para servicio normal.

2.2.3.1 Capacidad de descarga de corrientes de gran intensidad y corta duración

Esta condición corresponde a la descarga de corrientes debidas a rayos. En la prueba normalizada se considera una onda de corriente de $4 \times 10 \mu\text{s}$ y se define esta capacidad de descarga como el valor de cresta en amperios, de la mayor corriente que puede descargar el pararrayos sin daño alguno.

2.2.3.2 Capacidad de descarga de corrientes de baja intensidad y larga duración

Esta condición corresponde a descargas debidas a transitorios producidos por la conexión o desconexión de circuitos. La prueba normalizada especifica que el pararrayo debe poder soportar 20 descargas de ondas de corriente rectangulares de $2,000 \mu\text{s}$ de duración y de un valor de cresta determinado.

2.2.3.3 Capacidad para ciclo de descargas sucesivas

La prueba normalizada define la capacidad del pararrayo de resistir repetidas descargas en un corto período de tiempo. Esta prueba es también referida como Prueba de Durabilidad, dado que el pararrayo debe soportar 22 descargas sucesivas de ondas de corriente de $8 \times 20 \mu\text{s}$ en un período de 35 minutos.

Los cuadros No. 2.1 y 2.2 muestran un resumen de las anteriores pruebas, de acuerdo con la norma ANSI C 62.11-1,987 para pararrayos de óxidos metálicos. Las capacidades de descarga mostradas corresponden a pararrayos polymeros de línea de ZnO para servicio pesado y servicio normal de Ohio-Brass Company.

Prueba	Descripción-Capacidad
alta corriente corta duración	2 de 100 kA
baja corriente larga duración	20 de 250A x 2,000 μs
ciclo sucesivo	20 de 10 kA más 2 de 40 kA

CUADRO No. 2.1

Resumen del reporte de capacidades de descarga de los pararrayos polymeros de línea de ZnO para servicio pesado de Ohio-Brass Company.

Prueba	Descripción-Capacidad
alta corriente corta duración	2 de 65 kA
baja corriente larga duración	20 de 75A x 2,000 μ s
ciclo sucesivo	22 de 5 kA

CUADRO No. 2.2

Resumen del reporte de capacidades de descarga de los pararrayos polymeros de ZnO para servicio normal de Ohio-Brass Company.

Las corrientes de gran intensidad y corta duración ponen a prueba el pararrayos para determinar su capacidad de descarga ante una eventual corriente de impulso por impacto de rayo de magnitud elevada (valor cresta de 100 o 65 kA). Descargas de rayos severas en líneas de transmisión pueden originar ondas viajeras de corriente de 65 kA, 100 kA o más.

Las corrientes de baja intensidad y larga duración son ondas viajeras que se desplazan a lo largo de las líneas de transmisión producidas por transitorios en el sistema de potencia, y se originan por la conexión y/o desconexión de circuitos (operación de interruptores).

Los impulsos de corriente que son aplicados en la prueba de durabilidad (ciclo sucesivo), corresponden a ondas de corriente sucesivas que se originan por impacto de rayos en líneas de transmisión, cuya magnitud de descarga provoca ondas viajeras de 5, 10 y 40 kA.

2.2.4 Resistencia a corrientes de falla

Para determinar la forma de falla de los pararrayos polymeros de línea de ZnO debido a sobrepresión interna, se desarrollan pruebas que simulan el resultado de falla debido a rompimiento dieléctrico interno. La norma ANSI/IEEE C62.11-1,987 contempla, en su sección 8.9 y 8.10, las pruebas de resistencia a corrientes de falla/alivio de presión de los pararrayos, las cuales sirven para comprobar que un pararrayos fallado no sufrirá una desintegración violenta. Corrientes de falla de 500 a 20,000 amperios simétricos (rms) onda senoidal de 60 Hz con una duración de 10 a 120 ciclos son aplicadas en esta prueba a los pararrayos polymeros de línea de ZnO.

Ante las corrientes elevadas de descarga, la carcasa del pararrayo polimero se raja o quiebra desfogando la presión interna

generada. A mayores corrientes de falla, la carcasa puede llegar a desprenderse. Los cuadros No. 2.3 y 2.4 muestran las magnitudes de las corrientes de prueba y el tiempo de aplicación de cada corriente, luego de lo cual se comprueba que el pararrayos haya desfogado la sobrepresión a través de las rajaduras de su carcasa sin producir explosión. Estos cuadros indican las corrientes de falla de prueba aplicada a los pararrayos polymeros de línea de ZnO para servicio pesado y servicio normal respectivamente.

Amperios simétricos (rms)	Duración (ciclos)
500	120
2,500	60
5,000	30
10,000	10
20,000	10

CUADRO No. 2.3

Prueba de resistencia a corrientes de falla en los pararrayos polymeros de ZnO para servicio pesado.

Amperios simétricos (rms)	Duración (ciclos)
500	120
2,500	60
5,000	30
10,000	10

CUADRO No. 2.4

Prueba de resistencia a corrientes de falla en los pararrayos polymeros de ZnO para servicio normal.

2.2.5 Comportamiento de los pararrayos polymeros de ZnO en líneas bajo condiciones nominales de voltaje y frecuencia

Cuando un pararrayos se encuentra conectado en línea bajo condiciones normales de operación (voltaje y frecuencia nominales), se comporta como un aislador, a través del cual circulan corrientes capacitivas, corrientes de pérdidas y fuga. Para tomar en cuenta el comportamiento de un pararrayos de línea en condiciones de no

conducción, se utiliza el modelo mostrado en la Figura No. 2.5 donde se presenta el circuito equivalente conexión en paralelo y su respectivo diagrama fasorial.

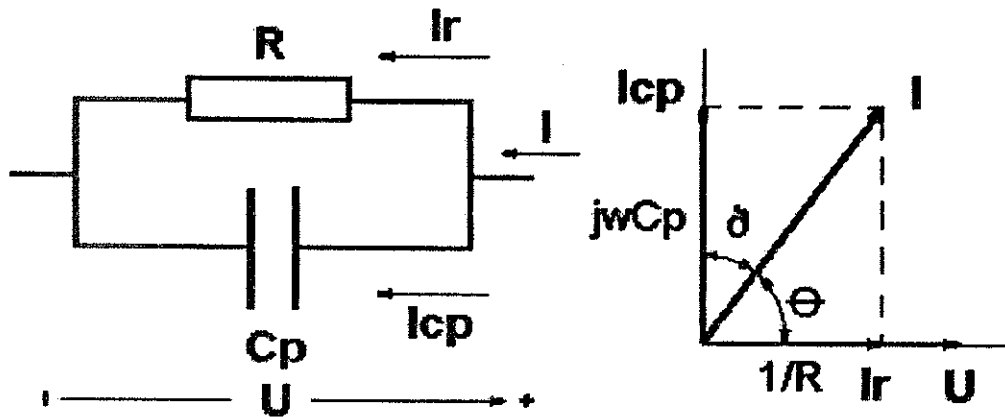


Figura No. 2.5

Circuito equivalente conexión en paralelo y diagrama fasorial de un pararrayos en condiciones de no conducción.

La resistencia óhmica R representa las pérdidas de energía que ocurren en el pararrayos debido a las corrientes superficiales de fuga y las corrientes que circulan a través de sus elementos autovalvulares de ZnO bajo condiciones de operación a voltaje y frecuencia nominales de línea. La capacitancia C_p representa el efecto capacitivo de los bloques internos MOV de ZnO y la carcasa aislante de material polimero del pararrayos. Para modelar el comportamiento del pararrayos en estado de aislador se representa el mismo como un capacitor ideal sin pérdidas " C_p " en paralelo con una resistencia estrictamente óhmica " R ".

Las pérdidas totales de energía en el pararrayos, según el circuito equivalente, están dadas por:

$$P = U^2 / R \quad (2.1)$$

$$P = U^2 \cdot \tan \delta \cdot \omega \cdot C_p \quad (2.2)$$

$$\tan \delta = 1 / (\omega \cdot R \cdot C_p) \quad (2.3)$$

donde

P = pérdidas totales de energía en el pararrayos [W]

U = tensión de fase a neutro de la línea [V]

R = resistencia equivalente de pérdidas del modelo conexión en paralelo [Ω]

$\tan \delta$ = tangente de pérdidas

$\omega = 2\pi f$ = frecuencia angular del sistema [rad/s]

C_p = capacitancia equivalente del modelo conexión paralelo [F]

Para un pararrayos polimero de línea de ZnO que se utiliza

para protección de líneas de 69 kV con 42 kV MCOV, 54 kV nominal, de Ohio-Brass Company, el fabricante proporciona los siguientes datos:

Pérdidas de energía/pararrayos a tensión nominal: 1.25 W
Corriente total a través del pararrayos a tensión nominal: 0.5 mA

Con lo anterior se tiene:

$$\begin{aligned} U &= 69/\sqrt{3} \times 10^3 \text{ V} \\ f &= 60 \text{ Hz} \\ P &= 1.25 \text{ W} \\ I &= 0.5 \times 10^{-3} \text{ A} \end{aligned}$$

Despejando R de la Ec. 2.1

$$R = U^2 / P = (69/\sqrt{3} \times 10^3)^2 / 1.25 = 1270 \text{ M}\Omega$$

El coseno del ángulo equivalente θ es:

$$\begin{aligned} \cos \theta &= P / (U \cdot I) = 1.25 / (69/\sqrt{3} \times 10^3 \times 0.5 \times 10^{-3}) \\ \cos \theta &= 0.06275 \\ \theta &= 86.4^\circ \\ \delta &= 90 - \theta = 90 - 86.4 = 3.6^\circ \end{aligned}$$

Despejando Cp de la Ec. 2.3

$$\begin{aligned} C_p &= 1 / (2\pi \cdot f \cdot R \cdot \tan \delta) \\ C_p &= 1 / (2 \times 3.1416 \times 60 \times 1270 \times 10^6 \times \tan 3.6^\circ) \\ C_p &= 33.2 \text{ pF} \end{aligned}$$

Las corrientes paralelas que modelan el comportamiento del pararrayos descrito son:

$$\begin{aligned} I_r &= (69/\sqrt{3} \times 10^3) / (1270 \times 10^6) = 0.03137 \text{ mA} \\ I_{cp} &= (69/\sqrt{3} \times 10^3) / (1 / (2 \times 3.1416 \times 60 \times 33.2 \times 10^{-12})) = 0.4986 \text{ mA} \end{aligned}$$

Las corrientes paralelas se encuentran desfasadas 90° entre si, donde la corriente capacitiva "Icp" adelanta a la corriente resistiva "Ir".

Las magnitudes de las corrientes paralelas calculadas anteriormente son pequeñas comparadas con las corrientes nominales de línea, las cuales regularmente se encuentran entre 200 y 400 A. Lo anterior se debe al comportamiento de los varistores de ZnO que presentan una elevada impedancia en condiciones nominales de voltaje y frecuencia de línea.

2.2.6 Características mecánicas

El miembro estructural del pararrayo es una barra de fibra de vidrio de alta resistencia mecánica y dieléctrica y los faldones

están compuestos de propileno etileno, que es un material polímero muy resistente a la oxidación, contaminación y degradación propia de las condiciones extremas del medio ambiente.

Las conexiones eléctricas y mecánicas entre las diferentes partes del pararrayo son realizadas mediante procesos industriales especiales, contando con una resistente silicón dieléctrica para unir la interfase entre la barra de fibra de vidrio y los faldones. Estos pararrayos son sometidos a pruebas normalizadas de resistencia mecánica, resistencia dieléctrica, contaminación, envejecimiento. La vida útil promedio esperada del material polímero es 50 años y del pararrayos en general 40 años, según los datos proporcionados por el fabricante (Ohio-Brass Company). Cabe sin embargo aclarar que los anteriores datos no son posibles de comprobar aún en la práctica, ya que el uso de los pararrayos polímeros de línea data del año 1,986.

Los pararrayos polímeros de óxidos metálicos tienen un tamaño reducido y bajo peso comparado con los pararrayos de porcelana. La reducción de las dimensiones es posible debido a que los bloques de ZnO no requieren de explosores en serie como los bloques de SiC. Conservan de cualquier manera la respectiva distancia de fuga y libranza de aire. El decremento del peso se debe a la menor densidad del material polímero de la carcasa comparada con la densidad de la porcelana y a lo compacto del ensamblaje. Por ejemplo, un pararrayos polímero de línea de ZnO para protección de línea de 69 kV, con MCOV de 42 kV, voltaje nominal de 54 kV, tiene un peso de 15 poundals, un pararrayos de porcelana de ZnO con el mismo MCOV y voltaje nominal pesa 175 poundals aproximadamente, es decir 11.67 veces más.

En el Cuadro No. 2.5, se detallan las distancias de fuga y los pesos de algunos pararrayos de línea de ZnO de Ohio-Brass Company.

2.3 Esquemas de protección de líneas de transmisión empleando pararrayos polímeros de línea de ZnO

La protección contra descargas electroatmosféricas en líneas de transmisión, se hace instalando pararrayos polímeros de línea de ZnO, los cuales se colocan en paralelo a los aisladores de suspensión o tipo poste de la línea. Los pararrayos pueden instalarse en suspensión con los conductores de fase o directamente ubicados en paralelo con los aisladores. Las siguientes gráficas muestran varios detalles de montaje; se indica más adelante la posible aplicación en casos nacionales.

Voltaje del Sistema	Vnominal de pararrayos [kV]	MCOV [kV]	Distancia de fuga [pulg.]	Peso [poundals]
13.8	10	8.40	15.4	3.0
13.8	21	17.00	30.8	6.0
34.5	27	22.00	46.2	9.0
34.5	45	36.50	77.0	15.0
69.0	54	42.00	77.0	15.0
69.0	90	70.00	138.6	27.0
138.0	108	84.00	154.0	30.0
138.0	168	131.00	246.4	48.0
230.0	172	140.00	261.8	51.0

CUADRO No. 2.5

Características de los pararrayos polymeros de línea de ZnO de Ohio-Brass Company.

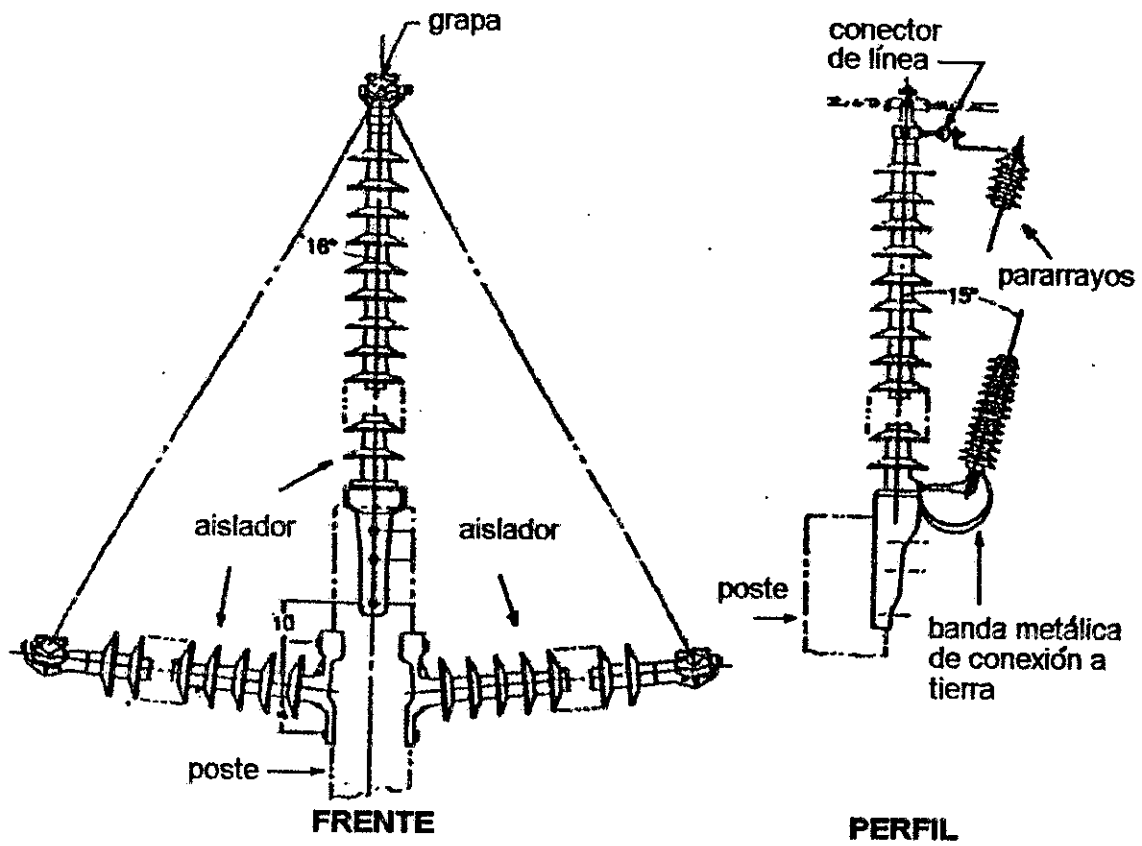


FIGURA No. 2.6

Detalle de instalación de pararrayos polimero de línea en aislador superior tipo poste.

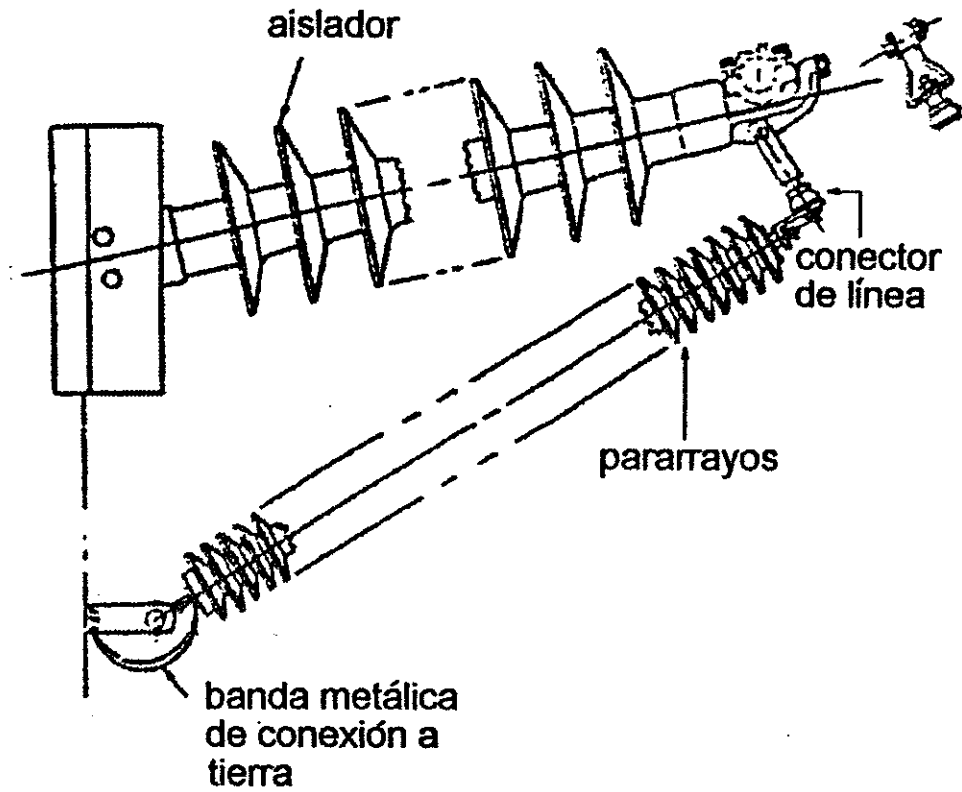


FIGURA No. 2.7

Detalle de montaje de pararrayos polimero de línea en aislador tipo poste para aplicaciones en 138 kV o más.

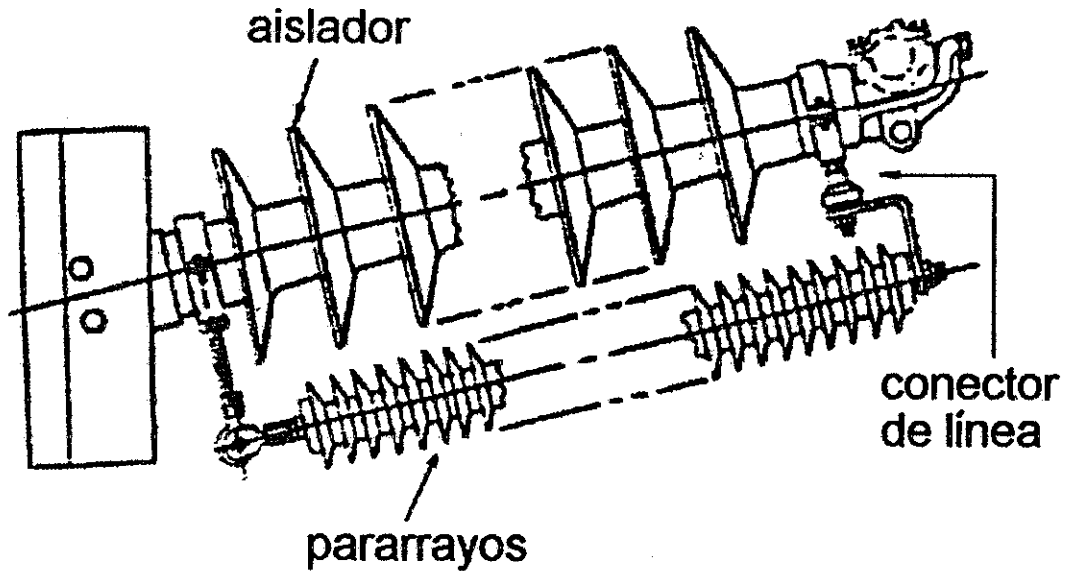


FIGURA No. 2.8

Detalle de instalación de pararrayos polimero de línea en aislador tipo poste para aplicaciones en 69 kV.

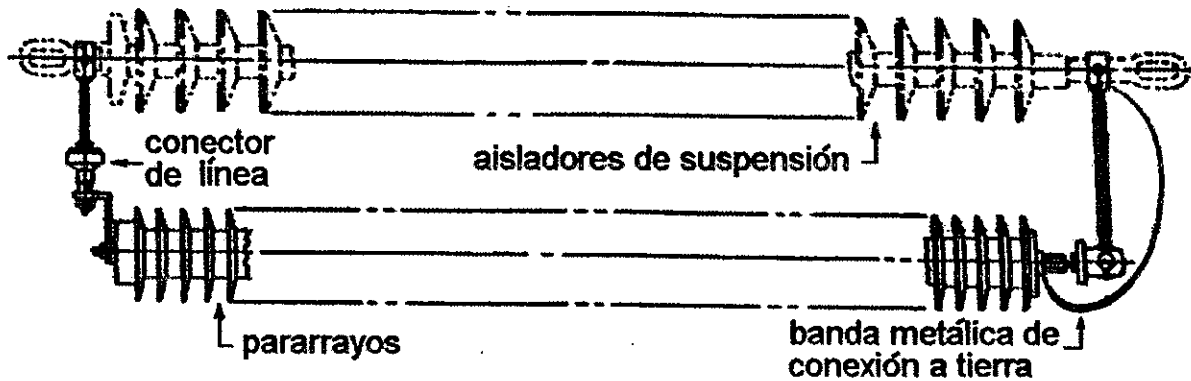


FIGURA No. 2.9

Detalle de instalación de pararrayos polimero de línea en aisladores de suspensión.

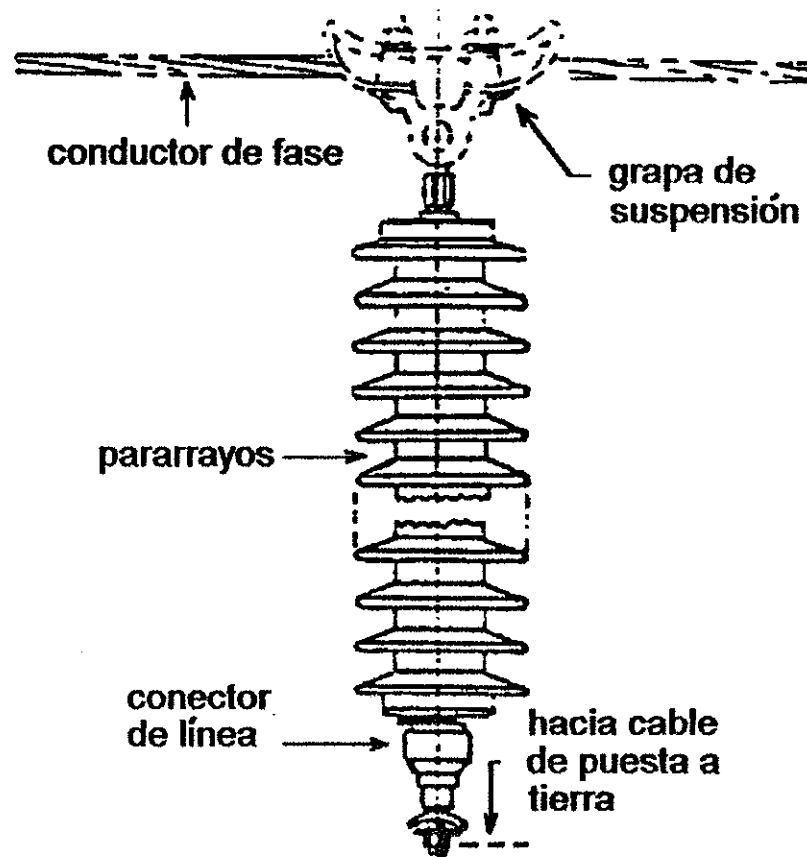


FIGURA No. 2.10

Detalle de montaje de pararrayos polímero de línea en suspensión al conductor de fase.

La protección de líneas de transmisión con pararrayos polímero de línea provee varias elecciones de diseño de acuerdo a las consideraciones técnicas y económicas de cada proyecto, entre las cuales se tienen:

- Esquema de protección en una fase
- Esquema de protección en dos fases
- Esquema de protección en tres fases
- Esquemas combinados

A continuación, se describe y analiza cada uno de los anteriores esquemas.

2.3.1 Esquema de protección en fase superior

Este esquema consiste en colocar un pararrayos en paralelo al aislador de la fase superior de la línea de transmisión que se va

a proteger. El pararrayos se instala con un terminal conectado en la fase superior y el otro terminal sólidamente aterrizado y conectado al otro extremo del aislador.

La determinación del espaciamiento entre cada estructura de apoyo de la línea (torre o poste) que contendrá cada pararrayo, corresponde a un compromiso entre el nivel de protección y los recursos económicos.

La misión del pararrayos es limitar los sobrevoltajes que aparecen en la fase superior como resultado del impacto de rayos en dicha fase, impidiendo el flameo del aislador de esta fase. Adicional a lo anterior, como la fase superior, es capaz de descargar a tierra un rayo que incide sobre ella, se convierte en un virtual "cable de guarda" para las restantes fases. Las Figuras No. 2.11 A, 2.11 B y 2.11 C muestran ejemplos de instalación:

La instalación de pararrayos en la fase superior utilizando el esquema mostrado en la Figura No. 2.11A se puede aplicar a construcción de líneas nuevas, utilizando postes de 30 pies, debido a que la configuración geométrica de las fases lo permite, ya que las mismas se encuentran localizadas en la parte superior del poste. Empleando postes de 30', se mantiene la libranza mínima entre fase inferior y el nivel del suelo que es de 23' aproximadamente cuando la línea atraviesa terrenos baldíos, calles, avenidas y zonas transitadas por peatones y vehículos. Es necesario, en forma adicional, revisar las libranzas horizontales y verticales entre las fases de la línea y las construcciones próximas, para cada caso particular.

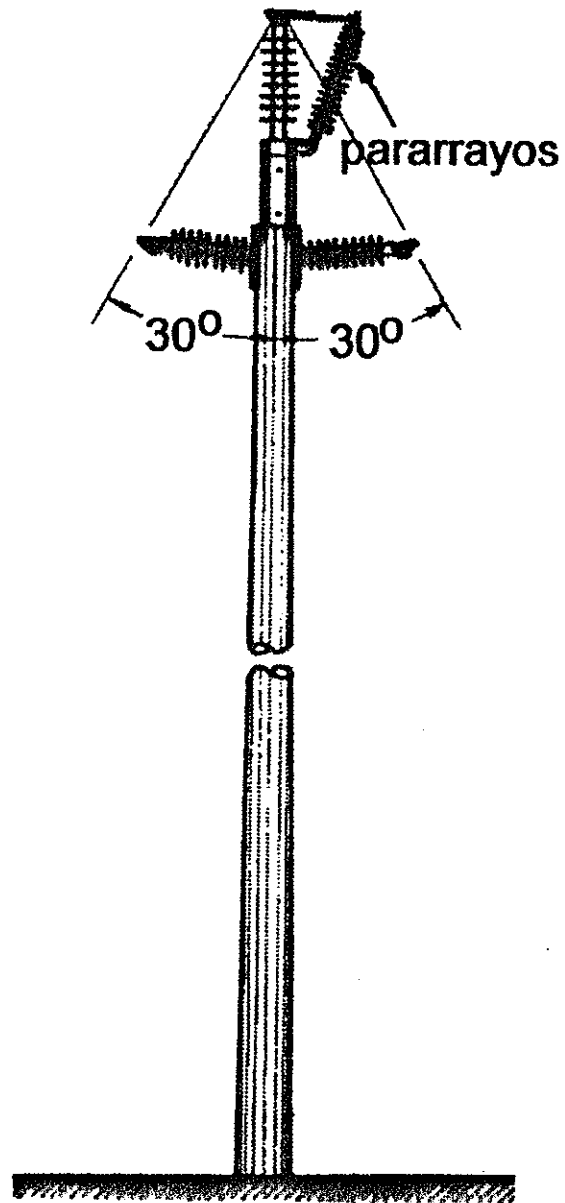


FIGURA No. 2.11 A
Ejemplo de instalación de pararrayos polymeros de línea en fase superior.

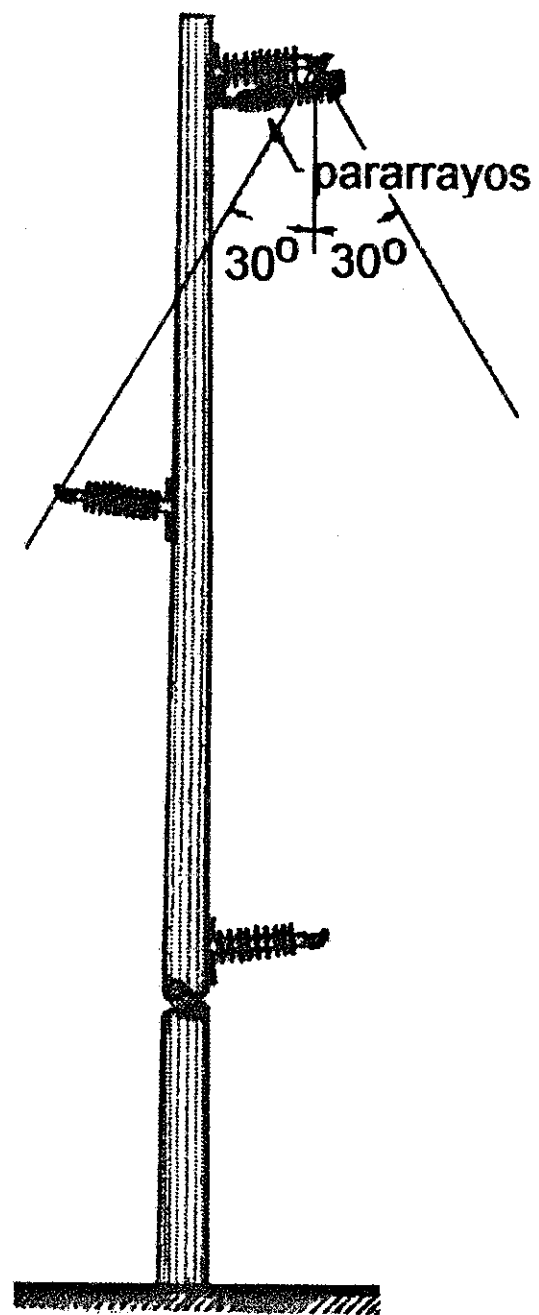


FIGURA No. 2.11 B
Ejemplo de instalación de pararrayos polymeros de línea en fase superior.

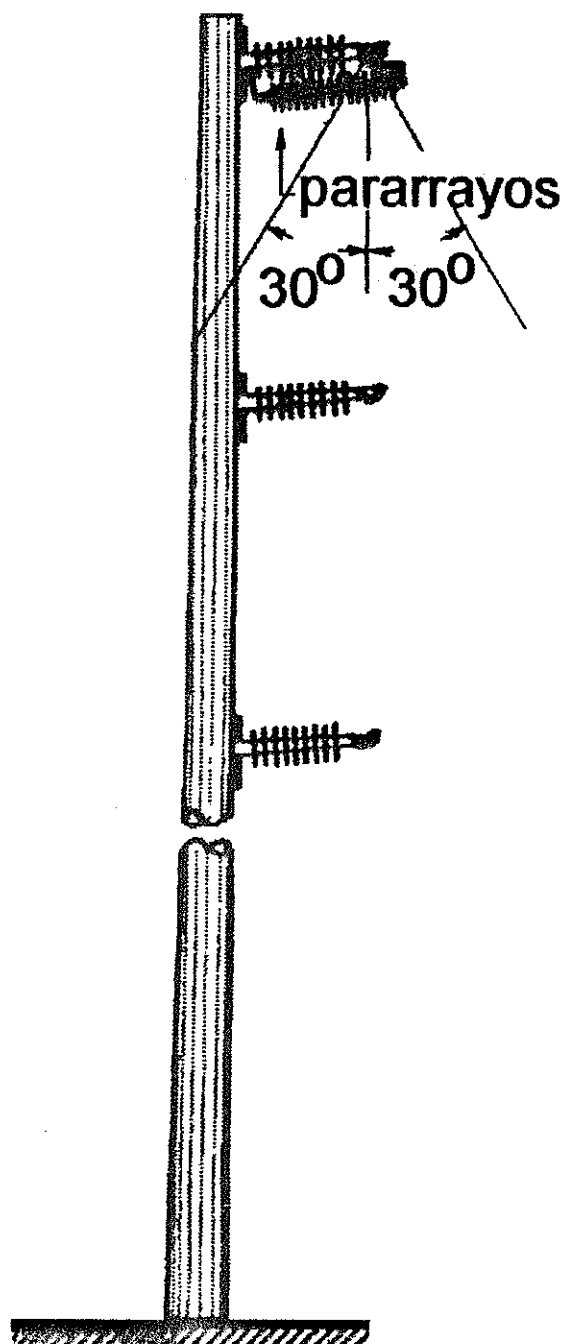


FIGURA No. 2.11 C

Ejemplo de instalación de pararrayos polymeros de línea en fase superior.

Los ejemplos de instalación de pararrayos que aparecen en las Figuras No. 2.11B y 2.11C se pueden aplicar a líneas existentes sin blindaje. Por ejemplo la línea de transmisión de 69 kV que une

las subestaciones El Guarda y Papi Strachan de EEGSA, localizada en la zona 11 de la ciudad capital, la cual no posee blindaje actualmente y tiene una configuración como la mostrada en la Figura 2.11 C.

2.3.1.1 Zona de protección del blindaje con instalación de pararrayos en fase superior

Los pararrayos instalados en la fase superior limitan los sobrevoltajes que aparecen en dicha fase como resultado del impacto de rayos en la misma, impidiendo el flameo del aislador de esa fase. La fase superior es capaz de conducir a tierra una descarga que incide sobre ella, a través del pararrayos, y se convierte entonces en un cable de guarda virtual para las restantes fases. La sección transversal de la zona de blindaje cuando se protege en fase superior es la misma proporcionada por un cable de guarda que se encuentra localizado a la altura del conductor de la fase superior (ver capítulo 1 sección 1.10.1), ya que el conductor de dicha fase es capaz de descargar a tierra una corriente de impulso electroatmosférico, apantallando a las restantes fases. La Figura No. 2.12 muestra la sección transversal de la zona de protección para este tipo de esquema, para un ángulo de blindaje de 30°.

La probabilidad de falla del blindaje, entendiéndose como tal la probabilidad de que las descargas electroatmosféricas incidan directamente sobre los conductores de fase y no sobre el cable de guarda es una función del ángulo de blindaje y la altura del conductor. Kostenko desarrolla la siguiente ecuación en la cual se relaciona la probabilidad de falla del apantallamiento, en función del ángulo de blindaje y la altura del cable de guarda¹²:

$$\text{Log } P_{\theta} = \theta \cdot \sqrt{h/90} - 2 \quad (2.4)$$

donde

$P(\theta, h)$ = probabilidad de falla del blindaje para un ángulo θ y una altura h en [%]

θ = ángulo de blindaje [°]

h = altura sobre el nivel del suelo del cable de guarda [m]

Al despejar P_{θ} se tiene:

$$P(\theta, h) = 10^{(\theta \cdot \sqrt{h/90} - 2)} \quad (2.5)$$

Así para un ángulo de 30°:

$$P(30^{\circ}, h) = 10^{(30\sqrt{h/90} - 2)}$$

$$P(30^{\circ}, h) = 10^{(1/3 \cdot \sqrt{h} - 2)}$$

¹² SIEGERT, Luis. Alta tensión y sistemas de transmisión. México: edit. Limusa, S.A.. 1,989. 872-877 pp.

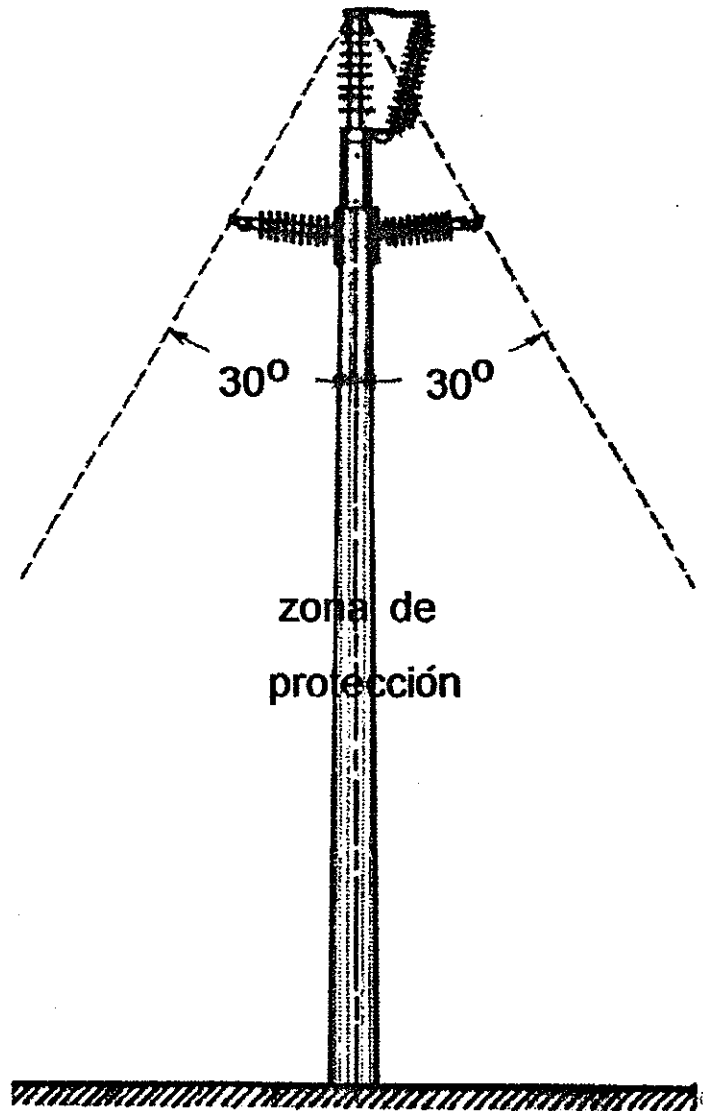


FIGURA No. 2.12

Sección transversal de la zona de protección del blindaje con el esquema de fase superior.

Si se toma una altura "h" de 20 m, por ejemplo:

$$P(30^\circ, 20) = 10^{(1/3 \cdot \sqrt{20-2})}$$

$$P(30^\circ, 20) = 0.31\%$$

La Figura No. 2.13 derivada de la Ec.2.5 muestra la variación de la probabilidad de falla del apantallamiento en función del ángulo de blindaje, para varias alturas del cable de guarda. Las curvas indican cómo la probabilidad de falla crece

considerablemente a partir de ángulos mayores de 45° aproximadamente, para cualquiera de las alturas mostradas. Las curvas muestran también que a partir de un ángulo de 45° , el aumento de la altura del cable de guarda tiene un efecto notable sobre el incremento de la probabilidad de falla del apantallamiento.

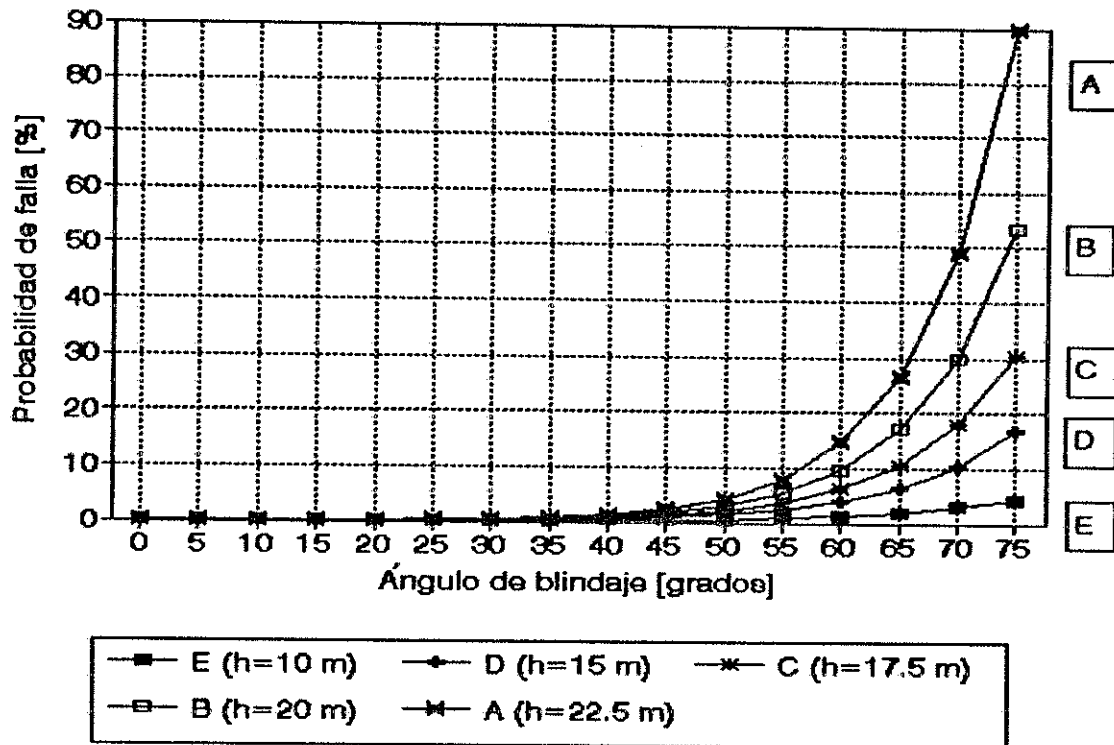


Figura No. 2.13

Probabilidad de falla del apantallamiento en líneas de transmisión en función del ángulo de blindaje para varias alturas del cable de guarda.

Cuando se instalan pararrayos en la fase superior, únicamente es posible que se produzca el flameo en los aisladores de las fases restantes (especialmente el aislador de la fase más distante a la fase superior), como se verá más adelante. En el capítulo No. 1, sección 1.5 se mencionó que la resistencia de puesta a tierra de cada estructura de la línea de transmisión, debe ser lo suficientemente baja para limitar la caída de voltaje producida por la circulación de la corriente de un rayo que se descarga a tierra, a un valor inferior al nivel de aislamiento al impulso de la línea; de no ser así la elevación de voltaje a tierra de la estructura de la línea durante la descarga de un rayo alcanzaría un valor capaz de flamear los aisladores y produciría una falla a tierra de los conductores. El flameo puede ocurrir en los aisladores de las fases en las cuales no se instala pararrayos, si la resistencia de puesta a tierra de la estructura de la línea es alta, existiendo

una corriente de descarga crítica y con ella una probabilidad de flameo, según se detalla en las siguientes secciones. El flameo es eliminado en el aislador de la fase superior, ya que el pararrayos conectado a este limita la caída de tensión en sus extremos.

El éxito en la aplicación del esquema de protección con pararrayos en fase superior está condicionado a varios factores que se estudian a continuación. La ventaja económica, en este caso, reside en que se instala un solo pararrayos en cada estructura.

2.3.1.2 Voltaje a través de los aisladores de una línea de transmisión golpeada por un rayo.

El voltaje a través de los aisladores de una línea de transmisión cuando una descarga electroatmosférica incide en el cable de protección o hilo de guarda, está dado por:

$$V = I \cdot R' \cdot (1-K) + E \quad (2.6)$$

donde

V = Voltaje a que está sometido el aislador de la línea

I = Corriente de descarga

R' = Resistencia efectiva

K = factor de acoplamiento entre conductor de fase y de protección

E = voltaje nominal de fase a tierra en la línea

La resistencia efectiva se calcula como:

$$R' = 1 / (1/Z_0 + 2/Z_n + 1/R) \quad (2.7)$$

donde

Z₀ = impedancia al impulso de la línea

Z_n = Impedancia al impulso de los hilos de guarda

R = resistencia de la puesta a tierra

La impedancia al impulso de la línea se calcula como:

$$Z_0 = \sqrt{l/c} \quad (2.8)$$

donde

l = inductancia por unidad de longitud/fase de la línea

c = capacitancia por unidad de longitud/fase de la línea

La inductancia por unidad de longitud/fase se calcula como:

$$l = 0.7411 \cdot \text{Log}(D_{eq}/D_s) \text{ [mH/milla]} \quad (2.9)$$

donde

D_{ab} = distancia entre la fase A y B

D_{bc} = distancia entre la fase B y C

D_{ca} = distancia entre la fase C y A

D_{eq} = (D_{ab} · D_{bc} · D_{ca})^(1/3) que es la distancia media geométrica entre las fases de la línea

D_s = radio medio geométrico equivalente del conductor de fase (se encuentra en las tablas proporcionadas por los fabricantes y

depende del No. de hilos y configuración de los mismos)

La capacitancia por unidad de longitud/fase se calcula como:

$$c = 0.0388 / (\text{Log}(\text{Deq}/\text{Dsc}) - \text{Log}(\text{Df}/\text{Hf})) \text{ [}\mu\text{F/milla]} \quad (2.10)$$

donde

Dsc = radio exterior equivalente del conductor de fase

Deq = distancia media geométrica entre fases

Df = $(\text{Dab}' \cdot \text{Dbc}' \cdot \text{Dca}')^{(1/3)}$

Dab' = distancia entre la fase a y la imagen bajo el suelo de la fase b

Dbc' = distancia entre la fase b y la imagen bajo el suelo de la fase c

Dca' = distancia entre la fase c y la imagen bajo el suelo de la fase a

Hf = $2 \cdot (\text{ha} \cdot \text{hb} \cdot \text{hc})^{(1/3)}$

ha = altura sobre el suelo de la fase a

hb = altura sobre el suelo de la fase b

hc = altura sobre el suelo de la fase c

2.3.1.3 Factor de acoplamiento "K"

El factor de acoplamiento "K" es la proporción de voltaje inducido en un conductor paralelo a otro conductor que es golpeado por una descarga electroatmosférica. Ese factor está determinado por las relaciones geométricas entre los conductores de fase y los conductores de protección o de guarda. A continuación se describen las ecuaciones para su cálculo:

- Factor de acoplamiento entre un conductor y un cable de guarda.
El factor de acoplamiento K se calcula como:

$$K_i = [\text{Log}(\text{D}_{ij}/\text{d}_{ij})] / [\text{Log}(2 \cdot \text{H}_j/\text{r}_j)] \quad (2.11)$$

donde

i = conductor de fase

j = cable de guarda

d_{ij} = distancia entre el conductor y el cable de guarda

D_{ij} = distancia entre el conductor y la imagen bajo el suelo del cable de guarda

H_j = altura sobre el nivel del suelo del cable de guarda

r_j = radio del conductor del cable de guarda

- Factor de acoplamiento entre un conductor y dos cables de guarda.

El factor de acoplamiento K se calcula como:

$$K_i = [P_{ij} + P_{jh}] / [1/2 \cdot (P_{jj} + P_{hh} + 2 \cdot P_{jh})] \quad (2.12)$$

donde

i = conductor

j, h = cables de guarda

d_{ij} = distancia entre el conductor y el cable de guarda j
 D_{ij} = distancia entre el conductor y la imagen bajo el suelo del cable de guarda j
 d_{ih} = distancia entre el conductor y el cable de guarda h
 D_{ih} = distancia entre el conductor y la imagen bajo el suelo del cable de guarda h
 d_{jh} = distancia entre los cables de guarda j y h
 D_{jh} = distancia entre el cable de guarda j y la imagen bajo el suelo del cable de guarda h
 H_j = altura sobre el nivel del suelo del cable de guarda j
 r_j = radio del conductor del cable de guarda j
 H_h = altura sobre el nivel del suelo del cable de guarda h
 r_h = radio del conductor del cable de guarda h
 $P_{ij} = \text{Log}(D_{ij}/d_{ij})$
 $P_{ih} = \text{Log}(D_{ih}/d_{ih})$
 $P_{jh} = \text{Log}(D_{jh}/d_{jh})$
 $P_{jj} = \text{Log}(2H_j/r_j)$
 $P_{hh} = \text{Log}(2H_h/r_h)$

De la Ec. 2.6, se deduce que la fase con menor factor de acoplamiento es la que se verá expuesta a mayor sobretensión en el momento de la descarga a tierra del rayo. La fase con menor factor de acoplamiento es la fase más distante al cable de protección o de guarda, ya que esta fase tiene la menor distancia hacia la imagen del cable de guarda D_{ij} , y la mayor distancia hacia el cable de guarda d_{ij} , por lo tanto, la relación D_{ij}/d_{ij} es la mínima de todas las fases de la línea, y según las Ec. 2.11 y 2.12 tendrá el menor factor de acoplamiento. Más adelante se efectúan cálculos de los factores de acoplamiento y distribución de voltaje en los aisladores de las líneas cuyas configuraciones aparecen en las Figuras No. 2.11A, 2.11B y 2.11C, donde se comprueba lo anterior.

2.3.1.4 Impedancia al impulso del cable de guarda

La impedancia al impulso del cable de protección o guarda se calcula según la cantidad de los mismos:

- Un cable de guarda.

$$Z_n = 138.1 \cdot \text{Log}(2H_j/r_j) \quad (2.13)$$

donde

Z_n = impedancia al impulso del cable de guarda [Ω]

H_j = altura sobre el nivel del suelo del cable de guarda j

r_j = radio del cable de guarda j

- Dos cables de guarda.

$$Z_n = 1/4(Z_{jj} + Z_{hh} + 2Z_{jh}) \quad (2.14)$$

donde

j, h = cables de guarda

d_{jh} = distancia entre los cables de guarda j y h
 D_{jh} = distancia entre el cable de guarda j y la imagen bajo el suelo del cable de guarda h
 H_j = altura sobre el nivel del suelo del cable de guarda j
 r_j = radio del conductor del cable de guarda j
 H_h = altura sobre el nivel del suelo del cable de guarda h
 r_h = radio del conductor del cable de guarda h
 $Z_{jj} = 138.1 \cdot \text{Log}(2H_j/r_j)$
 $Z_{hh} = 138.1 \cdot \text{Log}(2H_h/r_h)$
 $Z_{jh} = 138.1 \cdot \text{Log}(D_{jh}/d_{jh})$

2.3.1.5 Corriente de descarga

Las mediciones, registros y estadísticas realizadas durante varios años en este siglo en los EEUU, Japón y otros países, llevadas a cabo por investigadores, instituciones y asociaciones especializadas, han aportado importante información con relación al conocimiento de la corriente de impacto por rayos en líneas de transmisión. Las investigaciones concluyen con curvas de distribución de la magnitud de la corriente de descarga debida a impacto de rayos, una de las cuales se muestra en la Figura No. 2.14. La curva representa el porcentaje de las corrientes de descarga que igualan o superan el valor de la corriente de descarga dada en la abscisa¹³.

2.3.1.6 Distribución del voltaje inducido en los aisladores de línea utilizando pararrayos en fase superior.

El voltaje al que cada aislador de una línea de transmisión estará expuesto cuando un rayo incide sobre el cable de protección y descarga a tierra, está determinado por la Ec. 2.6. Como un caso particular se analizan las líneas, cuyas configuraciones aparecen en las Figuras No. 2.11A, 2.11B y 2.11C, las coordenadas de las fases aparecen en las Figuras No. 2.15, 2.16 y 2.17 respectivamente. Todos los cálculos se realizan de acuerdo con las ecuaciones que se mostraron en las secciones anteriores.

Las tres líneas tienen un voltaje nominal de 69 kV, con conductor de fase ACSR 477 Hawk, las disposiciones geométricas que aparecen en los esquemas de cada línea corresponden a medio vano y se define el nivel del suelo como eje x .

¹³ ELECTRICAL TRANSMISION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. Central Station Engineers of Westinghouse Electric Corp. EEUU: s.p.i. 1,950. cap. 16. 542-577 pp.

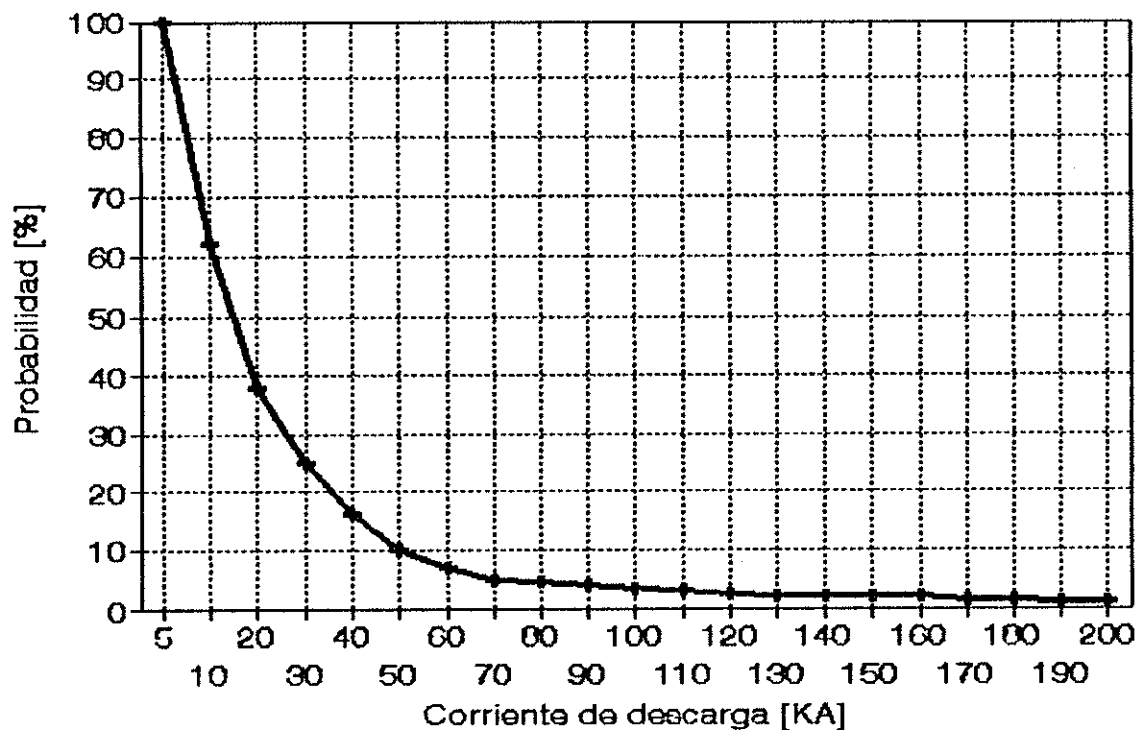


Figura No. 2.14

Curva de distribución del valor cresta de la corriente de descarga debido a impacto de rayos en líneas de transmisión. Según Lewis-Foust. Fuente: Electrical transmission and distribution reference book. Central station engineers of the Westinghouse Electric Corporation. EEUU: s.p.i.. 1,950. cap. 16. fig. No. 44. pag. 565.

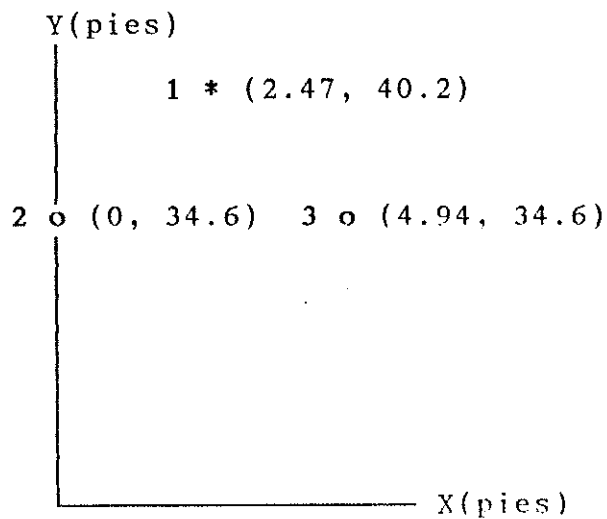


Figura No.2.15

Configuración tipo A (Figura No. 2.11 A)

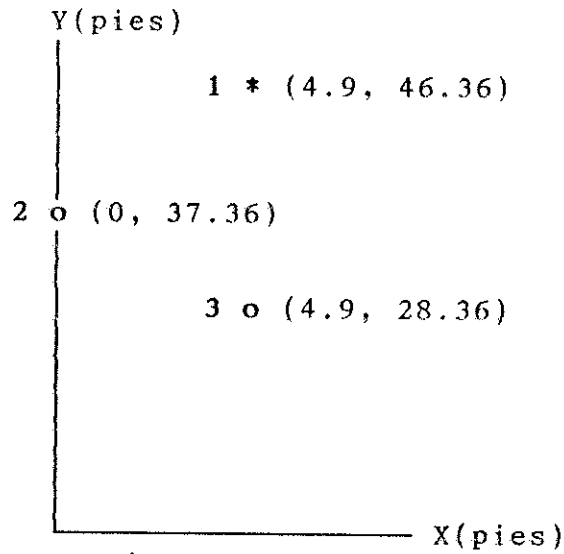


Figura No. 2.16
Configuración tipo B (Figura No. 2.11 B)

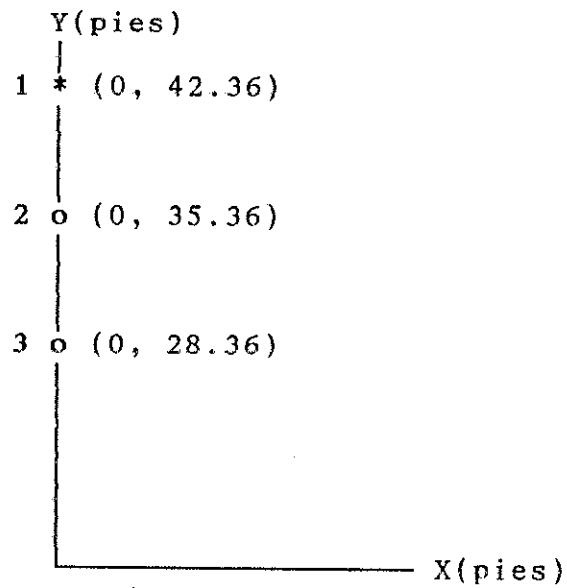


Figura No. 2.17
Configuración tipo C (Figura No. 2.11 C)

La fase marcada con "*" es la que tiene instalado pararrayos; las restantes se representan con "o".

Configuración tipo A.

- Impedancia al impulso de la línea

La impedancia al impulso se calcula como:

$$Z_o = \sqrt{1/c} \text{ } [\Omega]$$

$$l = 0.7411 \cdot \text{Log}(D_{eq}/D_s) \text{ } [\text{mH/milla}]$$

$$D_{eq} = (6.1205 \times 6.1205 \times 4.94)^{(1/3)}$$

$$D_{eq} = 5.6986'$$

$$D_s = 0.0289'$$

$$l = 0.7411 \cdot \text{Log}(5.6986/0.0289)$$

$$l = 1.7007 \text{ } [\text{mH/milla}]$$

$$c = 0.0388 / (\text{Log}(D_{eq}/D_{sc}) - \text{Log}(D_f/H_f)) \text{ } [\mu\text{F/milla}]$$

$$D_{sc} = 0.858/2/12 = 0.03575'$$

$$D_f = (74.8408 \times 69.3761 \times 74.8408)^{(1/3)}$$

$$D_f = 72.9730$$

$$H_f = 2 \times (34.6 \times 34.6 \times 40.2)^{(1/3)}$$

$$H_f = 72.7483'$$

$$c = 0.0388 / (\text{Log}(5.6986/0.03575) - \text{Log}(72.973/72.7483))$$

$$c = 1.7616 \times 10^{(-2)} \text{ } [\mu\text{F/milla}]$$

$$Z_o = (1.7007 \times 10^{(-3)} / 1.7616 \times 10^{(-8)})^{(1/2)}$$

$$Z_o = 310.71 \text{ } \Omega$$

- Factor de acoplamiento

El factor de acoplamiento está dado por:

$$K_i = [\text{Log}(D_{ij}/d_{ij})] / [\text{Log}(2 \cdot H_j/r_j)]$$

donde

i = conductor de fase

j = cable de protección

d_{ij} = distancia entre el conductor y el cable de protección

D_{ij} = distancia entre el conductor y la imagen bajo el suelo del cable de protección

H_j = altura sobre el nivel del suelo del cable de protección

r_j = radio del conductor de protección

Los factores de acoplamiento de las fases que no tienen instalados pararrayos (2 y 3) respecto al cable de protección (fase 1) son:

$$K_2 = \text{Log}(D_{21}/d_{21}) / \text{Log}(2 \cdot H_1/r_1)$$

$$K_3 = \text{Log}(D_{31}/d_{31}) / \text{Log}(2 \cdot H_1/r_1)$$

$$K_2 = \text{Log}(74.8408/6.1205) / \text{Log}(2 \times 40.2/0.03575)$$

$$K_2 = 0.3244$$

$$K_3 = K_2 = 0.3244$$

- Impedancia del cable de protección

El cable de protección en este caso es la fase (1), por tanto:

$$Z_n = 138.1 \cdot \text{Log}(2H_1/r_1)$$

$$Z_n = 138.1 \cdot \text{Log}(2 \times 40.2/0.03575)$$

$$Z_n = 462.91 \text{ } \Omega$$

El Cuadro No. 2.6 presenta en resumen los parámetros encontrados para la configuración tipo A:

Zo[Ω]	Zn[Ω]	K2	K3
310.71	462.91	0.3244	0.3244

Cuadro No. 2.6
Parámetros de impulso para configuración tipo A.

De igual manera como se procedió para el cálculo de los parámetros de impulso para la configuración de línea tipo A, se procede para las otras configuraciones (B y C). El cuadro No. 2.7 presenta los resultados.

Conf. tipo	Zo[Ω]	Zn[Ω]	K2	K3
A	310.71	462.91	0.3244	0.3244
B	356.76	471.46	0.2674	0.1811
C	336.62	466.05	0.3098	0.2084

Cuadro No. 2.7
Parámetros de impulso de las configuraciones tipo A, B y C.

El cuadro No. 2.8 muestra las resistencias efectivas "R'" de cada configuración (A, B y C), calculadas según la Ec.2.7, para resistencias de puesta a tierra "R" de 10, 25, 50 Ω y los parámetros de impulso mostrados en el Cuadro No. 2.7.

Tipo de Config.	R' [Ω] R=10 Ω	R' [Ω] R=25Ω	R' [Ω] R=50Ω
A	9.30	21.04	36.31
B	9.34	21.26	36.98
C	9.32	21.16	36.68

Cuadro No. 2.8
Resistencia efectiva "R'" para resistencias de puesta a tierra "R" de 10, 25 y 50 Ω en las configuraciones tipo A, B y C.

Para determinar el voltaje al que estarán expuestos los

aisladores de las fases que no se encuentran protegidos con pararrayos, es necesario conocer la corriente de descarga "Id" producida por el impacto del rayo. Los Cuadros No. 2.9, 2.10 y 2.11, muestran los voltajes que aparecen en los aisladores de las fases no protegidas con pararrayos al momento de la descarga a tierra, para varias corrientes de descarga, donde se ha aplicado la Ec. 2.6: $V = Id \cdot R' \cdot (1-K) + E$. El voltaje nominal de fase a neutro "E" es $69 \text{ kV} / \sqrt{3} = 39.84 \text{ kV}$. En dichos cuadros, se muestra también la probabilidad de que la corriente de descarga iguale o supere el valor cresta de corriente indicado, lo cual se extrae de la Figura No. 2.14.

Resistencia de puesta a tierra R[Ω]	Id[kA]	Probabilidad p[%]	Voltaje en fase 2 [kV]	voltaje en fase 3 [kV]
10	10	62.0	102.67	102.67
	25	31.0	196.92	196.92
	40	16.0	291.16	291.16
	65	7.0	448.24	448.24
25	10	62.0	181.99	181.99
	25	31.0	395.21	395.21
	40	16.0	608.42	608.42
	65	7.0	963.79	963.79
50	10	62.0	285.15	285.15
	25	31.0	653.12	653.12
	40	16.0	1021.08	1021.08
	65	7.0	1634.36	1634.36

Cuadro No. 2.9

Distribución de sobrevoltajes que aparecen en los aisladores de las fases no protegidas con pararrayos para la línea de transmisión con configuración tipo A.

Resistencia de puesta a tierra R[Ω]	Id[kA]	Probabilidad p[%]	Voltaje en fase 2 [kV]	Voltaje en fase 3 [kV]
10	10	62.0	108.26	116.33
	25	31.0	210.90	231.05
	40	16.0	313.54	345.78
	65	7.0	484.60	536.99
25	10	62.0	195.59	213.94
	25	31.0	429.22	475.09
	40	16.0	662.84	736.23
	65	7.0	1052.22	1171.48
50	10	62.0	310.76	342.67
	25	31.0	717.13	796.91
	40	16.0	1123.50	1251.16
	65	7.0	1800.79	2008.23

Cuadro No. 2.10

Distribución de sobrevoltajes que aparecen en los aisladores de las fases no protegidas con pararrayos para la línea de transmisión con configuración tipo B.

Resistencia de puesta a tierra R[Ω]	Id[kA]	Probabilidad p[%]	Voltaje en fase 2 [kV]	Voltaje en fase 3 [kV]
10	10	62.0	104.17	113.62
	25	31.0	200.66	224.28
	40	16.0	297.15	334.95
	65	7.0	457.96	519.39
25	10	62.0	185.89	207.34
	25	31.0	404.96	458.60
	40	16.0	624.03	709.85
	65	7.0	989.14	1128.61
50	10	62.0	293.01	330.20
	25	31.0	672.75	765.74
	40	16.0	1052.50	1201.28
	65	7.0	1685.41	1927.17

Cuadro No. 2.11

Distribución de sobrevoltajes que aparecen en los aisladores de las fases no protegidas con pararrayos para la línea de transmisión con configuración tipo C.

Los cuadros anteriores muestran que a medida que la resistencia de puesta a tierra es mayor, el voltaje al que están sometidos los aisladores en el momento de la descarga crece significativamente. La fase que experimenta mayor incremento de tensión en la descarga es la fase inferior (3), para las configuraciones tipo B y C, ya que tiene el menor factor de acoplamiento.

Tratándose de una línea de 69 kV con nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) de 350 kV, se calcula la corriente crítica de flameo, la cual se define como la corriente de descarga que produce una elevación de potencial en el aislador con menor factor de acoplamiento igual al BIL de la línea:

De la Ec. 2.6

$$\text{BIL} = I_{dc} \cdot R' \cdot (1 - K_c) + E$$

despejando I_{dc}

$$I_{dc} = (BIL - E) / (R' \cdot (1 - K_m)) \quad (2.15)$$

donde:

I_{dc} = corriente de descarga crítica

K_c = menor factor de acoplamiento de los conductores de fase

Utilizando la Ec. 2.15 y sustituyendo los parámetros ya calculados de las configuraciones tipo A, B y C, se construye el siguiente cuadro:

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	I_{dc} [kA]	p [%]
A [$K_c=0.3244$]	10	9.30	49.36	10.0
	25	21.04	21.82	36.0
	50	36.31	12.64	56.0
B [$K_c=0.1811$]	10	9.34	40.55	15.0
	25	21.26	17.82	43.0
	50	36.98	10.24	61.0
C [$K_c=0.2084$]	10	9.32	42.04	14.0
	25	21.16	18.52	42.5
	50	36.68	10.68	59.0

Cuadro No. 2.12

Corrientes de descarga crítica de flameo " I_{dc} " para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω en las configuraciones tipo A, B y C.

El Cuadro No. 2.12 presenta el cálculo de la corriente de descarga crítica I_{dc} para cada configuración y resistencia de puesta a tierra indicada. Si una corriente de descarga producida por un rayo es mayor que I_{dc} , el voltaje a través del aislador de la fase con menor factor de acoplamiento (fase 3) sobrepasa el nivel básico de aislamiento al impulso BIL y puede ocurrir el flameo del aislador de dicha fase. "p" es la probabilidad de que una corriente de descarga iguale o exceda el valor indicado de I_{dc} , de lo cual se deduce que es también la probabilidad de flameo en la línea. El aislador de la fase 2 también puede flamearse y si se aplica la Ec 2.15 para esta fase, se calcula la corriente de descarga que produce un voltaje igual al BIL en sus extremos; dicha corriente es mayor que la calculada para la fase crítica (3), ya

que el factor de acoplamiento de la fase 3 es menor comparado con el de la fase 2 (ver cuadro No. 2.7). En la sección 2.3.2, se analizan las corrientes de descarga críticas de flameo para la fase 2.

El cuadro No. 2.12 muestra que el éxito en la aplicación del esquema de protección instalando pararrayos polymeros de línea de ZnO en fase superior depende del valor de la resistencia de puesta a tierra. Si la resistencia de puesta a tierra se incrementa, la probabilidad de flameo también lo hace. El valor máximo permitido de la resistencia de puesta a tierra depende de qué probabilidad de flameo se considere como aceptable en el diseño de la línea, lo cual determinará como se verá en el capítulo 3 el número de salidas de línea por flameos/100 millas/año.

2.3.2 Esquema de protección en dos fases

El esquema de protección en dos fases consiste en instalar pararrayos en dos de las tres fases de la línea. Los pararrayos se colocan en paralelo a los aisladores de las fases y limitan el voltaje aplicado a los mismos de acuerdo a sus características de descarga.

Como se vio anteriormente, la distribución del voltaje a través de los aisladores de una línea de transmisión que ha sido golpeada por un rayo y descarga a tierra, depende de la distribución geométrica entre sus fases y el cable de protección o de guarda. La fase que experimenta mayor incremento de tensión en el momento de la descarga es la fase más lejana al cable de protección (guarda o fase superior), ya que posee el menor factor de acoplamiento. La sobretensión depende, para una línea específica, de la resistencia de puesta a tierra y la magnitud de la corriente de descarga. Si el valor de la resistencia de puesta a tierra hace que la probabilidad de flameo en el aislador de la fase crítica (fase con menor factor de acoplamiento) sea intolerable según la cantidad de salidas por rayos/100 mi/año que se considere aceptable en la línea, puede optarse por colocar pararrayos en dicha fase crítica.

En el caso en que se ha instalado pararrayos en la fase superior, al colocar pararrayos en la fase crítica (inferior), esta deja de serlo y se convierte en crítica la fase que no tiene instalado pararrayos.

Se analizan las configuraciones tipo B y C que hemos venido tratando en este capítulo (Figuras No. 2.16 y 2.17), la configuración tipo A no se analiza ya que sus fases tienen factores de acoplamiento idénticos, por lo que los voltajes inducidos en sus dos fases inferiores al momento de la descarga son iguales. Si se instalan pararrayos en las fases 1 y 3, la corriente crítica de flameo corresponde a la fase 2, la cual se calcula de la siguiente manera:

$$I_d = (BIL - E) / (R' \cdot (1-K_2))$$

Los parámetros son los mismos que los descritos en la sección anterior, únicamente que ahora se calcula la corriente de descarga que produce un voltaje a través del aislador de la fase 2 que iguala al BIL. Los resultados se resumen en el Cuadro No. 2.13.

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	I _{dc} [kA]	p [%]
B [Kc=0.2674]	10	9.34	45.33	13.0
	25	21.26	19.91	38.0
	50	36.98	11.45	60.0
C [Kc=0.3098]	10	9.32	48.22	11.5
	25	21.16	21.24	37.0
	50	36.68	12.25	57.0

Cuadro No. 2.13

Corrientes de descarga críticas de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C cuando se instalan pararrayos en fase superior e inferior.

Al analizar los Cuadros No. 2.12 y No. 2.13, se comprueba que al instalar pararrayos en la fase superior e inferior (fase 1 y 3 respectivamente) en líneas con configuración tipo B o C, las corrientes críticas son mayores comparadas con las corrientes críticas al instalar un solo pararrayo en fase superior. Al aumentar la corriente de descarga crítica de flameo de la línea, se reduce la probabilidad "p" de que una corriente de descarga iguale o supere el valor cresta indicado y se produzca el flameo en el aislador de la fase 2. La probabilidad de flameo en la línea corresponde al valor "p" de la última columna del cuadro 2.13.

Lo analizado en esta sección es aplicable a los casos en los que la línea de transmisión está protegida con cable de guarda, y se decide colocar pararrayos en la fase inferior (3) o en las dos fases inferiores (2 y 3), por ser éstas las que tienen mayor probabilidad de flameo. Con lo anterior se espera disminuir a un valor determinado el número de salidas por flameos/milla/año con relación a lo que se tenía al proteger la línea con cable de guarda únicamente, según se verá a continuación.

Por ejemplo, en las Figuras No 2.18 y 2.19, se ha agregado un cable de guarda de acero de 5/16" de diámetro a las configuraciones tipo B y C anteriores, de la siguiente manera:

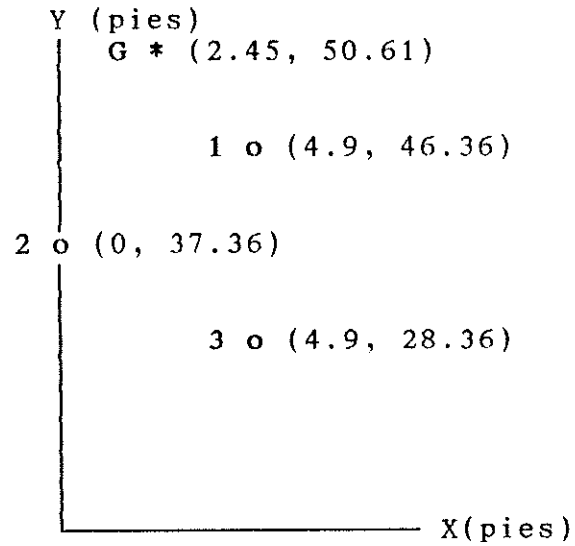


Figura No. 2.18
Configuración tipo B con cable de guarda.

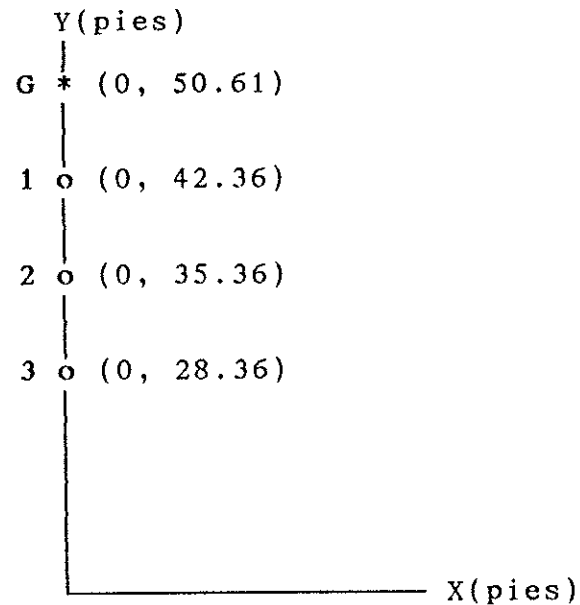


Figura No. 2.19
Configuración tipo C con cable de guarda.

El cuadro No. 2.14 presenta los parámetros de impulso para las configuraciones B y C con un cable de guarda 5/16".

Conf. tipo	Zo[Ω]	Zn[Ω]	K1	K2	K3
B	356.76	537.30	0.3331	0.2095	0.1408
C	336.62	537.30	0.2704	0.1930	0.1414

Cuadro No. 2.14

Parámetros de impulso de las configuraciones B y C con cable de guarda 5/16".

El cuadro No. 2.15 presenta las corrientes de descarga críticas y la probabilidad de flameo para las configuraciones tipo B y C con cable de guarda 5/16" sin instalar pararrayos.

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	Idc [kA]	p [%]
B [Kc=0.1408]	10	9.39	38.44	18.0
	25	21.49	16.80	56.5
	50	37.70	9.58	67.5
C [Kc=0.1414]	10	9.37	38.55	17.9
	25	21.42	16.86	56.3
	50	37.46	9.64	67.2

Cuadro No. 2.15

Corrientes de descarga crítica de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C con cable de guarda 5/16" sin pararrayos.

El cuadro No. 2.16 presenta las corrientes de descarga críticas y la probabilidad de flameo si se instala un pararrayos en la fase inferior (3).

Si se instalan pararrayos en las dos fase inferiores (2 y 3), las corrientes críticas y la probabilidad de flameo corresponden a la fase superior (1) y son mostradas por el cuadro No. 2.17.

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	Idc [kA]	p [%]
B [Kc=0.2095]	10	9.39	41.78	14.5
	25	21.49	18.26	47.0
	50	37.70	10.41	61.8
C [Kc=0.1930]	10	9.37	41.02	14.6
	25	21.42	17.94	47.3
	50	37.46	10.26	62.0

Cuadro No. 2.16

Corrientes de descarga crítica de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C con un pararrayos en fase inferior (3).

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	Idc [kA]	p [%]
B [Kc=0.3331]	10	9.39	49.53	10.2
	25	21.49	21.64	36.5
	50	37.70	12.34	56.5
C [Kc=0.2704]	10	9.37	45.67	13.5
	25	21.42	19.85	39.5
	50	37.46	11.35	59.0

Cuadro No. 2.17

Corrientes de descarga crítica de flameo para resistencias de puesta a tierra de 10, 25 y 50 Ω de las configuraciones tipo B y C con pararrayos en las dos fases inferiores 2 y 3.

2.3.2.1 Zona de protección del blindaje con instalación de pararrayos en dos fases

La sección transversal de la zona de protección del blindaje abarcada por la instalación de pararrayos en dos fases se construye tomando en cuenta lo siguiente: Cada fase de la línea con pararrayos es capaz de conducir a tierra una descarga electroatmosférica, por lo que se convierte en un cable de guarda virtual. Dependiendo de la disposición geométrica de las fases de

la línea y basado en el procedimiento descrito en la sección 1.10.1 para el cálculo de la zona de blindaje con varios cables de guarda, se determina la zona de apantallamiento.

Si una fase que tiene instalado pararrayos se encuentran dentro de la zona de blindaje generada por la fase superior o el cable de guarda, será la fase superior o el cable de guarda los que determinen la zona de protección. Tal caso se presenta por ejemplo al instalar pararrayos en fase superior e inferior en las configuraciones de línea mostradas en las Figuras No. 2.11 B y 2.11 C, donde la fase superior determina la zona de blindaje ya que dentro de su área de protección se encuentran las dos fases restantes. La zona de apantallamiento está determinada por la altura de la fase superior o cable de guarda y ángulo de blindaje, el cual de acuerdo al modelo electrogeométrico que se ha utilizado en este informe de tesis es 30° , según lo normado por la asociación alemana de investigación para la tecnología de alta tensión y grandes intensidades FGH.

El objetivo del pararrayos o de los pararrayos instalados en las fases inferiores no es propiamente blindar la línea, sino limitar los sobrevoltajes aplicados a su aislador en el momento de la descarga a tierra. La fase superior o el cable de guarda tienen la función de captar los rayos antes de que incidan sobre las fases restantes.

2.3.3 Esquema de protección en las tres fases

Este esquema consiste en instalar pararrayos en todas las fases de la línea de transmisión. Cada pararrayos se coloca en paralelo a cada aislador de la línea y su terminal de tierra se conectan sólidamente a tierra. Al instalar pararrayos en las tres fases se elimina la posibilidad de flameo en los aisladores por sobrevoltajes causados por incidencia directa de rayos o por la descarga a tierra de la corriente de impulso. Todas las fases se encuentran protegidas con pararrayos, los que limitan el voltaje aplicado a cada aislador. Con este esquema de protección, se requiere mayor inversión económica ya que se colocan tres pararrayos por estructura.

Con la aplicación de este esquema, se elimina la posibilidad de flameo en los aisladores provocada por la sobretensión que se origina en el momento de la descarga a tierra determinada por la Ec. 2.6. En este caso, no importa el valor de la resistencia de puesta a tierra ya que cada pararrayos limita el voltaje aplicado a cada aislador sobre el cual está conectado. Las Figuras No. 2.20 A y 2.20 B muestran ejemplos de instalación de este tipo de protección.

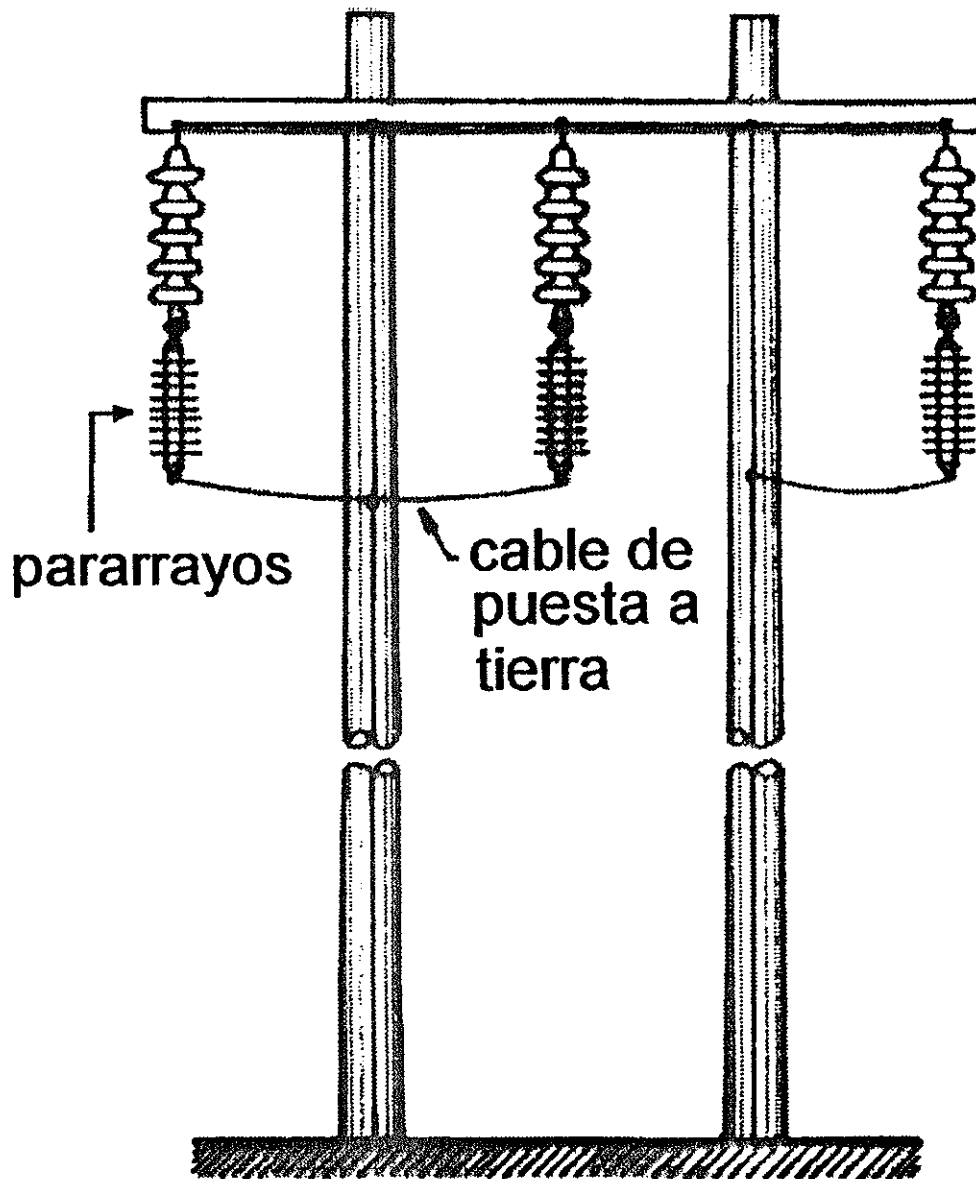


FIGURA No. 2.20 A

Ejemplo de instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO en las tres fases.

El ejemplo de instalación de pararrayos en las tres fases mostrado en la Figura No. 2.20 A se puede aplicar a la línea de transmisión de 69 kV de INDE, localizada en departamento de Escuintla, que está ubicada paralela a la carretera que conduce de la ciudad de Escuintla a Santa Lucía Cotzumalguapa, región con el mayor nivel keráunico de la república de Guatemala (100 - 110 días de tormenta anual).

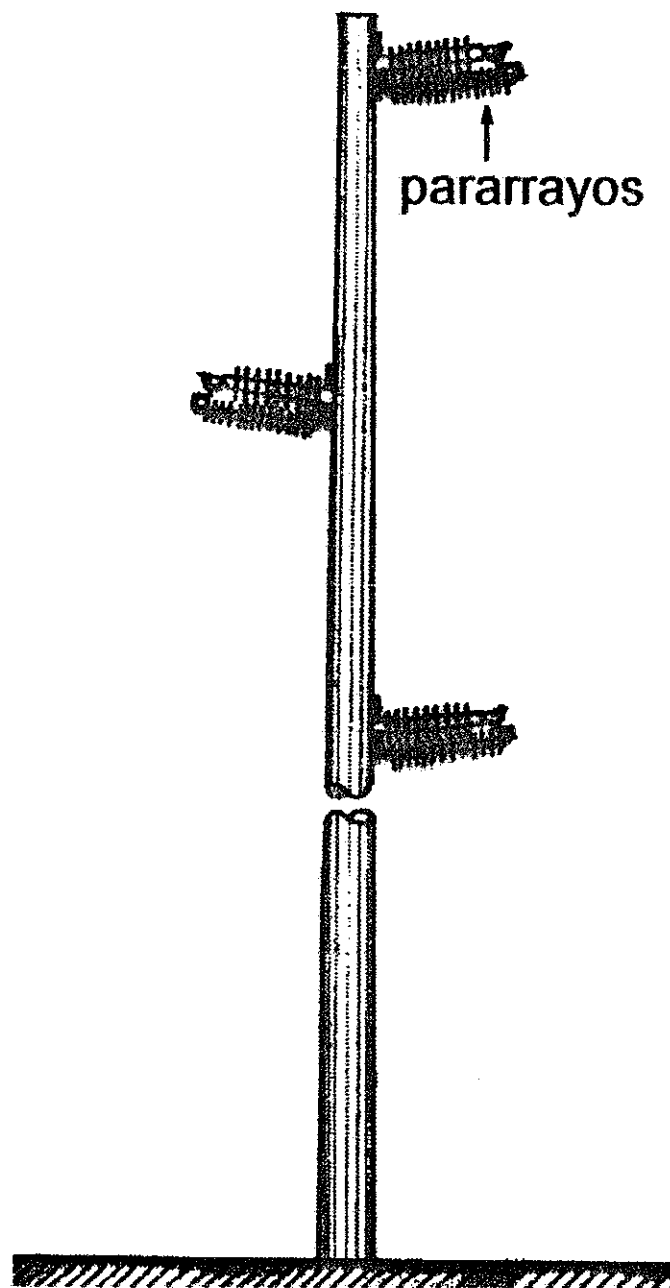


FIGURA No. 2.20 B

Ejemplo de instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO en las tres fases.

El ejemplo de instalación de pararrayos en las tres fases mostrado en la Figura No. 2.20 B se puede aplicar a las líneas de

transmisión de 69 kV de EEGSA No. 3 y No. 4 localizadas en departamento de Escuintla, las cuales son importantes, ya que transportan la potencia entregada por varios ingenios cogeneradores y distribuyen energía del sistema nacional interconectado a varias subestaciones en dicho departamento. El número de días de tormenta anual del área es elevado (100-110), y la experiencia ha demostrado que es difícil lograr mantener resistencias de puesta a tierra menores de 20 Ω en dichas líneas.

2.3.3.1 Zona de protección del blindaje con instalación de pararrayos en las tres fases

La sección transversal de la zona de protección del blindaje abarcada por la instalación de pararrayos en las tres fases se construye tomando en cuenta lo siguiente: cada fase de la línea es capaz de conducir a tierra una descarga electroatmosférica, ya que tiene instalado pararrayos, por lo que cada fase se convierte en un cable de guarda virtual. Dependiendo de la disposición geométrica de las fases de la línea y basado en el procedimiento descrito en la sección 1.10.1 para el cálculo de la zona de blindaje para varios cables de guarda, se determina la zona de apantallamiento. Si una o más fases se encuentran dentro de la zona de blindaje generada por otra fase, será esta última la que determine el área de protección. Tal caso se presenta, por ejemplo, en una configuración de línea como la mostrada en la Figura No. 2.20 B donde la fase superior determina la zona de blindaje ya que su área de protección incluye a las fases restantes. La Figura No. 2.21 presenta la zona de blindaje originada por una configuración de línea tipo H donde se instalan pararrayos en las tres fases. La zona se calcula según el método presentado en la sección 1.10.1.

Es importante tomar en cuenta la zona de apantallamiento, ya que existen casos en los cuales las líneas de distribución de 13.8 kV se encuentran localizadas debajo de las líneas de transmisión de 69 kV sobre el mismo poste. Las fases de la línea de transmisión pueden servir de cables de guarda a la línea de distribución.

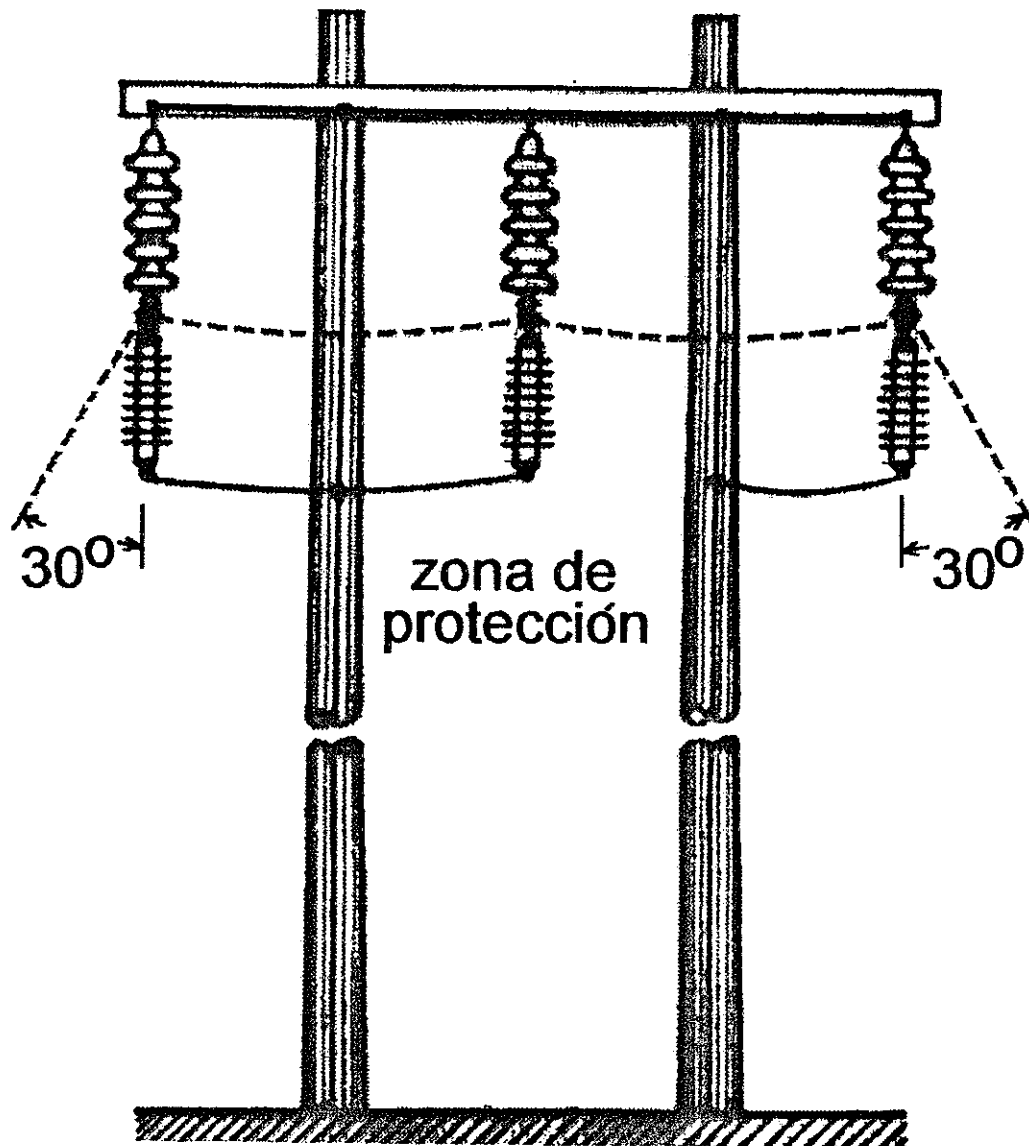


FIGURA No. 2.21

Sección transversal de la zona de blindaje para una línea tipo H con pararrayos en las tres fases.

2.3.4 Esquemas combinados

Anteriormente se vio que la aplicación de los diferentes esquemas de protección presentan condicionantes, ventajas e inconvenientes. A continuación, se hace un resumen.

- Instalación de pararrayos en fase superior

Condiciones

1. La fase superior debe de tener la suficiente altura a fin de proporcionar una zona de blindaje que cubra las fases restantes.
2. La resistencia de puesta a tierra en cada estructura debe tener un valor bajo (15-20 Ω), de acuerdo con el porcentaje de flameos y salidas de línea que se considere aceptable, a fin de impedir que el voltaje aplicado a los aisladores sin pararrayos se eleve por encima del BIL en el momento de la descarga a tierra y la cantidad de flameos en la línea sea intolerable. Se debe mantener una baja y estable resistencia de puesta a tierra.

Beneficios

1. Menor número de pararrayos instalados, lo que implica una reducción en los costos de instalación.

Inconvenientes

1. Existe probabilidad de flameo en los aisladores de las fases que no tienen pararrayos; dicha probabilidad crece cuando la resistencia de puesta a tierra se incrementa; la fase más lejana a la fase con pararrayos es la que tiene mayor probabilidad de flameo.

- Instalación de pararrayos en dos fases

Condiciones

1. El apantallamiento producido por la fase superior la cual tiene instalados pararrayos o el cable de guarda debe abarcar la fase que no tiene pararrayos en la línea.
2. La resistencia de puesta a tierra debe tener un valor bajo, de acuerdo con el porcentaje de flameos que se considere aceptable, a fin de impedir el flameo del aislador de la fase sin pararrayos cuando cualquiera de los pararrayos descarga a tierra. Se debe mantener una baja y estable resistencia de puesta a tierra (entre 15 y 20 Ω).

Beneficios

1. Al instalar dos pararrayos por estructura, se tiene un costo intermedio entre instalación de tres y un solo pararrayos.

Inconvenientes

1. Existe probabilidad de flameo en el aislador de la fase que no tiene pararrayos; la probabilidad de flameos crece cuando la resistencia de puesta a tierra aumenta.

- Instalación de pararrayos en tres fases

Condiciones

1. Se instalan pararrayos en las tres fases si se requiere proteger cada fase directamente y con ello reducir a un valor determinado el porcentaje de flameos y el número de salidas de línea por año.
2. Es necesario instalar pararrayos en todas las fases si la resistencia de puesta a tierra supera el valor máximo admisible para tener un porcentaje de flameos aceptable, y no es factible técnica y económicamente disminuir el valor de la resistencia de puesta a tierra en cada estructura.
3. Cuando la estructura de apoyo de la línea (torre o poste) se encuentre en un lugar con alta probabilidad de incidencia de rayos, por ejemplo, lugares montañosos, elevados y descubiertos con altos niveles keráunicos, y se necesita impedir el flameo de los aisladores para evitar salidas de línea.

Beneficios

1. Todas las fases se encuentran protegidas con pararrayos e impiden el flameo de los aisladores por incidencia directa de rayos.
2. No importa si se tiene alta resistencia de puesta a tierra en la base de la estructura de la línea. La instalación de pararrayos en todas las fases limita el sobrevoltaje en cada aislador en el momento de la descarga a tierra de cualquier pararrayos.

Inconvenientes

1. Mayor número de pararrayos instalados hace que aumenten los costos totales de instalación.

En la práctica, todo diseño de protección contra descargas electroatmosféricas debe de ajustarse a las necesidades impuestas por las condiciones eléctricas, mecánicas, ambientales y de tipo económico del proyecto, por lo tanto, no cabe ningún esquema rígido en la aplicación de la tecnología de los pararrayos polymeros de línea de ZnO. La elección de un diseño empleando esquemas combinados (una, dos y tres fases) es una solución a la variedad de condiciones que pueden presentarse en cada caso en particular. Los esquemas combinados consisten en instalar, según la totalidad de las condiciones en cada estructura de apoyo de línea, la cantidad adecuada de pararrayos según se requieran.

Una línea de transmisión muchas veces atraviesa una gran variedad de zonas climáticas, tipos de terrenos, etc. Las estructuras de apoyo de las líneas son elegidas a fin de satisfacer los requerimientos mecánicos y eléctricos en cada punto, tales como: topografía, ángulo, vano, peso de conductor, carga del viento, libranzas y recientemente impacto ambiental y ornato. Es

muy frecuente que la línea de transmisión carezca de un tipo de estructura completamente uniforme en todo su recorrido; en tales casos es preciso evaluar en cada estructura el esquema de protección a utilizar.

La diferente constitución de los terrenos atravesados por la línea hace que la resistividad y con ello la resistencia de puesta a tierra cambie en sus varias estructuras de apoyo; en adición existen variaciones en la resistividad en un mismo lugar debido a cambios de temperatura y contenido de humedad del suelo durante las épocas del año; todos estos factores se deben tomar en cuenta.

La posible variación de las condiciones ambientales en las diferentes localidades del trayecto de la línea de transmisión deben ser tomadas en consideración, ya que cómo se vio en la sección 1.8, y se ejemplificará en el capítulo No. 4, tienen un efecto notorio en las características del aislamiento y en la elección del tipo de protección.

2.4 Aplicaciones de la tecnología de pararrayos polymeros de línea de ZnO

A un principio, la protección de líneas de transmisión contra descargas electroatmosféricas empleando pararrayos de línea, fue proyectada a fin de proteger los aisladores en puntos críticos de las líneas, tales como: estructuras con alta resistencia de puesta a tierra, torres con alta probabilidad de incidencia de rayos, regiones con elevado nivel keráunico, etc. Los estudios que se realizaron en la década pasada y las pruebas hechas en varias líneas de transmisión en los Estados Unidos, han demostrado que los pararrayos de línea polymeros tienen diversas aplicaciones, pudiendo incluso sustituir por completo la protección tradicional con cable de guarda; a continuación, se presentan las aplicaciones más importantes:

2.4.1 Líneas de transmisión no blindadas

En la actualidad, existen líneas de transmisión que aún no se encuentran protegidas contra incidencia directa de rayos (blindadas). Entre las razones se tienen: falta de presupuesto inicial del proyecto, y que la línea no fue considerada crítica en el tiempo de su construcción.

El hecho que una línea de transmisión no se encuentre blindada la hace vulnerable a la incidencia directa de rayos y a los efectos destructivos que sobre el aislamiento tiene. Al producirse el flameo de cualquier aislador de línea, se producirá una corriente de falla de fase a tierra, la cual tendrá que ser suprimida por los interruptores de potencia de la línea en las subestaciones, y producirán así una salida de línea que interrumpe el servicio con consecuencias de carácter técnico, económico y de calidad de servicio.

La instalación de pararrayos polymeros de línea en líneas de transmisión no blindadas, es una solución a la necesidad de protección contra descargas electroatmosféricas. Se aplican cualesquiera de los esquemas de protección mostrados en este capítulo, según las características particulares de la línea existente.

Existen casos en los cuales no es posible la colocación de cables de guarda debido a diversas dificultades, por ejemplo: las estructuras de apoyo de la línea no resisten estructuralmente el tendido del cable de guarda, por razones de longitud de vano, peso del cable de guarda y carga de viento. Puede darse el caso de que no exista espacio en los postes de concreto o madera para colocar el cable de guarda a una altura adecuada que proteja todas las fases.

Para que los cables de guarda sean efectivos, deben estar instalados sobre la totalidad de la línea, condición que puede resultar difícil de cumplir en zonas inaccesibles, cruces de barrancos o ríos, donde el tendido del cable de guarda puede hacerse impráctico o imposible.

Haciendo una evaluación técnico-económica entre la protección con cable de guarda y pararrayos, es posible determinar la opción más conveniente. La protección con pararrayos en ciertos casos puede resultar favorable, según se verá en el capítulo 5.

2.4.2 Líneas de transmisión blindadas con elevada resistencia de puesta a tierra

En la sección 2.3.2.1, se mostró que cuando un rayo golpea el conductor de guarda de una línea de transmisión, la corriente de descarga fluye a través de la torre y/o cables de puesta a tierra hacia el suelo, y dependiendo del valor de la resistencia de puesta a tierra y del factor de acoplamiento, se produce una elevación de tensión que aparece a través de los aisladores de línea. Si este voltaje excede la resistencia al impulso del aislador, se produce el flameo. La corriente de falla de 60 Hz que sigue a la descarga puede causar interrupciones del servicio.

El número excesivo de salidas causadas por rayos cada año en líneas blindadas puede estar relacionado con la alta magnitud de la resistencia de puesta a tierra en diferentes puntos críticos de la línea, lo cual provoca flameo de aisladores. Bajas y estables resistencias de puesta a tierra es difícil conseguir en áreas montañosas, suelos lavables y cambiantes, regiones áridas y de roca, aún empleando los métodos tradicionales de mejoramiento de resistencia de puesta a tierra. En estos casos, los pararrayos polymeros de línea de ZnO encuentran una importante aplicación, instalándose en todas las fases en los lugares críticos, a fin de limitar los sobrevoltajes que aparecen en los aisladores en el momento de la descarga.

2.4.3 Líneas de transmisión nuevas

Los pararrayos polymeros de línea de ZnO tienen una importante aplicación en la protección contra descargas electroatmosféricas de líneas de transmisión nuevas. Entre las características más importantes figuran:

- a. Permite que los postes de las línea sean estructuralmente menos robustos y costosos, por no tener que soportar las cargas mecánicas impuestas por el cable de guarda.
- b. Reduce las alturas totales de los postes debido a que no existe necesidad de altura extra para colocación del cable de guarda o bayoneta sobre los conductores de fase, lo cual implica también reducción de costos.
- c. Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en áreas urbanas densamente pobladas, existe la necesidad de tender líneas de transmisión de 69 kV para abastecer las subestaciones en dichas localidades, debiendo resolver, adicionalmente, problemas relacionados con limitaciones de espacio, derechos de vía, servidumbres e impacto ambiental. Aspectos que antes eran secundarios en el diseño de líneas de transmisión, han pasado a ser de interés en la actualidad, así indicadores ambientales como: la apariencia, seguridad pública, contaminación ambiental y aspecto psicosocial deben ser tomados en cuenta. Con la instalación de pararrayos, basado en los incisos anteriores, se logran hacer diseños compactos, estéticos, confiables y económicos de líneas.
- d. Ofrece la posibilidad de elegir el grado de protección y funcionamiento deseado, es decir, la cantidad de salidas de línea por año, según la cantidad y ubicación de los pararrayos.

2.4.4 Proyectos de mejoras en líneas de transmisión

Los pararrayos polymeros de línea pueden ser instalados en estructuras nuevas y existentes. Esta característica permite diversidad de formas de instalación, que depende de cada caso en particular.

Una aplicación importante se presenta al colocar pararrayos polymeros de línea de ZnO en líneas de transmisión existentes que tienen problemas relacionados con descargas de rayos, por ejemplo:

- a. El número de salidas por rayos de la línea cada año es intolerable considerando la importancia relativa que la misma ha adquirido en el sistema de potencia.
- b. Existen regiones o puntos críticos en la línea, donde se ha determinado que es necesario emplear una protección más eficaz contra rayos comparada con la obtenida con cable de guarda, de

manera que mejorando la protección en esos lugares se reducen las salidas de línea provocadas por flameo de aisladores.

- c. Las líneas de transmisión que tengan tramos sin blindaje y que han adquirido importancia en el sistema.

2.4.5 Líneas de transmisión importantes en zonas de altos niveles keráunicos y de corrosión.

Como se verá en el próximo capítulo, el número de salidas de línea por flameos/milla/año es directamente proporcional al nivel keráunico de la región donde se ubica la línea y al porcentaje de rayos captados por la línea que producen flameos. El porcentaje de flameos está relacionado con la resistencia de puesta a tierra.

Existen líneas de transmisión de importancia eléctrica y económica en la operación de un sistema de potencia que pueden estar localizadas en regiones con alto nivel keráunico y niveles de corrosión en el suelo que atacan aceleradamente las uniones metálicas, entre ellas las conexiones eléctricas entre el cable de bajada a tierra y las varillas de tierra, lo cual causa un incremento en la resistencia de puesta a tierra. En tales casos el número de salidas de línea por rayos puede llegar a ser intolerable.

Un ejemplo claro de la anterior situación se da en las líneas No. 3 y No. 4 en 69 kV de la EEGSA localizadas en el departamento de Escuintla. Las líneas transportan la potencia entregada por varios ingenios cogeneradores y distribuyen energía del sistema nacional interconectado (SNI) a varias subestaciones en dicho departamento. El nivel keráunico de la región está comprendido entre 100 y 110 días de tormenta anuales (ver anexo No. 1), y los niveles de corrosión del suelo hacen necesario el mantenimiento frecuente de las puestas a tierra. Al instalar pararrayos en las tres fases de una línea de transmisión, es posible reducir el porcentaje de flameos en los aisladores por incidencia de rayos. Además de que se elimina la necesidad de tener una baja resistencia de puesta a tierra.

Para finalizar, quiero únicamente resaltar, que las aplicaciones descritas en las anteriores secciones, no agotan todas las posibles, según cada caso en particular.

CAPÍTULO 3

MÉTODO DE DISEÑO PARA LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS EMPLEANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ZnO

... mi propósito no es el de enseñar aquí el método que cada cual debe seguir para guiar acertadamente su razón, sino solamente el de mostrar de qué manera he tratado de guiar la mía.

Descartes,
(Discurso del método)

3.1 Selección del MCOV de los pararrayos polymeros de línea de ZnO

En la sección 2.2.1.3, se vio que la selección de los pararrayos polymeros de línea de ZnO está basado en el máximo sobrevoltaje de línea-tierra de baja frecuencia que puede presentarse en el punto de la línea donde se instalarán los pararrayos. Esta sobretensión es denominada voltaje de operación continuo máximo (MCOV).

El punto de inicio para el diseño de la protección de líneas de transmisión contra descargas electroatmosféricas empleando pararrayos polymeros de línea, es la elección del voltaje de operación continuo máximo (maximum continuous operating voltage MCOV) de los mismos, de acuerdo a las características del sistema de potencia de la línea a proteger.

Los fabricantes proporcionan en sus catálogos tablas que permiten seleccionar el MCOV de los pararrayos de acuerdo con el voltaje nominal entre fases y las características de conexión del neutro del sistema. El cuadro No. 3.1 muestra una tabla de este tipo.

Del cuadro No. 3.1, para una línea de transmisión de 69 kV, se tienen dos opciones de elección del MCOV de los pararrayos:

1. El neutro del sistema de potencia al que pertenece la línea se encuentra sólidamente aterrizado.

En este caso, los pararrayos deben tener un MCOV de 42.00 kV.

2. El neutro del sistema de potencia al que pertenece la línea se encuentra aterrizado por medio de una impedancia o no está aterrizado.

En este caso, los pararrayos deben tener un MCOV de 70.00 kV.

Voltaje de línea del sistema [kV]		Sistemas con neutro sólidamente aterrizado MCOV [kV]	Sistemas con neutro no directamente o no aterrizado MCOV [kV]
nominal	máximo		
13.20	13.90	8.40	17.00
13.80	14.50	8.40	17.00
34.50	36.20	22.00	36.50
69.00	72.50	42.00	70.00
138.00	145.00	84.00	131.00
230.00	242.00	140.00	220.00

CUADRO No. 3.1

Voltajes de operación continuo máximos (MCOV) para varios voltajes de sistemas de potencia respecto a la conexión del neutral .

3.2 Determinación de las características de operación de los pararrayos polymeros de línea de ZnO

Una vez definido el voltaje de operación continuo máximo (MCOV) de los pararrayos, se deben establecer las características de operación de los mismos.

Las características de operación de un pararrayos polimero de línea de ZnO las proporciona el fabricante por medio de curvas características o tablas propias para cada tipo de pararrayos, construidas de acuerdo a los ensayos de laboratorio. El cuadro No. 3.2 muestra una tabla con las características de operación de los pararrayos polymeros de línea de ZnO de Ohio-Brass Company, los cuales son especialmente diseñados para la protección de líneas de transmisión.

A continuación, se definen los voltajes que aparecen en cada columna del cuadro No. 3.2

3.2.1 Voltaje nominal

Es el valor eficaz del voltaje nominal de diseño (línea-tierra) del pararrayos, el cual depende del MCOV del mismo. Este voltaje no debe ser confundido con el voltaje nominal (línea-tierra) del sistema.

3.2.2 Voltaje de operación continuo máximo (Maximum continuous operating voltage MCOV)

Es el valor eficaz del sobrevoltaje máximo (línea-tierra) de frecuencia nominal que puede ser aplicado a través del pararrayos

en servicio, de acuerdo con las características del sistema.

voltaje nominal [kV]	MCOV [kV]	EFOW [kV]	SSMV [kV]	Máximo voltaje de descarga 8x20µs [kV]					
				1.5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
10	8.4	36.5	23.5	26.0	28.0	29.5	32.0	37.5	43.5
21	17.0	73.0	47.0	52.0	56.0	59.0	64.0	75.0	87.0
27	22.0	109.5	70.5	78.0	84.0	88.5	96.0	112.5	130.5
45	36.5	182.5	117.5	130.0	140.0	147.5	160.0	187.5	217.5
54	42.0	182.5	117.5	130.0	140.0	147.5	160.0	187.5	217.5
90	70.0	328.5	211.5	234.0	252.0	265.5	288.0	337.5	391.5
108	84.0	365.0	235.0	260.0	280.0	295.0	320.0	375.0	435.0
168	131.0	584.0	376.0	416.0	448.0	472.0	512.0	600.0	696.0
172	140.0	620.5	399.5	442.0	476.0	501.5	544.0	637.5	739.5

CUADRO No. 3.2

Características de descarga de los pararrayos polymeros de línea de ZnO de Ohio-Brass Company.

3.2.3 Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (Equivalent front of wave voltage EFOW)

Es el máximo voltaje de descarga que aparece en el pararrayos cuando se le aplica una onda de corriente de rápido incremento de 10 kA. Este voltaje de descarga alcanza su valor cresta en 0.5 µs.

El voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (EFOW) puede obtenerse del voltaje de descarga máximo que aparece en el pararrayos al aplicársele una onda de corriente de 8x20 µs de 10 kA, así:

$$EFOW = 1.15 \cdot Vmd \quad (3.1)$$

donde

Vmd = voltaje máximo de descarga para una onda de corriente de 8x20 µs y 10 kA de valor cresta.

3.2.4 Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (Switching surge maximum voltage SSMV)

Es el voltaje máximo de descarga que aparece en el pararrayos cuando se le aplica un impulso que simula el producido por

maniobras en el sistema. El SSMV está basado en un impulso de corriente que alcanza su valor cresta de 500 A. en 45 μ s.

3.2.5 Voltaje máximo de descarga para onda de 8x20 μ s

Es el voltaje máximo de descarga que se produce en el pararrayos al aplicársele una onda de corriente normalizada de 8x20 μ s y valor cresta de 1.5 kA, 3 kA, 5 kA, 10 kA, 20 kA y 40 kA respectivamente.

Para una línea de transmisión de 69 kV, existen dos opciones respecto a la elección de las características de operación de los pararrayos que se van a emplear. Cada una es función del MCOV del pararrayos que se utilizará, es decir, si se eligen pararrayos con MCOV de 42 kV o de 70 kV.

Partiendo del cuadro No. 3.2, las características de los pararrayos polymeros de línea de ZnO para la protección de líneas de transmisión de 69 kV, quedan definidas de la siguiente manera:

1. Sistemas con neutral sólidamente aterrizado

- Voltaje nominal: 54 kV
- Voltaje de operación continua máximo (MCOV): 42 kV
- Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (EFOV): 182.5 kV
- Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (SSMV): 117.5 kV
- Voltaje máximo de descarga para onda de 8x20 μ s:

130.0 kV	(1.5 kA)
140.0 kV	(3.0 kA)
147.5 kV	(5.0 kA)
160.0 kV	(10.0 kA)
187.5 kV	(20.0 kA)
217.5 kV	(40.0 kA)

2. Sistemas con neutro puesto a tierra a través de impedancia de aterrizaje o neutro no aterrizado

- Voltaje nominal: 90 kV
- Voltaje de operación continua máximo (MCOV): 70 kV
- Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (EFOV): 328.5 kV
- Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (SSMV): 211.5 kV
- Voltaje máximo de

descarga para onda de 8x20 μ s: 234.0 kV (1.5 kA)
 252.0 kV (3.0 kA)
 265.5 kV (5.0 kA)
 288.0 kV (10.0 kA)
 337.5 kV (20.0 kA)
 391.5 kV (40.0 kA)

Las anteriores características corresponden a los pararrayos polymeros de línea de Ohio-Brass Company Protecta*Lite y no deben ser tomadas como estándar para protección de líneas de transmisión de 69 kV.

3.3 Determinación de las características del aislamiento

Para proteger contra descargas electroatmosféricas en líneas de transmisión utilizando pararrayos de línea, es necesario conocer los niveles de aislamiento de la línea.

Los fabricantes de aisladores para líneas de transmisión suministran tablas donde se indican los niveles de aislamiento de sus productos, según el tamaño y tipo de aislador, voltaje nominal, etc. Los valores dados en dichas tablas son obtenidos de acuerdo a los procedimientos de prueba normalizados internacionalmente¹⁴.

El cuadro No. 3.3 y 3.4 es una tabla típica dada por los fabricantes de aisladores de suspensión de vidrio templado y porcelana respectivamente, que indica los niveles de tensión de aislamiento para cadenas de aisladores de suspensión de diferente longitud.

Para una línea de transmisión de 69 kV, las cadenas de aisladores de suspensión tienen por lo general entre 6 y 7 aisladores.

El cuadro No. 3.5 muestra los niveles de aislamiento de un tipo de aisladores de suspensión modernos a base de materiales sintéticos.

¹⁴ Normas ANSI C 29.1 y C 29.2.

No. de aisladores	Φ disco x long. de paso 10" x 5 3/4" 11" x 5 3/4"			
	tensión de flameo frecuencia nominal [kV] rms		tensión crítica de flameo al impulso [kV] cresta	
	en seco	bajo lluvia	onda (+)	onda (-)
1	80	50	120	125
2	155	90	255	255
3	215	130	355	345
4	270	170	440	420
5	325	215	525	495
6	380	255	610	585
7	435	295	695	670
8	485	335	700	760
9	540	375	860	845
10	590	415	945	930
11	640	455	1025	1015
12	690	490	1105	1105
13	735	525	1185	1190
14	785	565	1265	1275
15	830	600	1345	1360

CUADRO No. 3.3

Niveles de aislamiento de las cadenas de aisladores estándar de vidrio templado SEDIVER clase ANSI 52.3.

No. de aisladores	Ø disco x long. de paso 10" x 5 3/4"			
	tensión de flameo frecuencia nominal [kV] rms		tensión crítica de flameo al impulso [kV] cresta	
	en seco	bajo lluvia	onda (+)	onda (-)
1	80	50	125	130
2	155	90	255	255
3	215	130	355	345
4	270	170	440	415
5	325	215	525	495
6	380	255	610	585
7	435	295	695	670
8	485	335	780	760
9	540	375	860	845
10	590	415	945	930
11	640	455	1025	1015
12	690	490	1105	1105
13	735	525	1185	1190
14	785	565	1265	1275
15	830	600	1345	1360

CUADRO No. 3.4

Niveles de aislamiento de las cadenas de aisladores convencionales de porcelana de Ohio-Brass clase ANSI 52.3.

Número de faldones	tensión de flameo frecuencia nominal [kV] rms		tensión crítica de flameo al impulso [kV] cresta	
	en seco	bajo lluvia	onda (+)	onda (-)
18	250	220	415	395
21	290	255	475	460
23	315	280	520	505
26	355	315	580	570
29	395	350	645	635
32	435	385	705	700
34	460	405	755	740
36	485	430	790	785
41	545	480	890	890
43	570	505	930	935
49	640	565	1050	1060
53	685	605	1130	1140
57	730	645	1210	1225
60	765	675	1270	1285
64	805	710	1345	1365
69	855	755	1440	1465
72	885	785	1500	1525
75	915	810	1555	1585
80	960	850	1650	1680
84	1000	885	1725	1760
88	1035	915	1795	1835

Cuadro No. 3.5

Niveles de aislamiento de aisladores de suspensión Hi*Lite II polymeros para líneas de transmisión de Ohio-Brass Company.

El cuadro No. 3.6 presenta las características del aislamiento de un aislador de línea tipo poste polímero para línea de 69 kV.

tipo	tensión de flameo frecuencia nominal [kV] rms		tensión crítica de flameo al impulso [kV] cresta	
	en seco	bajo lluvia	onda (+)	onda (-)
horizontal	210	190	350	425
vertical	210	170	350	425

CUADRO No. 3.6

Características del aislamiento de aisladores de línea tipo poste polímeros de Ohio-Brass Company.

Los niveles de aislamiento que aparecen en los Cuadros No. 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6 se definen a continuación:

3.3.1 Tensión de flameo de frecuencia nominal en seco

Es el valor eficaz de la tensión de 60 Hz aplicada durante 60 segundos, a la cual se produce el flameo del aislador bajo condiciones atmosféricas secas.

3.3.2 Tensión de flameo de frecuencia nominal bajo lluvia

Es el valor eficaz de la tensión de 60 Hz aplicada durante 10 segundos, a la cual se produce el flameo del aislador bajo condiciones atmosféricas de lluvia.

3.3.3 Tensión crítica de flameo al impulso para onda positiva

Es el valor cresta de la onda normalizada de voltaje de polaridad positiva de $1.2 \times 50 \mu s$, que causa el flameo del aislador en la cola de la onda el 50% de las veces que se le aplica.

3.3.4 Tensión crítica de flameo al impulso para onda negativa

Es el valor cresta de la onda normalizada de voltaje de polaridad negativa de $1.2 \times 50 \mu s$, que causa el flameo del aislador en la cola de la onda el 50% de las veces que se le aplica.

La distribución de la rigidez del aislamiento en los sistemas eléctricos se determinan en los laboratorios de alta tensión. Al aislamiento se le aplica un impulso de tensión de polaridad definida, cuyo valor pico o de cresta se va incrementando lentamente para cada nivel de tensión. El número de descargas observadas en cada nivel de tensión, dividido el número de veces que se aplicó el impulso, suministra la probabilidad de descarga p para la magnitud, polaridad y forma de onda del impulso en referencia. El valor cresta de tensión de $1.2 \times 50 \mu s$ que se

aplica un número "n" de veces y que produce en las mismas un número "n/2" de flameos suministra el punto $p = 50\%$; a esta tensión se le denomina tensión de flameo crítica, pues proporciona la tensión 50 % disruptiva de impulso. Este voltaje indica que de un número total de intentos (impulsos), la mitad conduce a una ruptura de la rigidez dieléctrica del medio circundante al aislador y por tanto flameo.

La curva de distribución de frecuencias, para las tensiones que provocan flameo para onda de impulso aplicada de $1.2 \times 50 \mu s$, se obtiene al representar la probabilidad p en función de la tensión aplicada. La Figura No. 3.1 muestra una curva de distribución de frecuencias para un tipo específico de aislamiento tomado como ejemplo. Al analizar la forma de la curva de distribución de frecuencias del aislamiento externo de un sistema eléctrico, se establece que dicha curva se aproxima a una conocida distribución de densidad de probabilidad, la cual corresponde a la distribución Normal o de Laplace-Gauss.

Dado lo anterior, la probabilidad de flameo de un aislador externo, al cual se le aplican ondas de impulso de voltaje de $1.2 \times 50 \mu s$, está dada por:

$$p(z) = \int_{-\infty}^z \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \exp(-1/2 \cdot z^2) \cdot dz$$

Ec. (3.2)

En la cual se ha empleado la variable normalizada z . Los diferentes términos se relacionan de la siguiente manera:

p = probabilidad de flameo al aplicar una onda de impulso de tensión, cuyo valor cresta es U
 $z = (U - U_m) / \sigma$
 U = valor cresta de impulso de tensión aplicada al aislamiento
 $U_m = \Sigma U / n$ (valor medio de la tensión de flameo)
 n = número de ensayos o intentos
 $\sigma = (\Sigma (U - U_m)^2 / n)^{(1/2)}$ (desviación estándar de la tensión de flameo)

La distribución normal tiene la característica de que una vez conocido su valor medio (U_m) y su desviación estándar (σ) se puede estimar la probabilidad de descarga disruptiva para cualquier tensión. La tensión de flameo 50% disruptiva de impulso (U_{d50}) presenta una probabilidad de flameo $p = 0.50$, por lo que se coloca en el centro de la distribución como valor medio (U_m). Puede ser cuestionado que se suponga una distribución de rigidez de aislamiento sin límites definidos a la izquierda y derecha de la distribución normal, comprendida entre $-\infty$ y ∞ , la asunción correcta es que en los límites de interés, 4σ a 5σ por debajo de la tensión crítica de ruptura U_{d50} , la distribución de la tensión se

puede aproximar con la ayuda del comportamiento normal. La desviación típica o estándar " σ " se estima para impulsos de sobretensiones atmosféricas como un 3% del valor medio " U_m ".

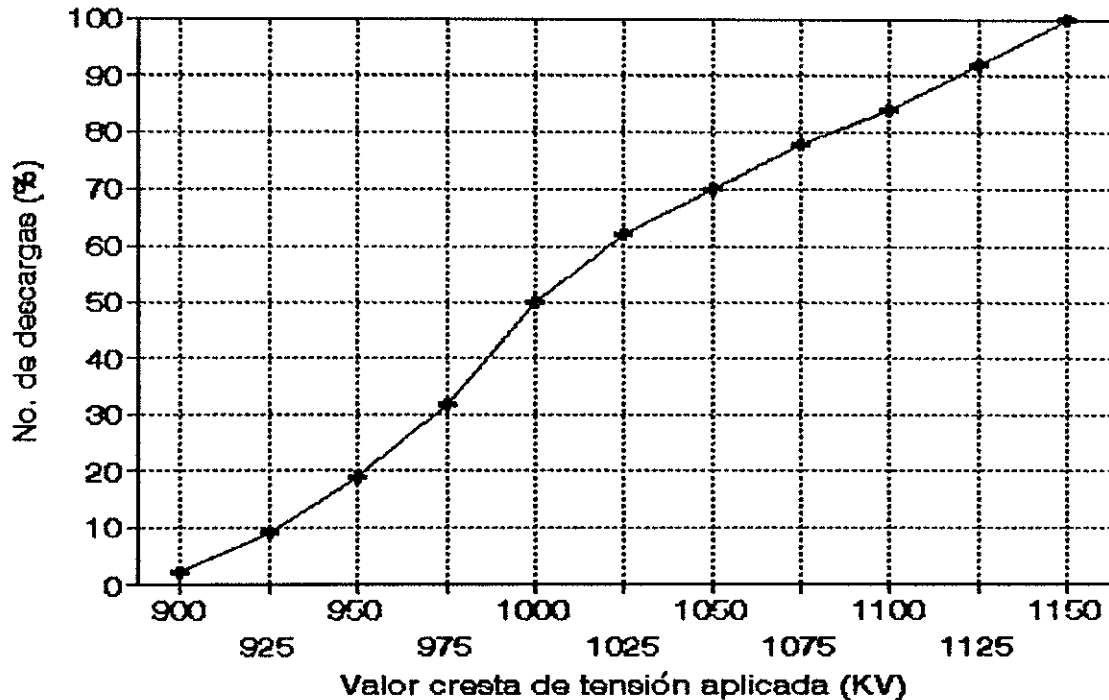


Figura No. 3.1

Curva de distribución de frecuencias de flameos - voltaje cresta aplicando onda normalizada de $1.2 \times 50\mu$ para un tipo de aislador.

Empleando la relación existente entre la probabilidad de flameo " p " y la variable normalizada " z ", dada por la ecuación integral de distribución normal, es posible calcular la probabilidad de flameo del aislamiento para un valor determinado de " z ", la cual está relacionada con el valor cresta de la tensión aplicada " U ", como se indicó con anterioridad. Por ejemplo, si la tensión crítica de flameo 50% disruptiva de un aislador es 375 kV para onda $1.2 \times 50\mu$, y se desea saber qué probabilidad de flameo se espera si a ese aislador se le aplica una onda de impulso $1.2 \times 50\mu$, cuyo valor cresta es 350 kV, entonces:

$$U_m = U_{d50} = 375 \text{ kV}$$

$$\sigma = 0.03 \cdot U_m = 0.03 \times 375 = 11.25 \text{ kV}$$

$$U = 350 \text{ kV}$$

$$z = (U - U_m) / \sigma = (350 - 375) / 11.25 = -2.22$$

Calculando la probabilidad p , la cual es el área bajo la curva de densidad de probabilidad para distribución normal desde $z = -\infty$

a $z = -2.22$, se tiene que $p(z = -2.22) = 0.01321$. Es decir, la probabilidad de flameo para una onda de impulso de 350 kV es 1.321%.

Los aisladores de una línea de transmisión de 69 kV pueden estar formados por distintos materiales y formas, por ejemplo: vidrio templado, porcelana y compuestos polymeros. El tipo y forma de los aisladores puede ser: de suspensión, de remate y tipo poste. Sea cual fuere el tipo de aislamiento, es necesario conocer las características de los aisladores de la línea que se va a proteger consultando los datos proporcionados por el fabricante.

En la sección 1.8 del capítulo 1, se explicó que las características del aislamiento externo de una línea de transmisión dependen de la temperatura ambiente y presión atmosférica. Las características de aislamiento normalizadas de los aisladores externos se refieren a una presión atmosférica de 76 cm de columna de mercurio y temperatura ambiente de 25°C. El voltaje de flameo de los aisladores en aire varía en proporción directa con el factor de densidad del aire. Para una adecuada coordinación, deben hacerse las correcciones en las características del aislamiento de los aisladores dependiendo de las condiciones ambientales en los lugares donde se localiza la línea. La expresión para el nivel de aislamiento de un aislador externo considerando las condiciones ambientales es:

$$NA = \delta \cdot N_{an} \quad (3.3)$$

donde

NA = nivel de aislamiento bajo condiciones ambientales determinadas

δ = factor de densidad del aire

N_{an} = nivel de aislamiento bajo condiciones ambientales normalizadas

3.4 Coordinación del aislamiento

En la sección 1.6, se dijo que la coordinación del aislamiento de una línea de transmisión comprende la totalidad de medidas necesarias para reducir o limitar el flameo y la perforación eléctrica de su aislamiento debido a las sobretensiones que en la operación de la línea se presentan. Para conseguir lo anterior, es necesario conocer las características de operación de los pararrayos conjuntamente con los niveles de aislamiento de los aisladores de línea.

También en la sección 1.6, se mostró el concepto de la coordinación del aislamiento. La curva que representa la característica de operación de un pararrayo debe quedar bajo la curva que representa los niveles de aislamiento de los aisladores con un margen de seguridad mínimo (15 y 20%). De este modo, se comprueba que los voltajes a través de los pararrayos, durante la

descarga, estarán debajo de los niveles de voltaje que producen el flameo de los aisladores. Para trazar las curvas características voltaje-tiempo de los pararrayos y del aislamiento, se emplea la información proporcionada por los fabricantes. Estos datos, como se vio en las dos secciones precedentes, se presentan en forma de tablas.

El primer paso para la elaboración de las curvas voltaje-tiempo consiste en conocer los niveles de aislamiento de los aisladores de la línea y los voltajes de descarga de los pararrayos de línea que se van a emplear.

Por ejemplo, para una línea de transmisión de 69 kV en un sistema con neutro sólidamente aterrizado, con cadenas de 6 aisladores de suspensión de vidrio templado de 10" x 5 3/4" (valores comunes en Guatemala) y pararrayos polymeros de línea de ZnO de 54 kV voltaje nominal y 42 kV MCOV, se tienen las siguientes características, según los Cuadros No. 3.2 y 3.3.

- Niveles de aislamiento de una cadena de 6 aisladores de vidrio templado de 10" x 5 3/4":
- Tensión de flameo a frecuencia nominal en seco 60 segundos:
380 kV (rms), 537.4 kV (cresta)
- Tensión de flameo a frecuencia nominal bajo lluvia 10 segundos:
255 kV (rms), 360.6 kV (cresta)
- Tensión crítica de flameo al impulso onda positiva de 1.2x50 μ s:
610 kV (cresta)
- Tensión crítica de flameo al impulso onda negativa de 1.2x50 μ s:
585 kV (cresta)
- Voltajes de descarga para pararrayos polymeros de línea de ZnO 54 kV nominal y 42 kV MCOV:
- Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (EFOW) con tiempo de cresta de 0.5 μ s:
182.5 kV (cresta)
- Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (SSMV) con tiempo de cresta de 45 μ s:
117.5 kV (cresta)
- Voltaje máximo de descarga para onda de 8x20 μ s:
130.0 kV (cresta) (1.5 kA)
140.0 kV (cresta) (3.0 kA)
147.5 kV (cresta) (5.0 kA)
160.0 kV (cresta) (10.0 kA)
187.5 kV (cresta) (20.0 kA)

217.5 kV (cresta) (40.0 kA) {se elige este voltaje para la coordinación con los niveles de aislamiento el impulso}

Para la coordinación con la tensión de flameo a frecuencia nominal en seco (60 segundos) y la tensión de flameo a frecuencia nominal bajo lluvia (10 segundos) del aislamiento, se utilizan los valores dados en las curvas de la Figura No. 2.4 del capítulo 2 que muestran la máxima sobretensión temporal a frecuencia nominal, que puede soportar un pararrayos polimero de línea de ZnO antes de descargar, dependiendo del tiempo que esté aplicada dicha sobretensión. Si se seleccionan pararrayos para ciclo pesado, de la Figura No. 2.4 se obtiene:

- Sobrevoltaje máximo permitido por el pararrayos a frecuencia nominal para 10 segundos de duración:
 $1.47 \times \text{MCOV} = 1.47 \times 42 = 61.7 \text{ kV (RMS)}, 87.26 \text{ kV (cresta)}$
- Sobrevoltaje máximo permitido por el pararrayos a frecuencia nominal para 60 segundos de duración:
 $1.40 \times \text{MCOV} = 1.40 \times 42 = 58.8 \text{ kV (RMS)}, 83.16 \text{ kV (cresta)}$

En la Figura No. 3.2, se plotean los puntos que corresponden a cada curva característica (aislamiento y pararrayos) en una hoja de papel semilogarítmico, donde el eje de las abscisas contiene el tiempo al cual se produce el valor cresta de la onda de voltaje aplicada y el eje de las ordenadas contiene el valor cresta de voltaje. El factor de corrección por densidad de aire se ha tomado arbitrariamente como 1, con lo cual los niveles de aislamiento se mantienen intactos, no obstante deben ser calculados según cada caso particular como se ejemplificará en el capítulo 4.

La curva v-t de los pararrayos se encuentra debajo de la curva v-t de los aisladores, como se muestra en la Figura No. 3.2.

Las características eléctricas de los aisladores y de los pararrayos son usadas adicionalmente para encontrar los márgenes de protección, según los niveles de aislamiento. El margen de protección es calculado usando la siguiente fórmula:

$$M_p = (NA - V_d) / V_d \times 100 \quad (3.4)$$

donde

M_p = margen de protección [%]

NA = nivel de aislamiento [kV]

V_d = voltaje de descarga del pararrayos [kV]

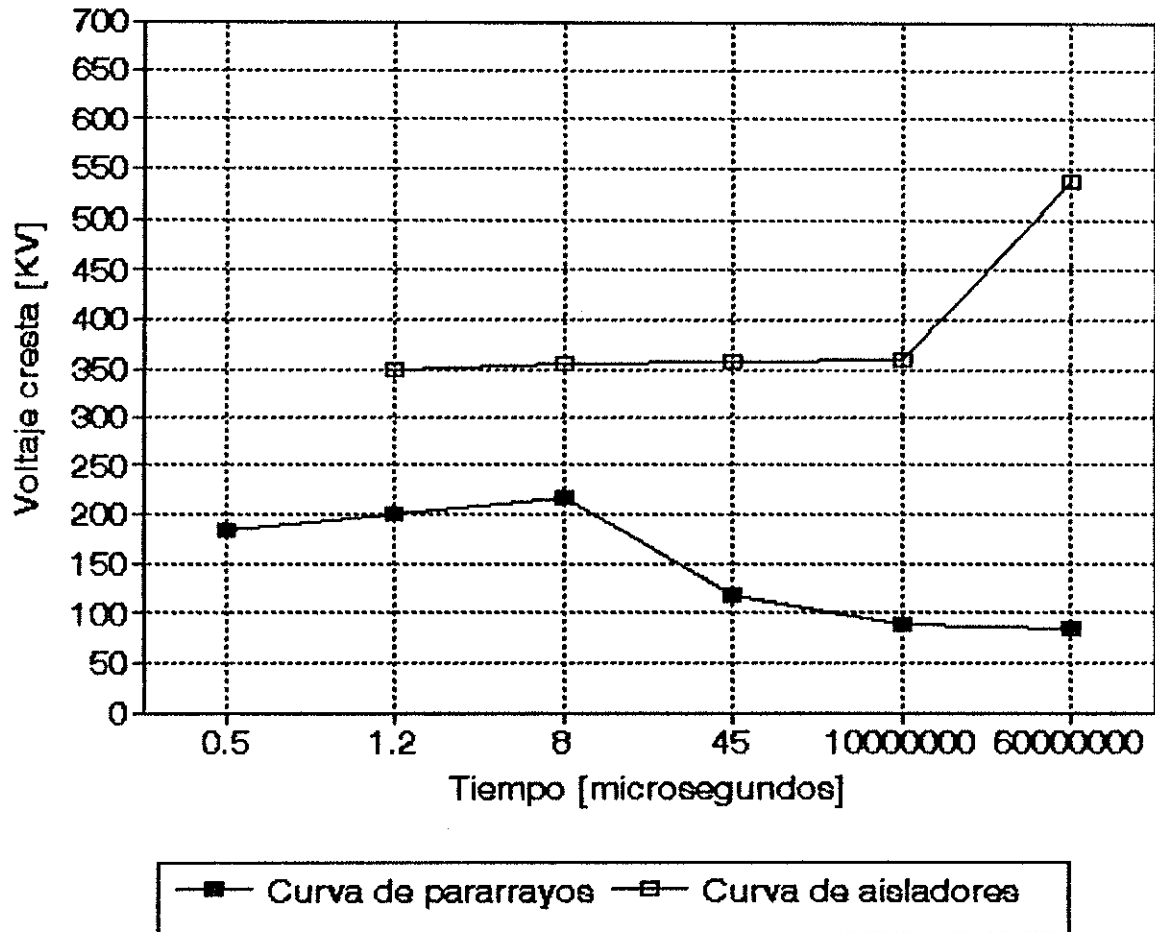


FIGURA No. 3.2

Coordinación entre las características de aislamiento de una cadena de 6 aisladores de suspensión de vidrio templado y la característica de descarga de un pararrayos polímero de línea de ZnO de 54 kV nominal y 42 kV MCOV.

El nivel de aislamiento básico al impulso de una línea de 69 kV es 350 kV (cresta) onda normalizada de 1.2 x 50 μ s. Para la coordinación con el BIL y los voltajes críticos de flameo al impulso se toma el voltaje máximo de descarga del pararrayos onda normalizada de 8x20 μ s y 40 kA, que resulta ser 217.5 kV (cresta). La razón por la cual se elige este voltaje de descarga para la coordinación con el BIL y los voltajes críticos de flameo al impulso, estriba en que es el voltaje de descarga de mayor valor cresta que aparece en el pararrayos cuando se le aplica la onda de impulso de corriente que más se aproxima a la onda normalizada de impulso de 1.2 x 50 μ s.

Aplicando la ecuación 3.4 para el BIL se tiene:

$$\begin{aligned} MP &= (NA - V_d) / V_d \times 100 \\ MP &= (350 - 217.5) / 217.5 \times 100 \\ MP &= 60.92 \% \text{ (BIL)} \end{aligned}$$

Los márgenes de protección respecto a los voltajes críticos de flameo al impulso son:

$$\begin{aligned} MP &= (610 - 217.5) / 217.5 \times 100 \\ MP &= 180.46 \% \text{ (onda positiva)} \\ MP &= (585 - 217.5) / 217.5 \times 100 \\ MP &= 169.59 \% \text{ (onda negativa)} \end{aligned}$$

Los márgenes de protección para las tensiones de flameo a frecuencia nominal en seco 60 segundos y bajo lluvia 10 segundos resultan ser:

$$\begin{aligned} MP &= (380 - 58.8) / 58.8 \times 100 \\ MP &= 646.26 \% \text{ (en seco 60s.)} \\ MP &= (255 - 61.7) / 61.7 \times 100 \\ MP &= 413.29 \% \text{ (bajo lluvia 10s.)} \end{aligned}$$

Las normas industriales recomiendan márgenes entre un 15 y 20 % como mínimo; los márgenes antes calculados están muy por encima de estos valores.

En esta sección, se ha detallado el procedimiento que se va a seguir a fin de coordinar las características v-t del aislamiento y de los pararrayos de línea. Se ha aplicado el método, a manera de ejemplo, con el propósito de revisar si los pararrayos polymeros de línea de ZnO de 54 kV nominal y 42 kV MCOV, protegen las cadenas de 6 aisladores de suspensión de vidrio templado de 10" x 5 3/4". De igual manera, se procede para cualquier tipo de aislador que pueda tener una línea de transmisión de 69 kV, entre los cuales pueden estar: cadenas de aisladores de suspensión de porcelana, cadenas de aisladores de suspensión polymeros, aisladores tipo poste de porcelana, aisladores tipo poste polymeros, etc.

En caso de que no se obtengan márgenes de protección encima de los mínimos aceptados (15 y 20 %), se debe probar con otras opciones factibles, a fin de obtener un nivel aceptable de protección, por ejemplo: incrementar el aislamiento de la línea, seleccionar aisladores con niveles de aislamiento superiores o elegir pararrayos con menores voltajes de descarga.

3.5 Modelo matemático para la estimación del número de salidas en líneas de transmisión por incidencia de rayos

El siguiente paso en el procedimiento de cálculo y diseño de la protección de líneas de transmisión de 69 kV contra rayos empleando pararrayos de línea polymeros, consiste en establecer un nivel aceptable de funcionamiento en términos del número de flameos por rayos, por año, por cada 100 millas de línea. Estudios realizados por Electric Power Research Institute EPRI (Instituto de investigación de potencia eléctrica) recomiendan valores bastante exigentes de 0 a 1 flameos/(100 mi·año) para líneas de transmisión y de 1 a 3 para líneas de subtransmisión. No obstante, el nivel aceptable de flameos de aisladores debe ser determinado en cada caso particular.

Los modelos hasta la fecha desarrollados para la estimación del número de salidas por rayos por año por unidad de longitud incluyen una combinación de modelos probabilísticos-determinísticos, ya que el objeto de análisis es un evento dependiente de una serie de factores regidos por funciones de distribución de probabilidad, por ejemplo: valor cresta de la corriente de impacto en la línea, tiempo de cresta de la corriente de impulso y localización del impacto del rayo en la línea o torre. Así por ejemplo, el ingeniero japonés Akio Sato ha desarrollado un método para el cálculo del número de salidas por rayos en líneas de transmisión, el cual se suma al método tradicional de Monte Carlo elaborado por J.G. Anderson¹⁵.

De manera más reciente, se han presentado modelos, que involucran el empleo de pararrayos para la protección de líneas contra descargas electroatmosféricas. Por ejemplo, el ingeniero estadounidense Randall Stansberry describe, en un interesante artículo, importantes aspectos y procedimientos para el modelado del comportamiento de líneas protegidas tanto con cable de guarda, como con pararrayos de línea¹⁶.

A continuación, se detallan los pasos que se debe seguir para modelar el comportamiento de la línea a través de calcular la cantidad de salidas por rayos por año por cada 100 millas. En el capítulo No. 4, se mostrará un ejemplo donde se aplica el método aquí descrito.

¹⁵ SATO, Akio. Estimating transmission line lightning outages by stochastic calculation. Revista IEEE transactions on power apparatus and systems; may-jun/1,980, Vol. PAS-99. No. 3. EEUU: edit. IEEE, 1,980. 1,079-1,088 pp.

¹⁶ STANSBERRY, Randall A.. Protecting distribution circuits: overhead shield wire versus lightning surge arresters. Revista transmission & distribution; abril 1,991. EEUU: s.p.i. 1,991. 56-61 pp.

3.5.1. Cálculo de la densidad de descargas

Es necesario aproximar lo más exacto posible, la cantidad de impactos de rayos por año por milla cuadrada o por kilómetro cuadrado, en la región donde se ubica la línea. El dato más disponible usualmente es el nivel keráunico, por lo cual es necesario consultar el mapa isokeráunico representativo del país o región donde esté ubicada la línea.

La Figura No. 3.3 (anexo 1) muestra el mapa isokeráunico de la República de Guatemala, en el cual se presentan las curvas que unen los puntos con igual número de días de tormenta anual.¹⁷

Una vez encontrado el nivel keráunico, la densidad de descargas se puede aproximar con la siguiente ecuación:

$$N = K \cdot N_k \quad (3.5)$$

donde

N = densidad de descargas [rayos/(año·mi²)]

K = constante de proporcionalidad

N_k = nivel keráunico

El valor de k se encuentra entre 0.25 y 0.50, y es igual a 0.31 en regiones templadas.

Una región templada se define como aquella que presenta un promedio anual de temperatura entre 15 y 25°C aproximadamente.

3.5.2 Cálculo del ancho de sombra

Es el ancho del área de protección en el suelo bajo la línea, producido por su blindaje. Según el método tomado en este informe de tesis (ver sección 1.10.1), la zona de blindaje generada por un cable superior de protección, cubre en el suelo una distancia igual a $2 \cdot \sqrt{3} \cdot H$, la cual corresponde a un ángulo de 30° entre las tangentes de los arcos de protección en el punto de su intersección, siendo H la altura del cable de protección. Si se emplean dos cable de guarda la zona de protección al nivel del suelo es $2 \cdot \sqrt{3} \cdot H + C$, donde C es igual a la separación horizontal entre cables de protección. De modo que el ancho de sombra es:

$$A = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot ht + C \quad (3.6)$$

donde

A = ancho de sombra [pies]

ht = altura sobre el suelo del cable de protección [pies]

¹⁷ DAVILA RECINOS, Marco. Niveles isoceráunicos y su influencia en el diseño de líneas de servicio eléctrico hasta 138 kV, en Guatemala (tesis: Facultad de ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala), Guatemala, 1,972, anexo No. 1, de donde se extrae el mapa isokeráunico de Guatemala.

C = separación horizontal entre cables de protección [p]

Si solo existe un cable de protección C es igual a cero.

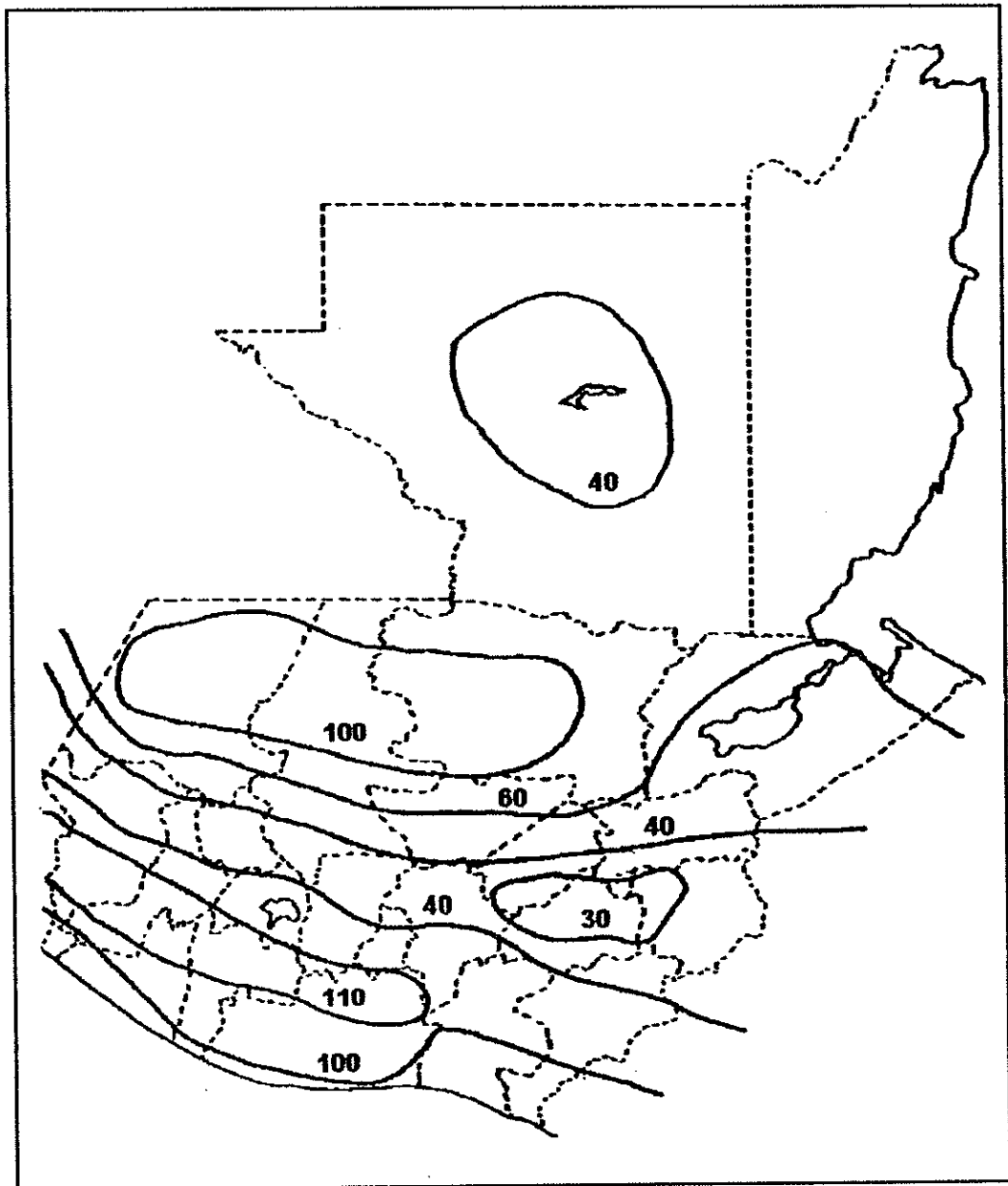


FIGURA No.3.3
Mapa isokeráunico de la República de Guatemala.

3.5.3 Cálculo del número de rayos captados por la línea por 100 millas por año

Se determina con la siguiente ecuación.

$$N1 = [100N \cdot (A + b)] / 5280 \quad (3.7)$$

donde

N1 = número de rayos captados por la línea por 100 mi por año

N = densidad de descargas [rayos/año·mi²]

A = ancho de sombra [pies]

b = espaciamiento horizontal entre conductores [pies]

3.5.4 Estimación del porcentaje de impactos de rayos que causan flameo de aisladores

El porcentaje de rayos que inciden sobre una línea, protegida con cable de guarda o con pararrayos, que producen flameo de aisladores es función de las siguientes variables:

- Variables bajo control del diseñador

- Configuración de la línea y estructura si la línea es nueva
- Nivel de aislamiento al impulso (BIL) si la línea es nueva
- Tipo de protección contra rayos
- Distancia entre pararrayos
- Resistencia de puesta a tierra

Variables no controlables por el diseñador

- Nivel Keráunico
- Amplitud de la onda de impulso de impacto del rayo
- Tiempo de cresta de la onda de impulso del rayo
- Punto de impacto del rayo
- Resistividad del suelo

Para calcular el porcentaje de la totalidad de impactos de rayos que inciden sobre la línea, los cuales producen flameo de aisladores se procede como sigue:

3.5.4.1 Obtención del nivel de aislamiento al impulso bajo condiciones imperantes en la línea

Este debe ser calculado, como se vio, de acuerdo con la ecuación 3.3.

$$BIL = \delta \cdot BILn \quad (3.8)$$

donde

BIL = nivel básico de aislamiento al impulso bajo las condiciones ambientales imperantes

δ = factor de densidad del aire

BILn = nivel básico de aislamiento al impulso bajo condiciones ambientales normalizadas

3.5.4.2 Establecimiento de la resistencia de puesta a tierra

El valor de la resistencia de puesta a tierra máxima que se permitirá en la línea, o que se obtiene a través de mediciones en las bases de las estructuras de apoyo de la línea es un dato

importante cuando se selecciona el esquema de protección. Un alto valor de resistencia de puesta a tierra puede obligar a optar por el esquema de protección en todas las fases, como se analizó en el capítulo 2, y se tratará más adelante.

3.5.4.3 Cálculo de la probabilidad de flameo para cada esquema de protección y separación entre pararrayos

La elección del esquema de protección (cantidad de pararrayos a instalar por estructura) y el espaciamiento entre pararrayos determina la probabilidad de flameo en la línea, o el mismo valor expresado en porcentaje del total de rayos que inciden sobre la línea y que provocan flameo en el aislamiento.

La probabilidad de flameo del aislamiento depende del esquema de protección contra rayos que se va a utilizar como se vio en la sección 2.3 del capítulo 2. En esa sección, se presentó un procedimiento de cálculo para estimar el porcentaje de flameos, si una línea se protege con pararrayos en:

- Una fase
- Dos fases
- Tres fases

A continuación, se presenta un resumen en donde se utiliza la misma nomenclatura que en el capítulo 2.

3.5.4.3.1 Probabilidad de flameo en función del esquema de protección contra rayos

- Instalación de pararrayos en una fase

Pararrayos en fase superior

1. Cálculo de los parámetros de impulso de la línea:

Se calculan de acuerdo a:

$$Z_0 = \sqrt{l/c} \text{ } [\Omega]$$

$$Z_n = 138.1 \cdot \text{Log} (2H_j/r) \text{ } [\Omega]$$

$$K_i = [\text{Log}(D_{ij}/d_{ij})] / [\text{Log}(2H_j/r)]$$

donde

Z_0 = impedancia característica de la línea $[\Omega]$

l = inductancia por unidad de longitud en la línea $[H/m]$

c = capacitancia por unidad de longitud $[F/m]$

Z_n = impedancia al impulso del cable de protección (fase superior) $[\Omega]$

H_j = altura sobre el nivel del suelo del cable de protección (fase superior)

r = radio del conductor de protección (conductor de fase)

K_i = factor de acoplamiento entre la fase i y el cable de protección (fase superior)

D_{ij} = distancia entre la imagen del cable de protección (fase superior) y la fase i

d_{ij} = distancia entre cable de protección (fase superior) y fase i

2. Cálculo de la resistencia efectiva de la línea

$$R' = 1 / (1/Z_0 + 2/Z_n + 1/R) [\Omega]$$

donde

R' = resistencia efectiva $[\Omega]$

R = resistencia de puesta a tierra $[\Omega]$

3. Cálculo de la corriente de descarga crítica de flameo

La corriente de descarga crítica es:

$$I_{dc} = (BIL - E) / (R' \cdot (1 - K_c))$$

donde

I_{dc} = corriente de descarga crítica $[kA]$

K_c = menor factor de acoplamiento de los conductores de fase

BIL = nivel básico de aislamiento al impulso $[kV]$

E = voltaje nominal de fase a neutro $[kV]$

4. Obtención de la probabilidad de flameo

De la curva de probabilidad de corriente de descarga por rayo en líneas de transmisión de Lewis and Foust (anexo No. 2), se encuentra la probabilidad de flameo de acuerdo con el valor de la corriente de descarga crítica.

Pararrayos en fase inferior

(se utiliza cuando ya existe cable de guarda)

1. Cálculo de los parámetros de impulso de la línea

Los parámetros de impulso (Z_0 , Z_n , K_1 , K_2 y K_3) se calculan empleando las mismas ecuaciones que para el esquema de protección en fase superior, con la diferencia de que el cable de protección es el cable de guarda.

2. Cálculo de la resistencia efectiva de la línea

La resistencia efectiva se calcula de acuerdo a los parámetros de impulso utilizando la ecuación correspondiente.

3. Cálculo de la corriente de descarga crítica de flameo

La corriente de descarga crítica de flameo se calcula como:

$$I_{dc} = (BIL - E) / (R' \cdot (1 - K'))$$

donde

K' = menor factor de acoplamiento de las fases de la línea excluyendo la fase inferior

4. Obtención de la probabilidad de flameo

Con el valor de la corriente de descarga crítica, se encuentra la probabilidad de flameo en la curva de probabilidad de corriente de descarga de Lewis and Foust (anexo No. 2).

- Instalación de pararrayos en dos fases

Pararrayos en fase superior y fase inferior

1. Cálculo de los parámetros de impulso de la línea

Los parámetros de impulso se calculan empleando las mismas ecuaciones que para el esquema en fase superior.

2. Cálculo de la resistencia efectiva de la línea

La resistencia efectiva se calcula de acuerdo con los parámetros de impulso utilizando la ecuación correspondiente.

3. Cálculo de la corriente de descarga crítica de flameo

La corriente de descarga crítica de flameo se calcula como:

$$I_{dc} = (BIL - E) / (R' \cdot (1-K2))$$

donde

K2 = factor de acoplamiento entre la fase sin pararrayos y el conductor de protección (fase superior)

4. Obtención de la probabilidad de flameo

Con el valor de la corriente de descarga crítica, se encuentra la probabilidad de flameo en la curva de probabilidad de corriente de descarga de Lewis and Foust (anexo No. 2).

Pararrayos en las dos fases inferiores

(se utiliza cuando ya existe cable de guarda)

1. Cálculo de los parámetros de impulso de la línea

Los parámetros de impulso se calculan empleando las ecuaciones correspondientes con el cable de guarda como conductor de protección.

2. Cálculo de la resistencia efectiva de la línea

La resistencia efectiva se calcula de acuerdo a los parámetros de impulso utilizando la ecuación correspondiente.

3. Cálculo de la corriente de descarga crítica de flameo

La corriente de descarga crítica se calcula como:

$$I_{dc} = (BIL - E) / (R' \cdot (1-K1))$$

donde

K_1 = factor de acoplamiento entre la fase superior y el cable de guarda

4. Obtención de la probabilidad de flameo

Con el valor de la corriente de descarga crítica, se encuentra la probabilidad de flameo en la curva de probabilidad de corriente de descarga de Lewis and Foust (anexo No. 2).

3.5.4.3.2 Probabilidad de flameo en función de la separación entre pararrayos

Un pararrayos instalado en una línea de transmisión, tiene la función de limitar la magnitud de una onda viajera incidente de sobretensión, a un valor inferior, dado por la tensión residual o de descarga del propio pararrayos, que descarga a tierra el sobrevoltaje. El efecto protector del pararrayos abarca un tramo o zona de línea antes y después del punto donde ha sido conectado debido a las ondas transmitidas y reflejadas que se dan al cambiar el pararrayos de su estado no conductor a conductor. La Figura No. 3.4 muestra un pararrayos conectado a una fase de una línea y una onda incidente de sobretensión con pendiente de cresta dU_i/dt , conociendo dicha pendiente, la velocidad de propagación de onda " v " y la tensión de descarga residual del pararrayos " U_d ", se puede calcular la zona máxima de protección.

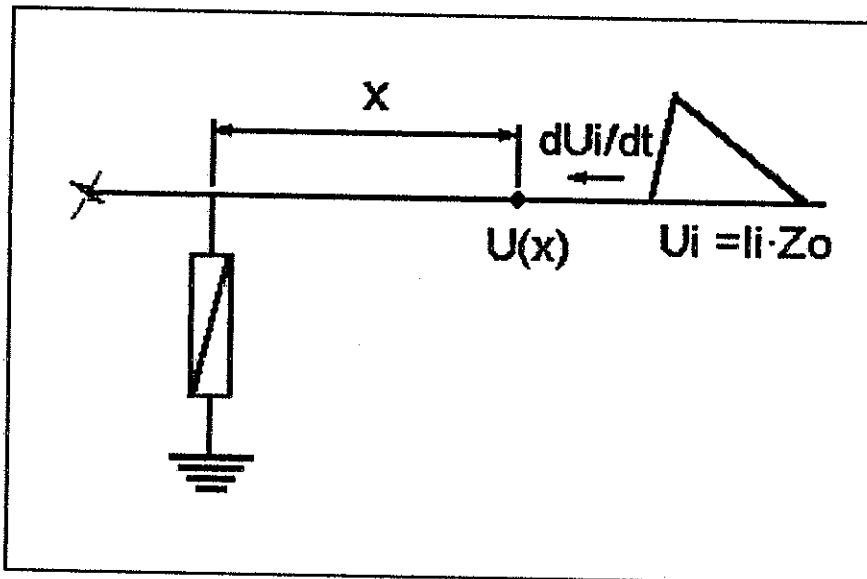


Figura No. 3.4

Onda incidente de sobretensión " U_i " que se desplaza en una línea de transmisión con pendiente de frente de onda dU_i/dt .

Para un punto situado a una distancia x del pararrayos que se encuentra instalado en una línea, la máxima sobretensión aplicada

cuando el pararrayos descarga a tierra está dada por¹⁸:

$$U(x) = U_d + dU_i/dt \cdot 1/v \cdot x \quad (3.9)$$

donde

$U(x)$ = tensión en la fase golpeada por el rayo en la línea a una distancia x del pararrayos [V]

U_d = voltaje residual de descarga del pararrayos [V]

dU/dt = pendiente del frente de onda de voltaje incidente [V/s]

v = velocidad de propagación de onda $\approx 300,000 \times 10^3$ m/s

x = distancia a partir del punto donde está ubicado el pararrayos [m]

Despejando la distancia x de la Ec.3.9

$$x = (U(x) - U_d) / (dU_i/dt) \cdot v \quad (3.10)$$

La tensión incidente " U_i " se puede escribir como

$$\begin{aligned} U_i &= I_i \cdot Z_o \\ dU_i/dt &= Z_o \cdot dI_i/dt \end{aligned} \quad (3.11)$$

donde

I_i = corriente incidente [A]

Z_o = impedancia característica de la línea [Ω]

dI_i/dt = pendiente del frente de la onda de corriente incidente [A/s]

La pendiente del frente de onda de corriente se puede aproximar para efectos de cálculo conociendo el valor cresta de corriente y el tiempo de formación de cresta, así:

$$dI_i/dt \approx I_{ic}/t_c \quad (3.12)$$

donde

I_{ic} = valor cresta de la onda de corriente incidente [A]

t_c = tiempo de formación del valor cresta [s]

Sustituyendo dU_i/dt de la Ec. 3.11 y dI_i/dt de la Ec. 3.12 en la Ec. 3.10:

$$x = (U(x) - U_d) / (I_{ic}/t_c) \cdot v/Z_o \quad (3.13)$$

El voltaje residual o de descarga del pararrayos U_d depende de la forma de onda y amplitud de la corriente incidente I_i , como se vio en la sección 3.2 cuadro No. 3.2, donde se mostraron voltajes de descarga de los pararrayos polymeros de línea de ZnO para diferentes corrientes incidentes aplicadas.

Si se fija un valor del voltaje máximo " $U(x_o)$ " para una corriente incidente dada, la Ec 3.13 proporciona la distancia " x_o "

¹⁸ SIEGERT, Luis. Alta tensión y sistemas de transmisión. México: edit. Limusa S.A.. 1,989. Cap. 17, 527-529 pp.

a la cual aparece dicho voltaje, a distancias mayores de "x₀" el voltaje "U(x)" es mayor.

Para una línea de transmisión de 69 kV, con BIL de 350 kV e impedancia característica $Z_0 = 350 \Omega$ (valor típico para líneas de 69 kV), en la cual se instalan pararrayos de línea ZnO 42 kV MCOV y 54 kV nominal, se hace el siguiente análisis tomando los voltajes y corrientes de descarga $8 \times 20 \mu s$ proporcionados por el fabricante de los pararrayos polymeros de línea (los datos corresponden al cuadro No. 3.2).

Al aplicar la Ec. 3.13 para un voltaje $U(x') = 350$ kV y las corrientes incidentes indicadas a continuación, se calcula la distancia máxima x' a la cual la tensión en la línea no supera el BIL (350 kV), y por lo tanto es la zona máxima de protección abarcada por el pararrayos. El cuadro No. 3.7 muestra los resultados de distintos cálculos.

Parámetros tomados:
 Voltaje nominal: 69 kV
 BIL: 350 kV
 $Z_0: 350 \Omega$
 $v \approx 300,000 \times 10^3$ m/s

I_i [kA]	dI_i/dt [kA/ μs]	U_d [kV]	x' [m]
1.5	0.1875	130.0	1005.71
3.0	0.3750	140.0	480.00
5.0	0.6250	147.5	277.71
10.0	1.2500	160.0	130.29
20.0	2.5000	187.5	55.71
40.0	5.0000	217.5	22.71

Cuadro No. 3.7

Distancia máxima de protección " x' " de un pararrayos polymero de línea de ZnO de Ohio-Brass Co., 42 kV MCOV, 54 kV nominal en función de la corriente incidente para una línea con BIL de 350 kV e impedancia característica de 350Ω .

El cuadro No. 3.7 muestra que la distancia x' a la cual el voltaje de fase a neutro igual al BIL, disminuye al crecer el valor cresta de la corriente incidente provocada por incidencia de rayo; a mayores distancias de x' , el voltaje supera al BIL (Ec.3.9).

La Figura No. 3.5 muestra que al incidir un rayo en una línea de transmisión, se generan dos ondas de corriente que se desplazan en sentidos opuestos, teniendo cada una un valor de corriente igual a la mitad de la corriente total de descarga sobre la línea. Los pararrayos instalados en líneas de transmisión abarcan una zona de protección x' a cada lado del pararrayos. Se entiende como zona de protección la distancia máxima de un punto en el conductor de fase hacia el pararrayos, a la cual el voltaje de línea a neutro no supera el BIL. De este modo, la zona total de protección por cada pararrayos comprende una longitud de $2x'$, a partir de la cual termina la zona de protección originada por el pararrayos adyacente, y así sucesivamente.

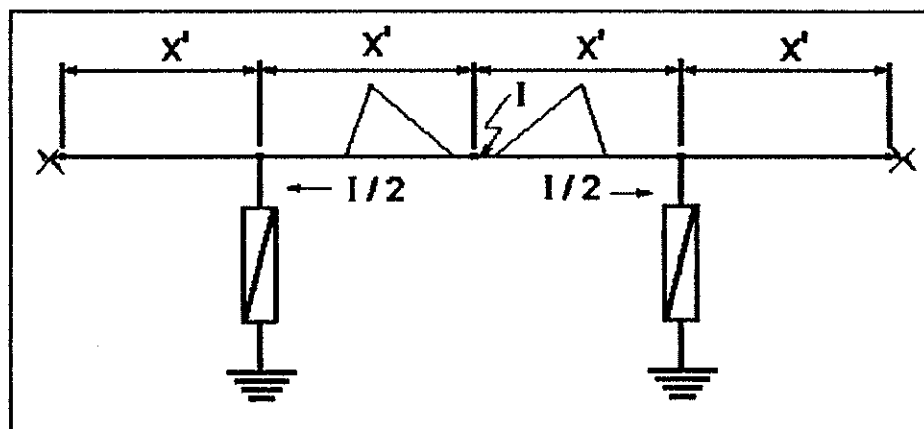


Figura No. 3.5

Ondas de corriente que se desplazan en una línea de transmisión al ser alcanzada por un rayo y la zona de protección " $2x'$ " cubierta por los pararrayos de línea instalados.

Con base en lo analizado, es posible determinar la probabilidad de flameo del aislamiento en una línea de transmisión en función de la separación entre pararrayos. Al instalar pararrayos a una distancia " $d = 2x'$ ", dicha distancia se calcula para un valor de corriente incidente " I_i ". En caso de que la corriente incidente sea mayor que la tomada para el cálculo de la distancia " d ", la zona de protección disminuye (Ec. 3.13) y el voltaje aplicado a los aisladores de línea que se encuentran entre pararrayos adyacentes, puede superar el nivel básico de aislamiento al impulso BIL en el momento de la descarga de los pararrayos. La curva de distribución de probabilidad de corrientes de descarga de Lewis and Foust (Figura No. 2.14, anexo No. 2) proporciona la probabilidad de que una corriente de descarga por impacto de rayo en una línea de transmisión iguale o supere un valor cresta determinado. La corriente incidente " I_i " es la mitad de la corriente total de impacto del rayo dada por la curva de Lewis and Foust.

Haciendo uso de los valores calculados en el cuadro No. 3.7, el cuadro No. 3.8 muestra la distancia máxima de protección " $d = 2x'$ ", conjuntamente con la corriente total de descarga que es igual a dos veces la corriente incidente " I_i ", y la probabilidad de que la corriente total de descarga iguale o supere el valor cresta indicado según la curva de Lewis and Foust (anexo No. 2).

I_i [kA]	I desc. [kA]	U_d [kV]	$d=2x'$ [m]	p [%]
1.5	3.0	130.0	2011.43	100
3.0	6.0	140.0	960.00	91
5.0	10.0	147.5	555.43	62
10.0	20.0	160.0	260.57	38
20.0	40.0	187.5	111.43	16
40.0	80.0	217.5	45.43	4

Cuadro No. 3.8

Distancia máxima de protección " $2x'$ " de los pararrayos polymeros de línea de ZnO de Ohio-Brass Co., 42 kV MCOV, 54 kV nominal en función de la corriente total de descarga para una línea con BIL de 350 kV e impedancia característica de 350 Ω .

Al instalar pararrayos a una distancia $d = 2x'$, el valor de "p" mostrado en el cuadro No 3.8 representa la probabilidad de que la corriente total de descarga o la corriente incidente supere los valores indicados y con ello sea posible el flameo de los aisladores de línea que se encuentran dentro de la zona de protección de cada pararrayos. Al plotear la probabilidad "p" contra la distancia " $d = 2x'$ ", se obtiene la probabilidad de flameo en la línea en función de la separación entre pararrayos. La Figura No. 3.6 ilustra esta dependencia.

Si la línea tiene otro nivel de aislamiento al impulso y se siguen los mismos pasos desarrollados en esta sección, es posible obtener curvas probabilidad de flameo-distancia para otros niveles de aislamiento al impulso. La Figura No. 3.7 muestra tres curvas para líneas con impedancia característica de 350 Ω y niveles de aislamiento básico al impulso de 300, 400 y 500 kV, donde se han tomado los voltajes de descarga de los pararrayos polymeros de línea de Ohio-Brass Co.

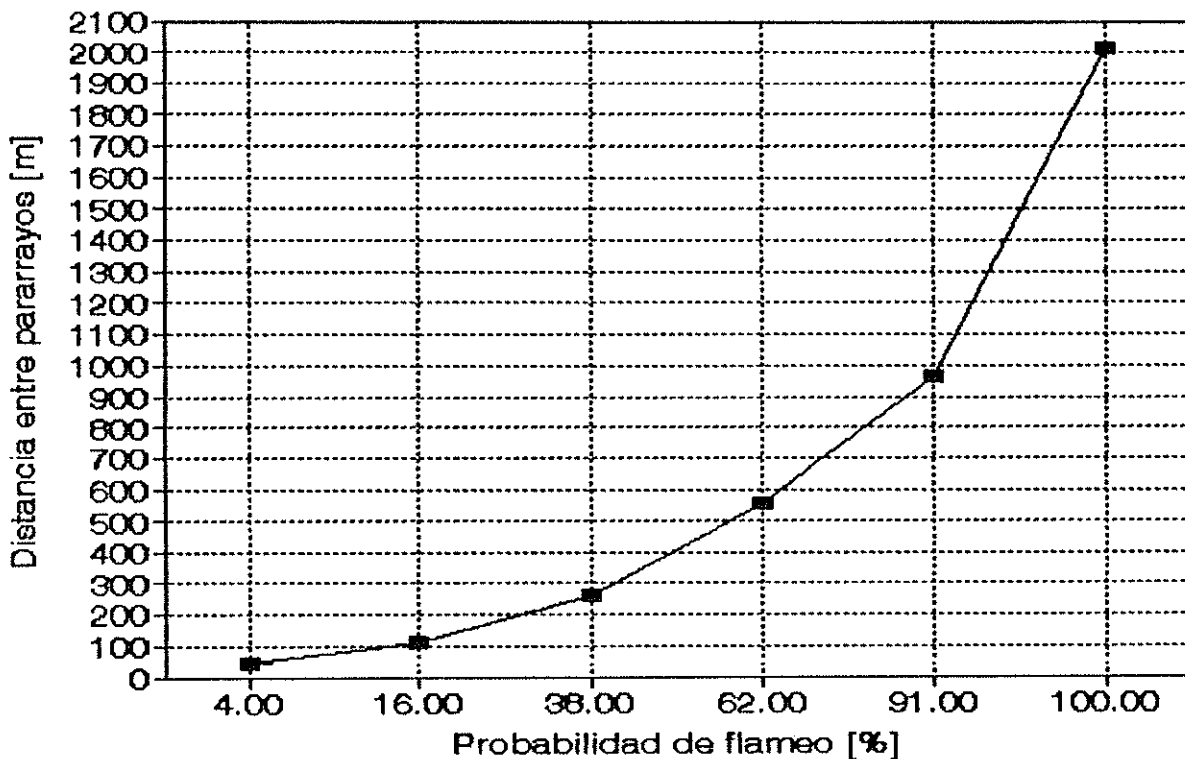


Figura No. 3.6

Curva probabilidad de flameo - distancia entre pararrayos para una línea de transmisión de 69 kV con BIL de 350 kV, impedancia de línea al impulso de 350 Ω protegida con pararrayos polimeros de línea de ZnO de 42 kV MCOV y 54 kV nominal.

La elaboración de las curvas de las figuras No. 3.6 y 3.7 se hizo basado en la suposición de que entre cada par de estructuras donde se instalan pararrayos existen estructuras (torres o postes) en las cuales hay aisladores de línea que no tienen pararrayos, y se encuentran dichos aisladores dentro de la zona de protección generada por los pararrayos adyacentes. Las curvas de las figuras No. 3.6 y 3.7 representan la probabilidad de flameo en función de la separación entre pararrayos sí existen aisladores entre pararrayos adyacentes en la línea, en caso de no existir aisladores entre pararrayos implica que se han instalado pararrayos en cada estructura y la probabilidad de flameo por separación entre pararrayos es nula, ya que cada pararrayos limita el voltaje aplicado a cada aislador por debajo del BIL, no importando a qué distancia se instalen unos de otros; la separación la determina obviamente la longitud de cada vano.

Por ejemplo, si en una línea de 69 kV, BIL de 350 kV con impedancia característica de 350 Ω se instalan pararrayos en la fase superior en cada estructura y la línea tiene un vano promedio

de 200 m, la probabilidad de flameo por separación de pararrayos es cero. En cambio, si se instalan pararrayos también en fase superior cada 200 m, pero en este caso, entre cada par de estructuras con pararrayos hay una que no tiene, la probabilidad de flameo es 30 % según la curva de la Figura No. 3.6.

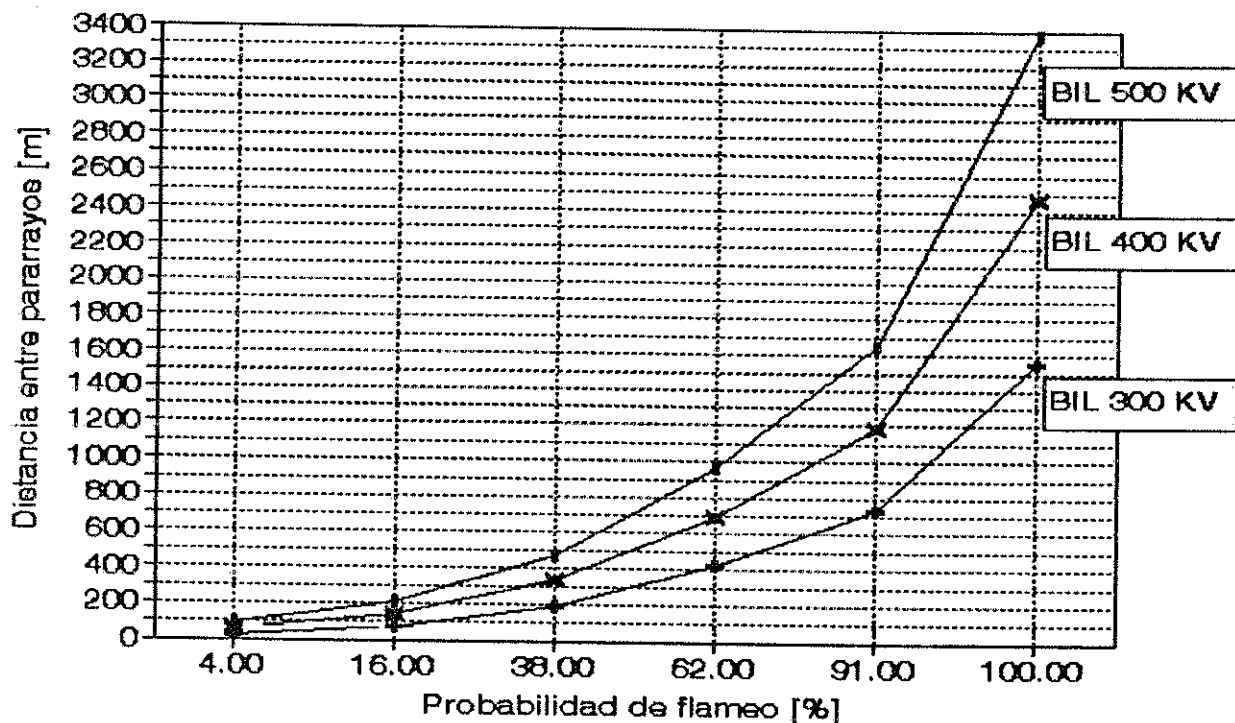


Figura No. 3.7

Curvas probabilidad de flameo - distancia entre pararrayos para líneas de transmisión con niveles de aislamiento básico al impulso de 300, 400 y 500 kV, impedancia de línea al impulso de 350 Ω , protegida con pararrayos polymeros de línea de ZnO de 42 kV MCOV y 54 kV nominal.

Para un diseño de protección en particular, la separación entre pararrayos se calcula de acuerdo con la distancia máxima a la que los aisladores pueden estar alejados de su pararrayos más cercano, y depende de la probabilidad de flameo que se considere tolerable, como se analiza en la siguiente sección.

3.5.4.3.3 Probabilidad total de flameo

Existen conjuntamente dos probabilidades de flameo al instalar pararrayos en líneas de transmisión. Una de ellas asociada al esquema de protección utilizado y la otra dependiente de la separación entre pararrayos.

Partiendo de las leyes de probabilidades, cuando un evento "E" puede ocurrir de dos formas diferentes independientes, es decir, de dos maneras en las cuales la ocurrencia de una no condiciona la otra, y la probabilidad de ocurrencia de cada forma es "p1" y "p2" respectivamente, la probabilidad "p" de que el evento suceda de una u otra forma es " p1 + p2 - p1·p2 ". Si se aplica lo anterior a las probabilidades de flameo en la línea con pararrayos, se tiene:

$$p = p_e + p_d - p_e \cdot p_d \quad (3.14)$$

donde

p = probabilidad total de flameo en la línea [p.u]

p_e = Probabilidad de flameo de acuerdo al esquema de protección usado [p.u]

p_d = probabilidad de flameo de debido a la distancia entre pararrayos [p.u]

La probabilidad de flameo puede darse también como porcentaje de flameos multiplicando "p" por 100.

3.5.5 Cálculo del número de salidas de línea por flameos

El número de salidas de línea por flameo/100mi/año se calcula como:

$$N_o = N_1 \cdot p \quad (3.17)$$

donde

N_o = número de salidas por flameo de aisladores por año por 100 mi de línea

N₁ = número de rayos que inciden por año por 100 mi de línea

p = probabilidad total de flameo

3.6 Selección del esquema de protección y ubicación definitiva de los pararrayos en la línea de transmisión

La selección del esquema de protección que se va a usar lo determina el número de salidas de líneas por rayos/100mi/año máximo tolerable, el cual se compara con las salidas de línea calculadas para cada esquema de protección y distanciamiento entre pararrayos, a fin de elegir el o los esquemas que proporcionen menor o igual cantidad de salidas anuales de línea por rayos.

Estudios realizados por Electric Power Research Institute (EPRI) recomiendan entre 0 y 1 salidas/100mi/año para líneas de transmisión (voltajes > 138 kV) y entre 1 y 3 para líneas de subtransmisión (voltajes entre 69 y 138 kV).

Finalmente se debe definir la ubicación exacta donde se instalarán los pararrayos en la línea, es decir, indicar las estructuras de apoyo (postes o torres) en las cuales se instalan, especificando las fases. Se requiere realizar planos que ilustren en detalle la instalación y montaje. Estos deben incluir las características de los pararrayos, herrajes, cables, etc.

El Cuadro No. 3.9 resume los pasos que se deben seguir en el método de diseño de protección de líneas de transmisión de 69 kV contra descargas electroatmosféricas empleando pararrayos de línea polymeros de ZnO, que se ha desarrollado en las secciones de este capítulo.

No.	Descripción
1	Especificar las características del neutro del sistema de potencia para determinar el MCOV de los pararrayos
2	Determinar las características de operación de los pararrayos de acuerdo con la información de fabricantes
3	Determinar los niveles de aislamiento de la línea con base en la información proporcionada por los fabricantes, de acuerdo con las pruebas normalizadas
4	Efectuar la coordinación entre los niveles de aislamiento de la línea y las características de operación de los pararrayos
5	Seguir los pasos expuestos en el capítulo 3 sección 3.5 para calcular el porcentaje de flameos y el número de salidas de línea por rayos/100mi/año para cada esquema de protección, analizando distintas separaciones entre pararrayos
6	Definir de acuerdo con el número de salidas de línea deseado y al número calculado de flameos/100mi/año para cada esquema de protección, el o los esquemas de protección que se van a usar y el distanciamiento entre pararrayos
7	Indicar las estructuras de apoyo donde se instalarán los pararrayos, y definir las fases donde se deben colocar con detalles de instalación y montaje

CUADRO No. 3.9

Resumen del procedimiento de diseño de la protección de líneas de transmisión de 69 kV contra rayos empleando pararrayos polymeros de línea de ZnO.

CAPÍTULO 4

EJEMPLO DE DISEÑO DE LA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 kV UTILIZANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ZnO

4.1 Descripción de las características de la línea de transmisión

A continuación, se presenta un listado de características que corresponden a un proyecto de construcción de una línea de transmisión de 69 kV, la cual se pretende proteger contra descargas electroatmosféricas utilizando pararrayos polymeros de línea de ZnO.

- Localización de la línea:
Departamento de Guatemala, Guatemala C.A.
- Temperatura ambiente:
20° C promedio.
- Voltaje de línea:
69 kV.
- Característica de aterrizaje del neutro del sistema eléctrico de potencia:
Sistema con neutro sólidamente aterrizado.
- Longitud de línea:
15 Km (9.375 mi).
- Tipo de línea:
Nueva.
- tipo de terreno:
Plano constituido por arcilla y arena.
- Area de ubicación:
Urbana.
- Resistencia de puesta a tierra:
Entre 10 y 25 Ω .
- Tipo y detalles de estructura de línea:
Ver figura No. 4.1.
- Longitud de vano medio:
90 m (295.2').
- Tipo de conductor de fase:
ACSR 477 HAWK.
- Tipo de aislador de línea:
Aislador tipo poste horizontal polimero para 69 kV veri*lite No. cat. 402069-0100 Ohio-Brass Company.
- No de salidas de línea por rayos máximo:
3/100 mi/año:

No.	Descripción
1	Especificar las características del neutro del sistema de potencia para determinar el MCOV de los pararrayos
2	Determinar las características de operación de los pararrayos de acuerdo con la información de fabricantes
3	Determinar los niveles de aislamiento de la línea con base en la información proporcionada por los fabricantes, de acuerdo con las pruebas normalizadas
4	Efectuar la coordinación entre los niveles de aislamiento de la línea y las características de operación de los pararrayos
5	Seguir los pasos expuestos en el capítulo 3 sección 3.5 para calcular el porcentaje de flameos y el número de salidas de línea por rayos/100mi/año para cada esquema de protección, analizando distintas separaciones entre pararrayos
6	Definir de acuerdo con el número de salidas de línea deseado y al número calculado de flameos/100mi/año para cada esquema de protección, el o los esquemas de protección que se van a usar y el distanciamiento entre pararrayos
7	Indicar las estructuras de apoyo donde se instalarán los pararrayos, y definir las fases donde se deben colocar con detalles de instalación y montaje

CUADRO No. 4.1

Resumen del procedimiento de diseño de la protección de líneas de transmisión de 69 kV contra rayos empleando pararrayos polymeros de línea de ZnO.

En las siguientes secciones, se siguen los pasos antes descritos.

4.2 Selección del MCOV de los pararrayos

Dado que el sistema de potencia al que se proyecta conectar la línea de transmisión tiene neutro sólidamente aterrizado, el MCOV de los pararrayos debe ser, según el cuadro No. 3.1, 42 kV.

4.3 Determinación de las características de operación de los pararrayos polymeros de línea de ZnO

Una vez definido el MCOV de los pararrayos, y seleccionando pararrayos para servicio pesado, se obtienen las siguientes características tomadas de la Figura No. 2.4 y el Cuadro No. 3.2:

- Voltaje nominal: 54 kV
- Voltaje de operación continua máximo (MCOV): 42 kV
- Voltaje máximo de descarga para frente de onda rápido (EFOW) con tiempo de cresta de 0.5 μ s: 182.5 kV (cresta)
- Voltaje máximo de descarga de impulso por maniobra (SSMV) con tiempo de cresta de 45 μ s: 117.5 kV (cresta)
- Voltaje cresta máximo de descarga para onda de 8x20 μ s:
 - 130.0 kV (1.5 kA)
 - 140.0 kV (3.0 kA)
 - 147.5 kV (5.0 kA)
 - 160.0 kV (10.0 kA)
 - 187.5 kV (20.0 kA)
 - 217.5 kV (40.0 kA) {se elige este voltaje para la coordinación con los niveles de aislamiento al impulso}
- Sobrevoltaje máximo permitido a frecuencia nominal para 10 segundos de duración:
 - 1.47 x MCOV = 1.47 x 42 = 61.7 kV (RMS), 87.3 kV (cresta)
- Sobrevoltaje máximo permitido a frecuencia nominal para 60 segundos de duración:
 - 1.40 x MCOV = 1.40 x 42 = 58.8 kV (RMS), 83.2 kV (cresta)

El catálogo del fabricante proporciona especificaciones adicionales:

- Distancia de fuga:
 - 77 pulg.
- Peso:
 - 15 poundals

4.4 Determinación de las características del aislamiento

El aislador tipo poste horizontal polimero para 69 kV veri*lite No. cat. 402069-0100 Ohio-Brass Co., tiene las siguientes características:

- Tensión de flameo a frecuencia nominal en seco 60 segundos:
 - 210 kV (rms), 296.98 kV (cresta)
- Tensión de flameo a frecuencia nominal bajo lluvia 10 segundos:
 - 190 kV (rms), 268.70 kV (cresta)
- Tensión crítica de flameo al impulso onda positiva de 1.2x50 μ s:
 - 350 kV (cresta)
- Tensión crítica de flameo al impulso onda negativa de 1.2x50 μ s:
 - 425 kV (cresta)

Como características complementarias del aislador se presentan las siguientes:

- Distancia de arqueo en seco:
 - 21 pulg.

- Distancia de fuga:
51 pulg.
- Máxima carga continua permitida en cantilever en el aislador tipo poste (MWL):
1,225 poundals
- Peso neto:
27.2 poundals

La Figura No. 4.2 detalla este tipo de aislador.

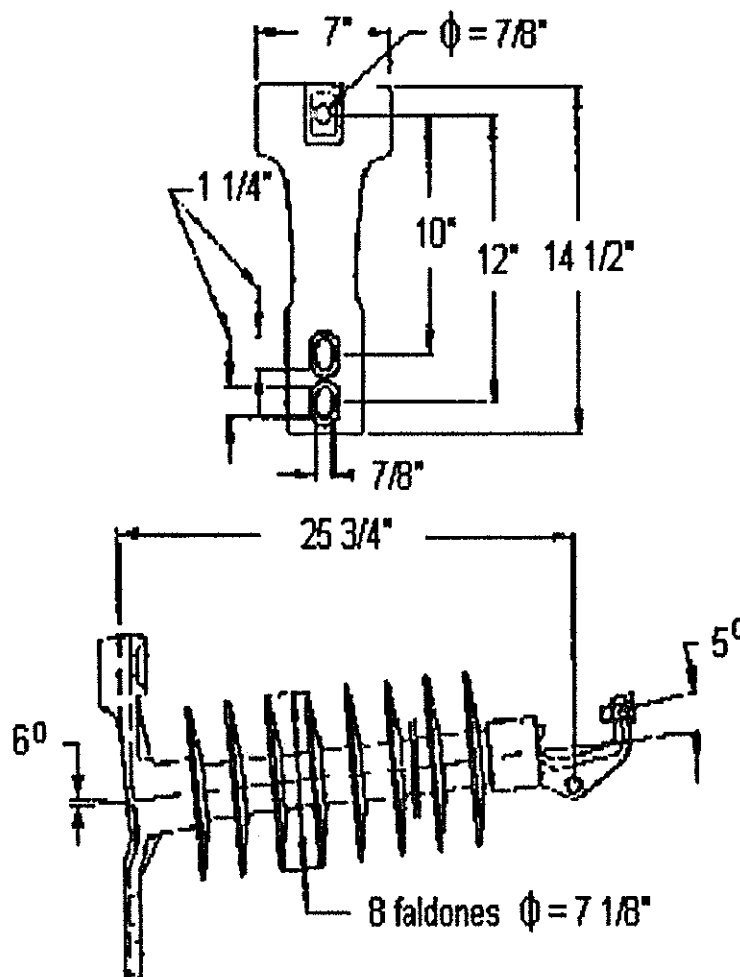


FIGURA No. 4.2

Aislador horizontal tipo poste polimero para 69 kV, No. de catálogo 402069-0100 Ohio-Brass Co.

Cabe destacar el poco peso de los pararrayos (15 poundals = 6.75 newtons) comparado con la máxima carga continua de los aisladores (1,225 poundals = 5,450 newtons), lo cual no impone una carga mecánica extra significativa a cada aislador.

Los niveles de aislamiento del aislador de línea listados corresponden a condiciones ambientales estándar; como ya se ha mencionado, es necesario hacer correcciones en los niveles de aislamiento según las condiciones atmosféricas en la región donde se ubica la línea.

De los registros llevados por el Instituto de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología de Guatemala (INSIVUMEH), se establecen los valores de temperatura y presión barométrica promedio en las estaciones localizadas en el Depto. de Guatemala, en los últimos 14 años (1,980 a 1,993):

- Temperatura promedio: 20°C
- Presión barométrica promedio: 63.77 mm de Hg

El factor de densidad del aire se calcula como:

$$\delta = (3.92 \cdot b)/(273 + t) \quad (4.1)$$

Tomando los valores anteriores:

$$b = 63.77 \text{ mm de Hg}$$

$$t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\delta = (3.92 \times 63.77)/(273 + 20)$$

$$\delta = 0.8532$$

La ecuación para el nivel de aislamiento de un aislador externo, tomando en cuenta condiciones ambientales, es:

$$NA = \delta \cdot N_{an} \quad (4.2)$$

donde

NA = nivel de aislamiento bajo condiciones atmosféricas particulares

N_{an} = nivel de aislamiento bajo condiciones nominales estándar

δ = factor de densidad del aire

Para $\delta = 0.8532$:

$$NA = 0.8532 \cdot N_{an} \quad (4.3)$$

Multiplicando por 0.8532 cada uno de los niveles de aislamiento encontrados previamente, se obtienen los niveles de aislamiento corregidos del aislador de línea:

- Tensión de flameo a frecuencia nominal en seco 60 segundos:
210 x 0.8532 = 179.17 kV (rms); 253.39 kV (cresta)
- Tensión de flameo a frecuencia nominal bajo lluvia 10 segundos:

- $190 \times 0.8532 = 162.11 \text{ kV (rms)}, 229.26 \text{ kV (cresta)}$
 - Tensión crítica de flameo al impulso onda positiva de $1.2 \times 50 \mu\text{s}$:
 $350 \times 0.8532 = 298.62 \text{ kV (cresta)}$
 - Tensión crítica de flameo al impulso onda negativa de $1.2 \times 50 \mu\text{s}$:
 $425 \times 0.8532 = 362.61 \text{ kV (cresta)}$

4.5 Coordinación del aislamiento

Con las características corregidas del aislamiento y los voltajes de descarga de los pararrayos, se construyen las curvas voltaje-tiempo de ambos en escala semilogarítmica, siguiendo el método expuesto en el capítulo No.3. Dichas curvas se muestran a continuación.

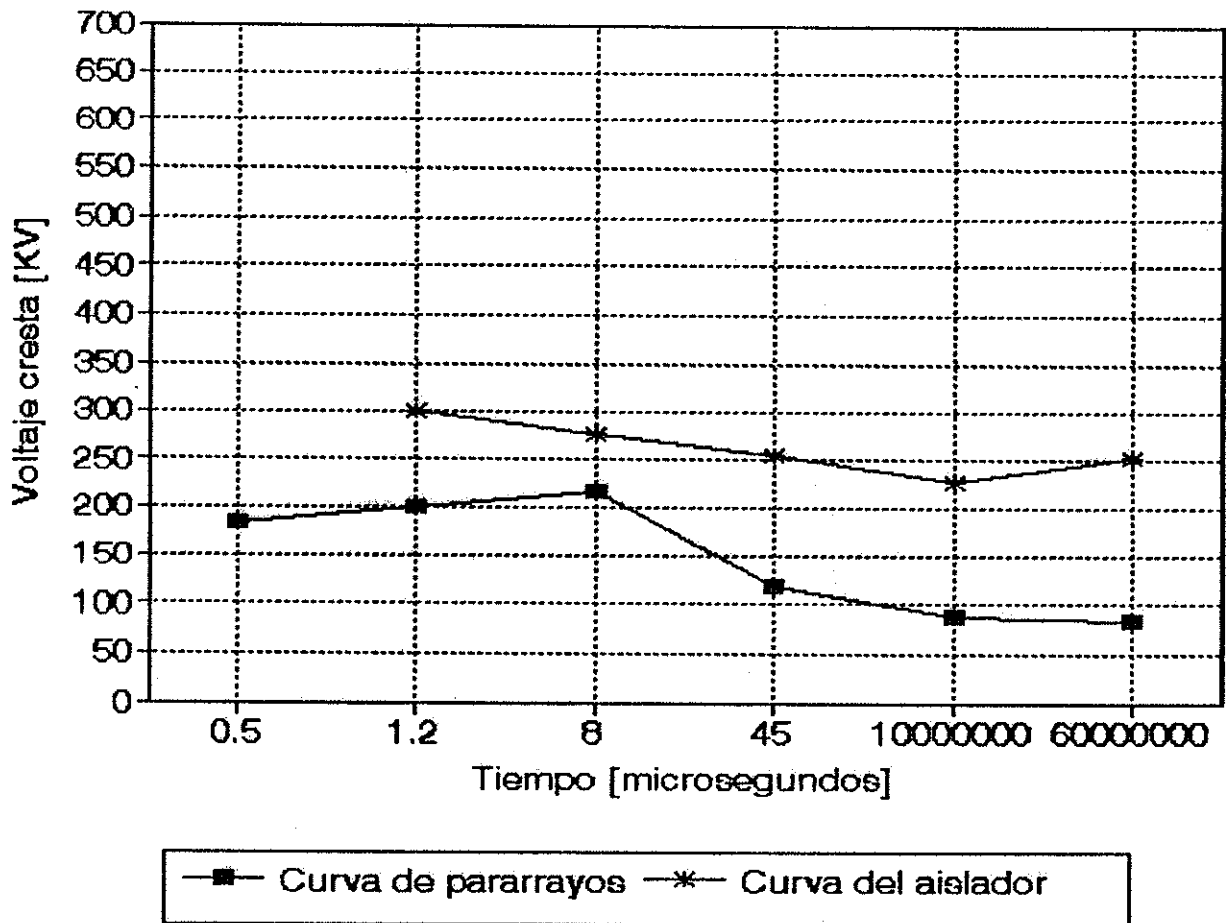


FIGURA No. 4.3
 Coordinación entre las características de aislamiento de un aislador horizontal polímero tipo poste para 69 kV y la característica de descarga de un pararrayos polímero de línea de ZnO de 54 kV nominal y 42 kV MCOV.

La curva v-t de los pararrayos se encuentra debajo de la curva v-t del aislador, calculando los márgenes de protección:

$$M_p = (NA - V_d) / V_d \times 100 \quad (4.4)$$

donde

M_p = margen de protección [%]

NA = nivel de aislamiento [kV]

V_d = voltaje de descarga del pararrayos [kV]

Aplicando la ecuación 4.4 para el BIL se tiene:

$$MP = (NA / V_d - 1) \times 100$$

$$MP = (350 \times 0.8532 - 217.5) / 217.5 \times 100$$

$$MP = 37.30 \% \text{ (BIL)}$$

Los márgenes de protección con respecto a los voltajes críticos de flameo al impulso son:

$$MP = (298.62 - 217.5) / 217.5 \times 100$$

$$MP = 37.30 \% \text{ (onda positiva)}$$

$$MP = (362.61 - 217.5) / 217.5 \times 100$$

$$MP = 66.72 \% \text{ (onda negativa)}$$

Los márgenes de protección para las tensiones de flameo a frecuencia nominal en seco 60 segundos y bajo lluvia 10 segundos resultan ser:

$$MP = (179.17 - 58.8) / 58.8 \times 100$$

$$MP = 204.71 \% \text{ (en seco 60s.)}$$

$$MP = (162.11 - 61.7) / 61.7 \times 100$$

$$MP = 162.74 \% \text{ (bajo lluvia 10s.)}$$

Todos los márgenes superan el mínimo recomendado (15 y 20%).

4.6 Modelo matemático para la estimación del número de salidas en líneas de transmisión por incidencia de rayos

Para definir la cantidad de pararrayos que se van a instalar (esquema de protección) y a qué distancia se colocarán, es necesario modelar el funcionamiento de la línea. En el capítulo anterior, se hizo una descripción de los pasos que se deben seguir para tal efecto; aquí se siguen los mismos:

4.6.1 Cálculo de la densidad de descargas de rayos a tierra

Para estimar la densidad de descargas electroatmosféricas a tierra (descargas por año por milla cuadrada), se encuentra primero, el número de días de tormenta anual (nivel kerámico) en el Departamento de Guatemala. Este dato se extrae del mapa

isokeráunico de la República de Guatemala, anexo No. 1.

NK = 40 días de tormenta anual

La ecuación 3.5 establece que

$$N = K \cdot Nk$$

donde

N = densidad de descargas [rayos/(año·mi²)]

K = constante de proporcionalidad

Nk = nivel keráunico [días anuales de tormenta]

El valor de k se toma de 0.31, que es un valor representativo para regiones templadas (temperatura promedio anual entre 15 y 25°C).

Sustituyendo los valores establecidos:

$$N = 0.31 \times 40$$

$$N = 12.4 \text{ descargas}/(\text{año} \cdot \text{mi}^2)$$

4.6.2 Cálculo de el ancho de sombra

El ancho del área de protección en el suelo bajo la línea, que es producido por su blindaje, se calcula como:

$$A = 2 \cdot \sqrt{3} \cdot ht$$

$$A = 2 \cdot \sqrt{3} \times 51.36$$

$$A = 177.92'$$

4.6.3 Cálculo de el número de rayos captados por la línea por 100 millas por año

Se determina con la siguiente ecuación.

$$Nl = [100N \cdot (A + b)] / 5280 \quad (4.5)$$

donde

Nl = número de rayos captados por la línea por 100 mi por año

N = densidad de descargas [rayos/año·mi²]

A = ancho de sombra [pies]

b = espaciamiento horizontal entre conductores [pies]

El espaciamiento horizontal entre conductores "b", según la Figura No. 4.1, es 5.05'. Sustituyendo los valores ya calculados en la ecuación 4.5:

$$Nl = 100 \times 12.4 \times (177.92 + 5.05) / 5280$$

$$Nl = 42.97 \text{ rayos captados}/(100 \text{ mi} \cdot \text{año})$$

4.6.4 Estimación del porcentaje de impactos de rayos que causan flameo de aisladores

El siguiente punto consiste en determinar el porcentaje de

rayos incidentes que producirán flameo de aisladores para distintos esquemas y configuraciones de protección, de acuerdo con las características de la línea y los parámetros de diseño. Para estimar el porcentaje de la totalidad de impactos de rayos que inciden sobre la línea y que producirán flameo de aisladores, se procede como sigue:

4.6.4.1 Obtención del nivel de aislamiento al impulso

Este ya se calculó, y tiene el valor siguiente:

$$BIL = 298.62 \text{ kV}$$

4.6.4.2 Establecimiento de la resistencia de puesta a tierra

De los datos de la sección 4.1 se tiene que el rango del valor de la resistencia de puesta a tierra es:

$$10 \leq R_t \leq 25 \Omega$$

4.6.4.3 Cálculo de la probabilidad de flameo para los esquemas de protección en una, dos y tres fases

A continuación, se calculan las probabilidades de flameo para los esquemas de protección en una, dos y tres fases de acuerdo con el procedimiento establecido en el capítulo 3.

La Figura No. 4.4 presenta la configuración de la línea donde se muestra la disposición geométrica entre fases; el eje x se toma como el nivel del suelo.

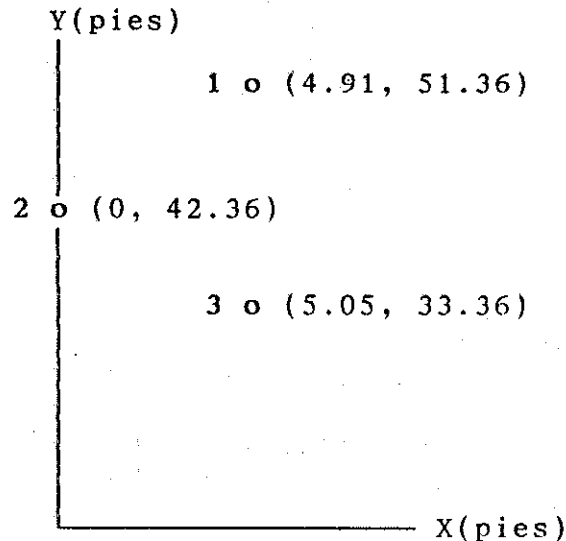


Figura No. 4.4
Configuración de línea a proteger.

Los datos del conductor son:

Tipo: ACSR 477 MCM Hawk
 Radio exterior (Dsc): $0.858/2/12 = 0.03575$ pies
 Radio medio geométrico (DS): 0.0289 pies

El vano promedio de la línea es: 90 m

Las distancia entre fases y las distancias entre fases e imágenes de acuerdo con la Figura No.4.4 son:

d12 = 10.25'
 d23 = 10.32' distancias entre fases
 d31 = 18.00'

D12 = 93.85'
 D23 = 75.89' distancias entre fases e imágenes
 D31 = 84.72'

H1 = 51.36'
 H2 = 42.36' alturas sobre el nivel del suelo de las fases
 H3 = 33.36'

- Instalación de pararrayos en una fase

Pararrayos en fase superior

1. Cálculo de los parámetros de impulso de la línea:

$$Z_0 = \sqrt{(l/c)} \text{ } [\Omega]$$

$$l = 0.7411 \cdot \text{Log}(D_{eq}/D_s) \text{ } [\text{mH/milla}]$$

$$D_{eq} = (10.25 \times 10.32 \times 18)^{(1/3)}$$

$$D_{eq} = 12.39'$$

$$D_s = 0.0289'$$

$$l = 0.7411 \cdot \text{Log}(12.39/0.0289)$$

$$l = 1.9507 \text{ } [\text{mH/milla}]$$

$$c = 0.0388 / (\text{Log}(D_{eq}/D_{sc}) - \text{Log}(D_f/H_f)) \text{ } [\mu\text{F/milla}]$$

$$D_{sc} = 0.03575'$$

$$D_f = (93.85 \times 75.89 \times 84.72)^{(1/3)}$$

$$D_f = 84.50'$$

$$H_f = 2 \times (51.36 \times 42.36 \times 33.36)^{(1/3)}$$

$$H_f = 83.43'$$

$$c = 0.0388 / (\text{Log}(12.39/0.03575) - \text{Log}(84.50/83.43))$$

$$c = 1.5310 \times 10^{(-2)} \text{ } [\mu\text{F/milla}]$$

$$Z_0 = (1.9507 \times 10^{-3} / 1.5310 \times 10^{-8})^{(1/2)}$$

$$Z_0 = 356.95 \text{ } \Omega$$

$$Z_n = 138.1 \cdot \text{Log}(2H_1/r) \text{ } [\Omega]$$

$$Z_n = 138.1 \cdot \text{Log}(2 \times 51.36 / 0.03575)$$

$$Z_n = 477.60 \text{ } \Omega$$

$$K2 = [\text{Log}(D21/d21)] / [\text{Log}(2H1/r)]$$

$$K2 = \text{Log}(93.85/10.25) / \text{Log}(2 \times 51.36/0.03575)$$

$$K2 = 0.2781$$

$$K3 = [\text{Log}(D31/d31)] / [\text{Log}(2H1/r)]$$

$$K3 = \text{Log}(84.72/18) / \text{Log}(2 \times 51.36/0.03575)$$

$$K3 = 0.1945 \text{ (factor crítico)}$$

2. Cálculo de la resistencia efectiva de la línea

$$R' = 1 / (1/Z_0 + 2/Z_n + 1/R) [\Omega]$$

Se calcula el rango de R' ya que la resistencia de puesta a tierra está comprendida entre 10 y 25 Ω .

$$R' = 1 / (1/356.95 + 2/477.60 + 1/10)$$

$$R' = 9.35 \Omega \text{ (mínima)}$$

$$R' = 1 / (1/356.95 + 2/477.60 + 1/25)$$

$$R' = 21.28 \Omega \text{ (máxima)}$$

3. Cálculo de la corriente de descarga crítica de flameo

$$I_{dc} = (BIL - E) / (R' \cdot (1 - K3))$$

Se calcula el rango de la corriente de descarga crítica con base en el rango de R' .

$$I_{dc} = (298.62 - 69/\sqrt{3}) / (21.28 \times (1 - 0.1945))$$

$$I_{dc} = 15.10 \text{ kA (mínima)}$$

$$I_{dc} = (298.62 - 69/\sqrt{3}) / (9.35 \times (1 - 0.1945))$$

$$I_{dc} = 34.36 \text{ kA (máxima)}$$

4. Obtención de la probabilidad de flameo

De la curva de probabilidad de corriente de descarga por rayo en líneas de transmisión de Lewis and Foust (anexo No. 2), la probabilidad de flameo es:

$$p = 20.5 \% \text{ para } I_{dc} = 34.36 \text{ kA}$$

$$p = 50 \% \text{ para } I_{dc} = 15.10 \text{ kA}$$

El rango esperado de probabilidad de flameo se encuentra entre 20.5% y 50% si se instalan pararrayos en fase superior únicamente.

- Instalación de pararrayos en dos fases

Pararrayos en fase superior e inferior

1. Cálculo de la corriente de descarga crítica

Al colocar pararrayos en la fase superior e inferior, se elimina la posibilidad de flameo en la fase crítica inferior; en este caso la corriente de descarga crítica está determinada por la

fase sin pararrayos (fase 2), por lo que:

$$I_{dc} = (BIL - E)/(R' \cdot (1-K2))$$

$$I_{dc} = (298.62 - 69/\sqrt{3})/(21.28 \times (1-0.2781))$$

$$I_{dc} = 16.81 \text{ kA (mínima)}$$

$$I_{dc} = (298.62 - 69/\sqrt{3})/(9.35 \times (1-0.2781))$$

$$I_{dc} = 38.25 \text{ kA (máxima)}$$

2. Obtención de la probabilidad de flameo

p = 18 % para I_{dc} de 38.25 kA

p = 44 % para I_{dc} de 16.81 kA

El rango de probabilidad de flameo está entre 18% y 44% si se instalan pararrayos en la fase superior e inferior.

- Instalación de pararrayos en tres fases

Pararrayos en cada fase de la línea

Al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en las tres fases la probabilidad de flameo es nula, ya que los pararrayos limitan el voltaje aplicado a cada aislador de línea por debajo del BIL, con un margen de protección de 37.30% como se vio en la sección 4.5.

El cuadro No. 4.2 resume los cálculos y las probabilidades de flameo de acuerdo con el esquema de protección usado.

Esquema de protección		R' [Ω]	I _{dc} [kA]	p _e [%]
Fase superior	R = 10 Ω	9.35	34.36	20.5
	R = 25 Ω	21.28	15.10	50.0
Fase superior y fase inferior	R = 10 Ω	9.35	38.25	18.0
	R = 25 Ω	21.28	16.81	44.0
Tres fases	R = 10 Ω	9.35	---	0.0
	R = 25 Ω	21.28	---	0.0

Cuadro No. 4.2

Resumen de resultados del cálculo de probabilidades de flameo "p_e" para los esquemas de protección en una, dos y tres fases.

4.6.4.3.1 Probabilidad de flameo en función de la separación entre pararrayos

1. Zona de protección

La zona de protección abarcada por un pararrayos, en la cual el voltaje de fase a neutro no supera el BIL, en el momento de la descarga del pararrayos, se calcula como sigue:

$$d = 2 \cdot x' = 2 \cdot (\text{BIL} - U_d) / (Z_0 \cdot I_{ic} / t_c) \cdot v$$

donde

$$Z_0 = 356.95 \ \Omega$$

$$v = 300,000 \times 10^3 \text{ m/s}$$

$$\text{BIL} = 298.62 \text{ kV}$$

El cuadro No. 4.3 presenta el cálculo de la distancia "d" para varios valores cresta de corrientes incidentes de 8x20 μs y sus correspondientes voltajes de descarga "U_d" proporcionados por el fabricante (sección 4.3). La probabilidad de flameo "p" es obtenida de la corriente total de descarga indicada y el anexo No. 2.

I _i [kA]	I desc. [kA]	U _d [kV]	d=2·x' [m]	p [%]
1.5	3.0	130.0	1511.66	100
3.0	6.0	140.0	711.00	91
5.0	10.0	147.5	406.44	62
10.0	20.0	160.0	186.40	38
20.0	40.0	187.5	74.72	16
40.0	80.0	217.5	27.28	4

Cuadro No. 4.3

Distancia de protección "d" y probabilidad de flameo al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO, 42 kV MCOV, 54 kV nominal para una línea de 69 kV, con BIL de 298.62 kV e impedancia característica de 356.95 Ω .

La probabilidad de flameo "p", mostrada en el cuadro anterior, es válida si existen aisladores entre pararrayos adyacentes, cuando éstos se instalan a la distancia indicada.

Como el vano de la línea es 90 m, se realizan interpolaciones lineales con los datos del cuadro No. 4.3 para separaciones de

pararrayos de 90, 180, 270 y 360 m, para obtener la probabilidad de flameo en función de la separación entre pararrayos. El cuadro 4.4 muestra en resumen los resultados.

Separación entre pararrayos [m]	Probabilidad de flameo pd [%]
* 90.0	* 19.01
180.0	36.74
270.0	47.12
360.0	56.93

Cuadro No. 4.4

Probabilidad de flameo "pd" en función de la separación entre pararrayos.

* Si los pararrayos se instalan cada 90 metros, lo que equivale a colocarlos en cada poste, la probabilidad de flameo indicada en el cuadro No. 4.4 (19.01 %) no es válida, ya que para su cálculo se supuso que había aisladores entre pararrayos adyacentes, lo cual no se da en este caso. La probabilidad de flameo a 90 m es cero.

4.6.4.3.2 Probabilidad total de flameo

La probabilidad total de flameo se calcula como:

$$p = p_e + p_d - p_e \cdot p_d \quad (4.6)$$

donde

p = probabilidad total de flameo en la línea [p.u]

p_e = Probabilidad de flameo de acuerdo al esquema de protección usado [p.u]

p_d = probabilidad de flameo de debido a la distancia entre pararrayos [p.u]

Aplicando la Ec 4.6 a las probabilidades "p_e" y "p_d" ya calculadas, se encuentran las probabilidades totales de flameo para varias condiciones. El cuadro No. 4.5 resume los resultados.

4.6.5 Cálculo del número de salidas de línea por flameos

Las salidas de línea por rayos/100mi/año se calcula como:

$$N_o = N_1 \cdot p \quad (4.7)$$

$$N_o = 42.97 \cdot p \quad (4.8)$$

donde

N_o = salidas por rayos/100mi/año

N₁ = 42.97 rayos captados/100mi/año

p = probabilidad total de flameo [pu]

Esquema de protección		Probabilidad total de flameo "p"			
		p[%] d=90 m	p[%] d=180 m	p[%] d=270m	p[%] d=360 m
Fase superior	R = 10 Ω	20.5	49.71	57.96	65.76
	R = 25 Ω	50.0	68.37	73.56	78.47
Fase superior y fase inferior	R = 10 Ω	18.0	48.13	56.64	64.68
	R = 25 Ω	44.0	64.57	70.39	75.88
Tres fases	R = 10 Ω	00.0	36.74	47.12	56.93
	R = 25 Ω	0.00	36.74	47.12	56.93

Cuadro No. 4.5

Probabilidad total de flameo en función de la separación entre pararrayos para los esquemas de protección en una, dos y tres fases.

Al aplicar la Ec 4.8 a las probabilidades mostradas en el cuadro No. 4.5, se obtienen el número de salidas estimadas de línea, que aparecen en el cuadro 4.6.

Esquema de protección	R de puesta a tierra	Salidas de línea/100mi/año			
		p[%] d=90 m	p[%] d=180 m	p[%] d=270m	p[%] d=360 m
Fase superior	R = 10 Ω	8.75	21.23	24.75	28.08
	R = 25 Ω	21.35	29.32	31.41	33.51
Fase superior y fase inferior	R = 10 Ω	7.69	20.55	24.19	27.62
	R = 25 Ω	18.79	27.57	30.06	32.40
Tres fases	R = 10 Ω	0.00	15.69	20.12	24.31
	R = 25 Ω	0.00	15.69	20.12	24.31

Cuadro No. 4.6

Salidas de línea por rayos/100mi/año en dependencia con la separación entre pararrayos y el esquema de protección.

4.7 Selección del esquema de protección y ubicación definitiva de los pararrayos

El requerimiento en el número de salidas de línea para este caso es de 3/100mi/año como máximo. No es posible esperar ese nivel de funcionamiento usando los esquemas de protección en una y dos fases como lo muestra el cuadro No. 4.6. El análisis de dicho cuadro demuestra que la opción que permite reducir o igualar el número de salidas máximo, es instalar pararrayos en las tres fases cada 90 m (cada poste), donde se esperan cero salidas de línea/100mi/año. Con base en lo anterior, se decide instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO 42 kV MCOV, 54 kV nominal, en las tres fases de cada poste que conforma la línea de transmisión. La Figura No 4.6 muestra en detalle el montaje de los pararrayos en cada aislador.

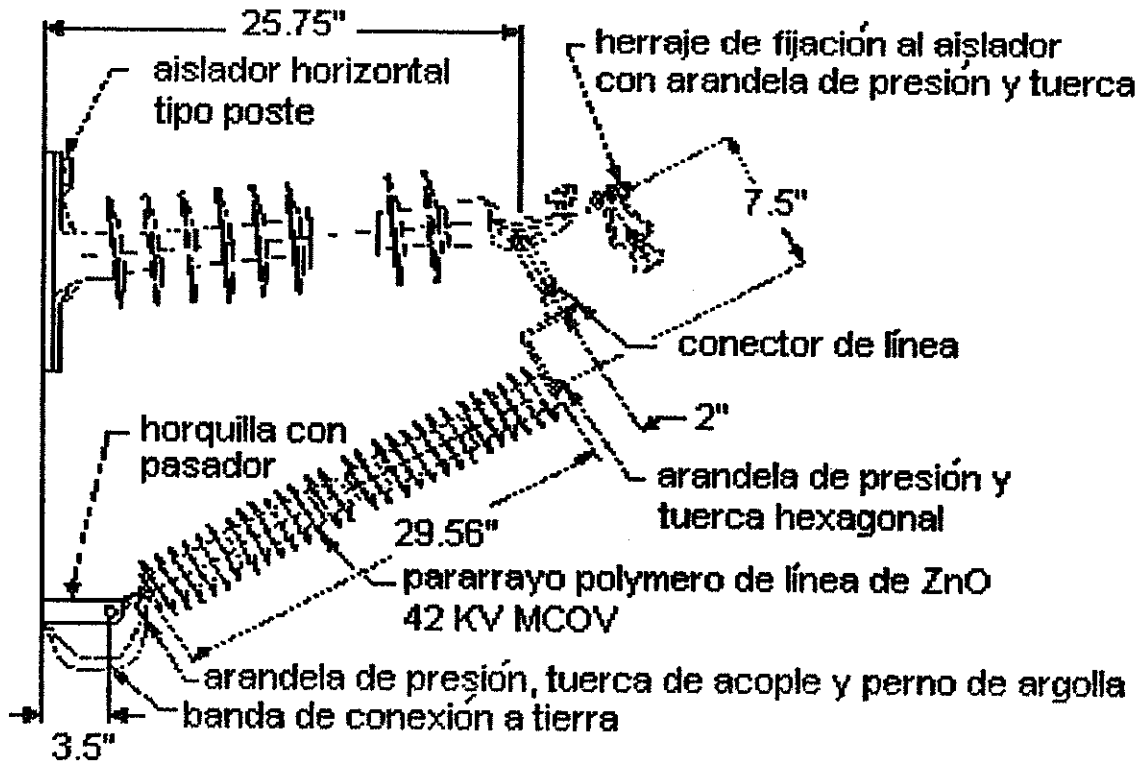


FIGURA No. 4.5

Detalle del montaje de los pararrayos polymeros de línea de ZnO en los aisladores tipo poste de la línea de transmisión de 69 kV.

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA ENTRE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 kV EMPLEANDO PARARRAYOS POLYMEROS DE LÍNEA DE ZnO Y CABLE DE GUARDA

5.1 Alcance

En este capítulo, se realiza una evaluación en la cual se toman en cuenta consideraciones técnicas y económicas entre los esquemas de protección contra descargas electroatmosféricas utilizando pararrayos y el esquema tradicional con cable de guarda, a fin de definir casos y rangos de aplicación, en los cuales un método de protección pueda sustituir completamente al otro.

Cabe señalar que una completa y detallada evaluación entre diversas opciones de inversión en un determinado proyecto, debe ser realizada en cada caso particular, de acuerdo con la totalidad de características técnicas del proyecto, condiciones económicas y financieras de la empresa o institución responsable de la obra, etc. Por las anteriores razones; con esta evaluación, se pretende obtener conclusiones generales, con la condición de que sean relevantes acerca de uno y otro método.

5.2 Parámetros de evaluación

Los parámetros que presento en esta evaluación son dos:

1. Parámetros técnicos o de funcionamiento

Estos determinan el nivel de protección y funcionamiento esperado en la línea que se tendrá al emplear uno u otro esquema de protección (pararrayos y cable de guarda).

2. Parámetros económicos

Estos determinan los costos de inversión y operación al instalar pararrayos o cable convencional de guarda en la línea.

Las secciones siguientes tratan más detenidamente las consideraciones previas.

5.3 Funcionamiento esperado al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO

En el capítulo 3 sección 3.5, se presentó un modelo matemático para el cálculo del número de salidas de líneas de transmisión causadas por incidencia de rayos, cuando se protege ésta con pararrayos polymeros de línea de ZnO en una, dos y tres fases. El número de salidas de línea/(100 mi·año) establece el funcionamiento que se espera obtener a través de instalar pararrayos. Dicho modelo contempla la estimación del porcentaje de impactos de rayos

captados por la línea que producen flameo de aisladores, que para una cantidad de rayos captados por la línea/(100 mi·año), determina el total de salidas por flameos/(100 mi·año). Expresando formalmente lo anterior:

$$N_o = N_i \cdot p \quad (5.1)$$

donde

p = porcentaje de rayos incidentes que provocan flameos

N_o = número de salidas de línea por flameos/(100 mi·año)

N_i = número total de rayos que inciden en la línea/(100 mi·año)

La probabilidad de flameo de aisladores por incidencia de rayos " p " depende del esquema de protección a emplear y de la separación entre pararrayos instalados en la línea.

Si se analizan las configuraciones de línea mostradas en la en el capítulo 2 sección 2.3, las cuales se muestran nuevamente en las Figuras No. 5.1, 5.2 y 5.3, y se sigue el procedimiento de cálculo para el modelado de la línea que se vio en el capítulo 3, se obtienen los resultados mostrados en el cuadro No. 5.1.

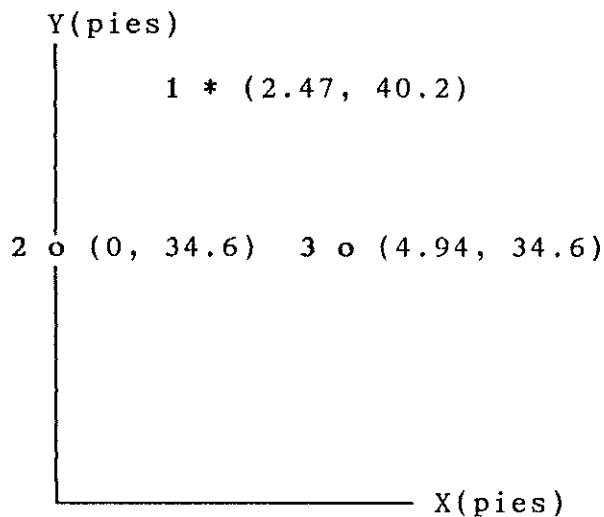


Figura No.5.1
Configuración tipo A

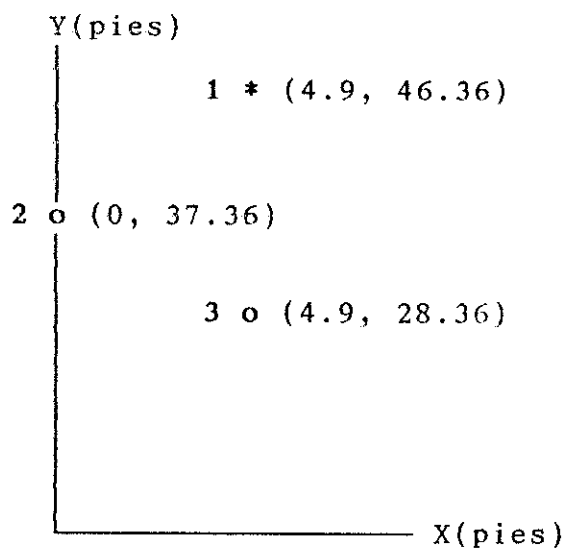


Figura No. 5.2
Configuración tipo B

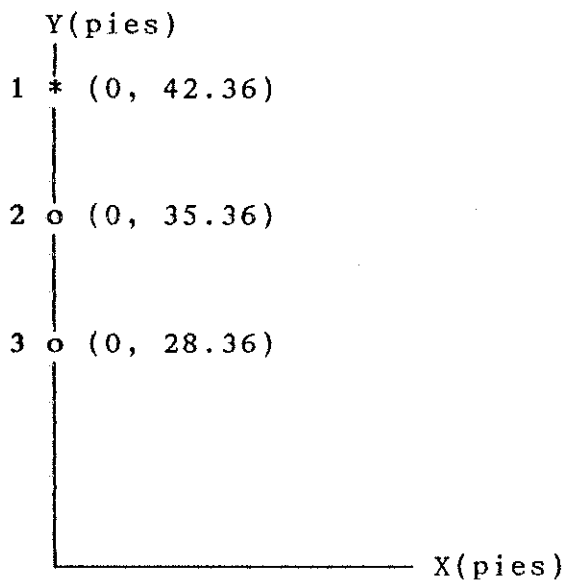


Figura No. 5.3
Configuración tipo C

Los datos tomados en las líneas son:

conductor: ACSR 477 MCM Hawk

Nivel de aislamiento básico al impulso (BIL): 350 kV

Conf. tipo	Zo[Ω]	Zn[Ω]	K2	K3
A	310.71	462.91	0.3244	0.3244
B	356.76	471.46	0.2674	0.1811
C	336.62	466.05	0.3098	0.2084

Cuadro No. 5.1

Parámetros de impulso de las configuraciones de línea tipo A, B y C.

El cuadro No. 5.2 muestra la probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra de la línea, si se emplea el método de protección en fase superior.

En la Figura No. 5.4, se muestran las curvas de probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra, si se instalan pararrayos en fase superior, para las configuraciones analizadas, las cuales se trazan con base en los datos que aparecen en el cuadro No. 5.2.

El cuadro No. 5.3 muestra la probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra de la línea, si se emplea el método de protección en dos fases (superior e inferior).

En la Figura No. 5.5, se presentan las curvas de probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra, cuando se instalan pararrayos en dos fases (superior e inferior), para las configuraciones señaladas, las cuales se obtienen partiendo de los datos que aparecen en el cuadro No. 5.3.

Al instalar pararrayos en las tres fases en cada estructura de la línea, se espera que la probabilidad de flameo sea cero en cada configuración de línea, no importando la resistencia de puesta a tierra, ya que los pararrayos limitan los sobrevoltajes aplicados a cada aislador, ya sea que estos se originen por la incidencia directa de rayos o por la descarga a tierra de los mismos (flameo inverso).

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	Idc [kA]	P [%]
A [Kc=0.3244]	5	4.82	95.25	3.5
	10	9.30	49.36	10.5
	15	13.48	34.06	21.0
	20	17.38	26.41	30.0
	25	21.04	21.82	36.0
B [Kc=0.1811]	5	4.83	78.42	5.0
	10	9.34	40.55	15.0
	15	13.57	27.91	27.0
	20	17.53	21.61	36.5
	25	21.26	17.82	41.0
C [Kc=0.2084]	5	4.84	80.95	4.7
	10	9.32	42.04	14.5
	15	13.53	28.96	26.0
	20	17.46	22.44	36.1
	25	21.16	18.52	40.0

Cuadro No. 5.2

Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo A, B y C, cuando se protege la línea con pararrayos en fase superior.

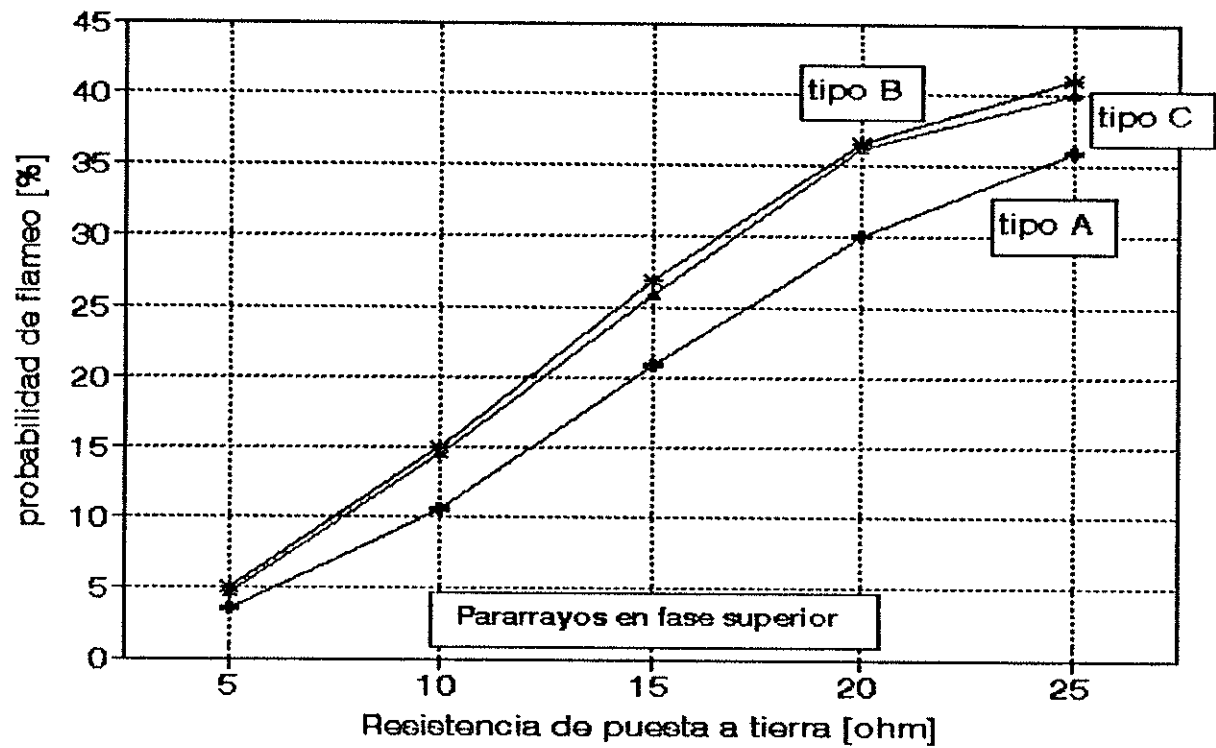


Figura No. 5.4

Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra cuando se instalan pararrayos en fase superior, para las configuraciones de línea tipo A, B y C.

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	I _{dc} [kA]	P [%]
A [Kc=0.3244]	5	4.82	95.25	3.5
	10	9.30	49.36	10.5
	15	13.48	34.06	21.0
	20	17.38	26.41	30.0
	25	21.04	21.82	36.0
B [Kc=0.2674]	5	4.83	87.65	4.2
	10	9.34	45.33	12.8
	15	13.57	31.20	24.0
	20	17.53	24.15	31.8
	25	21.26	19.91	38.0
C [Kc=0.3098]	5	4.84	92.85	4.0
	10	9.32	48.22	12.0
	15	13.53	33.21	22.0
	20	17.46	25.74	30.3
	25	21.16	21.24	37.0

Cuadro No. 5.3

Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo A, B y C, cuando se protege la línea con pararrayos en dos fases (superior e inferior).

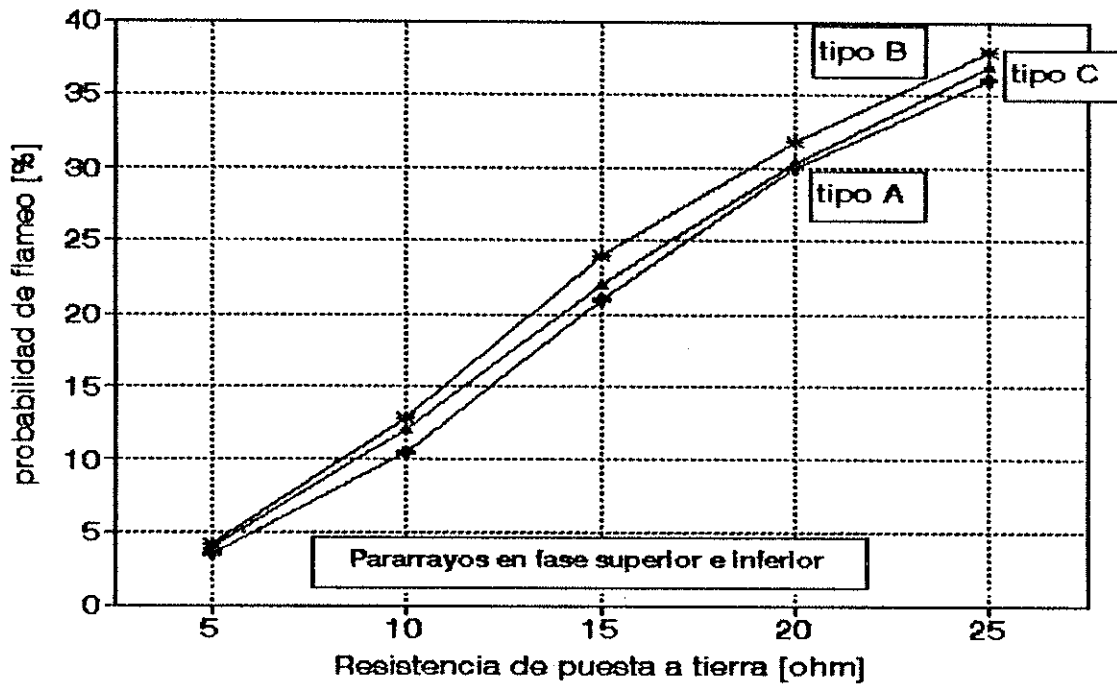


Figura No. 5.5

Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra, cuando se instalan pararrayos en dos fases (superior e inferior), para las configuraciones de línea tipo A, B y C.

El cuadro 5.4 resume y muestra comparativamente las probabilidades de flameo al instalar pararrayos en una, dos y tres fases, para cada configuración de línea.

tipo de configuración	R [Ω]	1 fase p[%]	2 fases p[%]	3 fases p[%]
A	5	3.5	3.5	0.0
	10	10.5	10.5	0.0
	15	21.0	21.0	0.0
	20	30.0	30.0	0.0
	25	36.0	36.0	0.0
B	5	5.0	4.2	0.0
	10	15.0	12.8	0.0
	15	27.0	24.0	0.0
	20	36.5	31.0	0.0
	25	41.0	38.0	0.0
C	5	4.7	4.0	0.0
	10	14.5	12.0	0.0
	15	26.0	22.0	0.0
	20	36.1	30.3	0.0
	25	40.0	37.0	0.0

Cuadro No. 5.4

Cuadro comparativo de la probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo A, B y C, cuando se protege la línea con pararrayos en una, dos y tres fases.

En la sección 3.4.5.3.2, se dedujo un método para estimar la probabilidad de flameo en función de la distancia a la cual se instalan los pararrayos en la línea, siempre y cuando existan aisladores entre pararrayos adyacentes. Para las configuraciones de línea analizadas (tipo A, B y C) y una más tipo H que se trata en la siguiente sección (Figura No. 5.9), se sigue el procedimiento de cálculo desarrollado en la sección mencionada; el cuadro No. 5.5 muestra los resultados.

I_i [kA]	Tipo A d[m]	Tipo B d[m]	Tipo C d[m]	Tipo H d[m]	p [%]
1.5	2265.78	1973.32	2091.38	2148.63	100
3.0	1081.39	941.81	998.16	1025.48	91
5.0	625.66	544.90	577.51	593.32	62
10.0	293.52	255.63	270.93	278.35	38
20.0	125.52	109.32	115.86	119.03	16
40.0	51.17	44.57	47.23	48.53	4

Cuadro No. 5.5

Probabilidad de flameo "p" en función de la separación entre pararrayos "d", para las configuraciones de línea tipo A, B, C y H.

La Figura No. 5.6 muestra las curvas de probabilidad de flameo-distancia entre pararrayos con base en el cuadro No. 5.5.

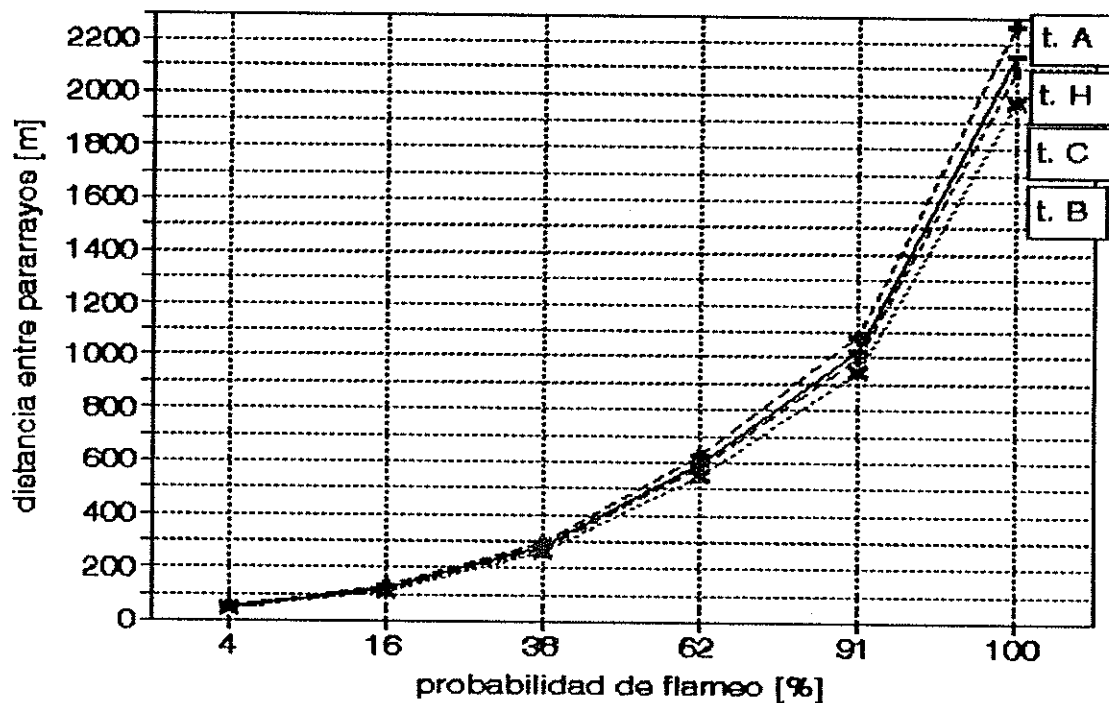


Figura No. 5.6

Distancia entre pararrayos y su probabilidad de flameo para las líneas tipo A, B, C y H.

En la sección 5.7, se calculará el número de salidas de línea por rayos para cada configuración en análisis y se comparará con lo esperado con cable de guarda.

5.4 Funcionamiento esperado al instalar cable de guarda

El procedimiento para la estimación de la probabilidad de flameo cuando se protege una línea con cable de guarda, se vio en el capítulo 2 secciones 2.3.1 y 2.3.2. El número de salidas de línea/(100 mi·año) se calcula como:

$$N_o = N_I \cdot p \quad (5.2)$$

donde

p = probabilidad de flameo en la línea

N_o = número de salidas de línea por flameos/(100 mi·año)

N_I = número total de rayos que inciden en la línea/(100 mi·año)

Para la presente evaluación, se analizan las configuraciones de línea tipo B y C tratadas en la sección anterior, en las cuales se ha agregado un cable de guarda de 5/16" de diámetro sobre los conductores de fase. También se analiza la configuración tipo H mostrada en la Figura 2.20 A donde se instalan dos cables de guarda 5/16". La configuración tipo A no se incluye, ya que esta configuración no permite instalar cable de guarda sobre las fases de la línea. Las Figuras No. 5.7, 5.8 y 5.9 muestran las disposiciones entre fases y cables de guarda.

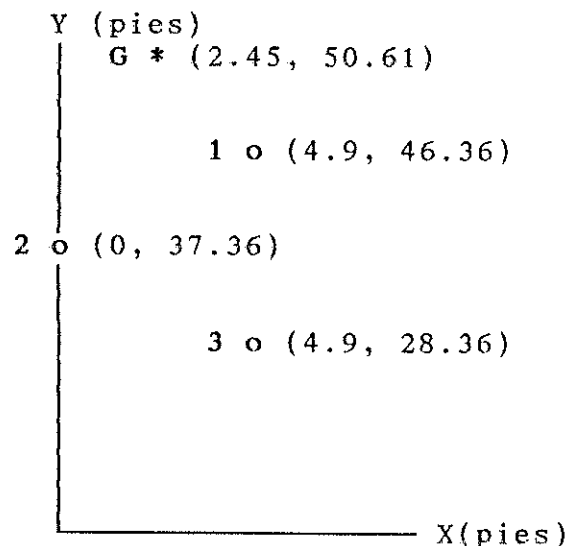


Figura No. 5.7
Configuración tipo B con cable de guarda.

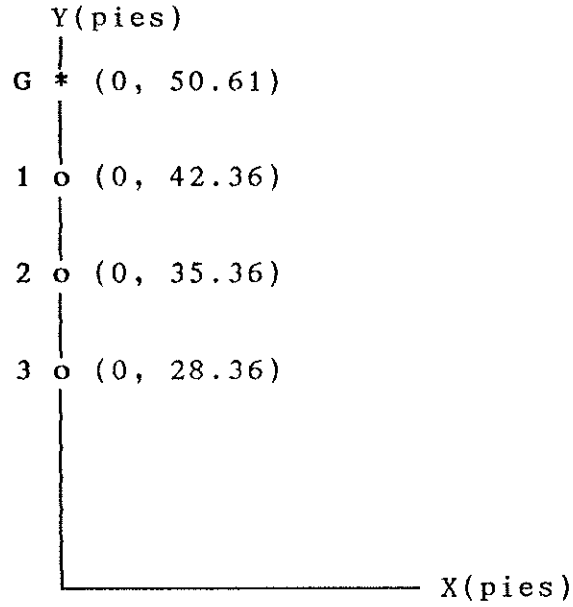


Figura No. 5.8
Configuración tipo C con cable de guarda.

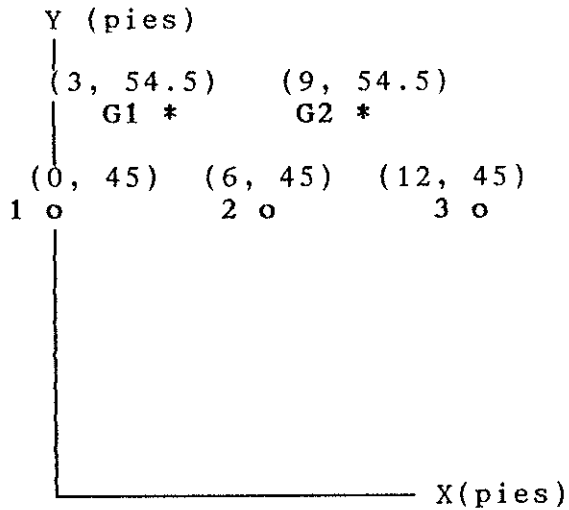


Figura No. 5.9
Configuración tipo H con dos cables de guarda.

El cuadro No. 5.6 presenta los resultados de cálculo de los parámetros de impulso:

Conf. tipo	Zo [Ω]	Zn [Ω]	K1	K2	K3
B	356.76	537.30	0.3331	0.2095	0.1408
C	336.62	537.30	0.2704	0.1930	0.1414
H	327.65	357.87	0.3632	0.3858	0.3632

Cuadro No. 5.6

Parámetros de impulso de las configuraciones tipo B, C y H con cable de guarda 5/16".

El cuadro No. 5.7 muestra la probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra de la línea al instalar cable de guarda.

La Figura No. 5.10 muestra las curvas de probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra, para las configuraciones analizadas, si se instala cable de guarda, las cuales se obtienen ploteando los puntos indicados en el cuadro No. 5.7.

tipo de configuración	R [Ω]	R' [Ω]	I _{dc} [kA]	p [%]
B [Kc=0.1408]	5	4.84	74.58	4.9
	10	9.39	38.44	17.8
	15	13.66	26.43	30.0
	20	17.69	20.41	37.7
	25	21.49	16.80	47.0
C [Kc=0.1414]	5	4.84	74.64	4.8
	10	9.37	38.55	17.7
	15	13.63	26.50	29.9
	20	17.64	20.48	37.6
	25	21.42	16.86	46.9
H [Kc=0.3632]	5	4.79	101.68	3.0
	10	9.20	52.94	9.2
	15	13.28	36.68	18.5
	20	17.05	28.57	27.0
	25	20.56	23.69	34.0

Cuadro No. 5.7

Probabilidad de flameo en función de la resistencia de puesta a tierra para las configuraciones tipo B, C y H, cuando se protege la línea con cable de guarda 5/16".

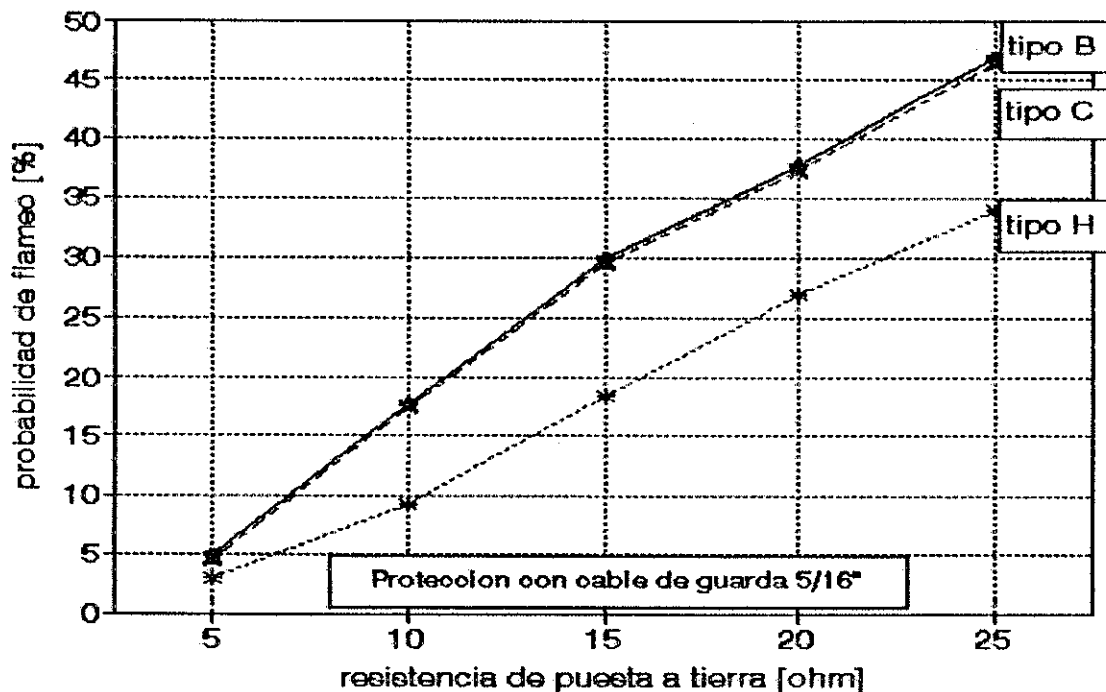


Figura No. 5.10

Probabilidad de flameo - resistencia de puesta a tierra para las líneas tipo B, C y H con cable de guarda.

En la sección 5.7, se calculará el número de salidas de línea por rayos esperadas al instalar cable de guarda, para su comparación con la protección empleando pararrayos.

5.5 Análisis económico de costos empleando cable de guarda

Para realizar el análisis económico de costos referente a la instalación de cable de guarda en líneas de transmisión de 69 kV, utilizo la información proporcionada por la sección de líneas de transmisión del departamento de transmisión de la empresa eléctrica de Guatemala S.A., los cuales corresponden a valores actualizados hasta finales del año de 1,994.

Los costos se clasifican en:

1. Costos de materiales
2. Costos de mano de obra

5.5.1 Costos de materiales

Los costos de los materiales para la instalación de un cable de guarda en poste o torre con una bayoneta en la parte superior y herrajes se detallan a continuación:

Descripción	Costo Q.	Unidad
Cable de acero de 5/16" de diámetro	2,430.00	Km
Bayoneta completa con herrajes	340.00	unidad
Puesta a tierra completa (1 varilla de Cu, 23 m cable de Cu No.4 y conector)	185.07	unidad

CUADRO No. 5.8

Costos de materiales para la instalación de un cable de guarda en una línea de transmisión de 69 kV.

El costo de materiales para la instalación de las puestas a tierra de una línea de transmisión depende de la resistividad del terreno ya que ella determinará el número y longitud de varillas a instalar, a fin obtener un valor de resistencia de puesta a tierra tolerable. Los costos de instalación de puesta a tierra se calculan, en esta evaluación, en función de la resistividad del suelo de la base de las estructuras.

El cuadro No. 5.9 muestra algunos rangos de resistividades de terrenos.

Terreno	Resistividad [$\Omega \cdot \text{cm}$]		
	min.	max.	promedio
relleno, cenizas, escorias, desperdicios	590	7,000	2,370
arcilla, lejilla, gumbo, tierra negra	340	16,300	4,060
lejilla, gumbo, tierra negra, arcilla y grava en proporción variable	1,020	135,000	15,800
grava, arena, piedras con poco de arcilla o tierra negra	59,000	458,000	94,000

Cuadro No. 5.9

Resistividades de diversos tipos de terrenos. Fuente: Reporte Técnico del Directorio de Normas de los Estados Unidos.

Las normas internacionales fijan la resistencia máxima de puesta a tierra para líneas de transmisión de 69 kV entre 15 y 20 Ω , estos valores se toman como máximos permitidos en esta evaluación. En el capítulo 1 sección 1.5 se presentaron expresiones para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra, la misma puede ser expresada como:

$$R = \rho \cdot k \quad (5.3)$$

donde

R = resistencia de puesta a tierra [Ω]
 ρ = resistividad del suelo de la base de la estructura [$\Omega \cdot p$]
 k = factor que depende del número, longitud, diámetro y separación entre varillas de tierra [$1/p$]

Si se fija un valor máximo a R (15 o 20 Ω) y se calculan factores "k" para varias configuraciones de varillas de tierra, se puede conocer hasta qué valor de resistividades es posible aplicar una configuración, sin exceder la resistencia máxima permitida. De tal manera que:

$$\rho(\max) = R(\max) / kn \quad (5.4)$$

donde

$\rho(\max)$ = resistividad máxima del suelo [$\Omega \cdot p$]
 $R(\max)$ = resistencia máxima de puesta a tierra [Ω]
 kn = factor de configuración y número de varillas de tierra [$1/p$]

El cuadro No. 5.10 muestra los resultados de aplicar las ecuaciones 1.23, 1.24 y 1.26 para el cálculo de los factores de configuración de varilla, para los tipos y número de varilla de tierra indicados. También se muestra la resistividad máxima del suelo [$\Omega \cdot cm$], al cual puede ser aplicada cada configuración, sin exceder la resistencia de puesta a tierra mostrada.

Configuración de varillas	kn [1/p]	Pt(max) [Ω·cm]	R(max) [Ω]
1 varilla de 8'x5/8"	0.12163	3,760	15
2 varillas de 8'x5/8" (s=20')	0.06462	7,077	15
3 varillas de 8'x5/8" (s≈20')	0.04258	10,740	15
4 varillas de 8'x5/8" (s≈20')	0.03193	14,322	15
5 varillas de 8'x5/8" (s≈20')	0.02555	17,899	15
5 varillas de 10'x5/8" (s≈20')	0.02115	28,830	20
7 varillas de 10'x5/8" (s≈20')	0.01511	40,354	20
9 varillas de 10'x5/8" (s≈20')	0.01175	51,894	20

Cuadro No. 5.10

Cuadro de configuraciones de varillas de tierra y resistividades máximas del suelo (s = separación entre varillas).

El cuadro No. 5.10 muestra que para resistividades altas de terreno (mayores de 18,000 Ω·cm aproximadamente), el uso de varillas más largas (10' de longitud) puede disminuir la cantidad de varillas que es necesario enterrar, a fin de no exceder la resistencia de puesta a tierra máxima que se ha tomado (20 Ω). Sin embargo, aun así, es necesario instalar varias varillas.

En la práctica, deben hacerse mediciones de puestas a tierra luego de introducir cada varilla de tierra para revisar el valor obtenido, ya que el anterior análisis supone que la resistividad del terreno es constante, sin importar la profundidad del mismo, lo cual es falso, ya que el suelo está constituido de diversas capas, las cuales pueden tener diferente composición. El contenido de humedad aumenta con la profundidad del suelo, y debido a que el agua disuelve las sales metálicas, lo cual favorece la conducción eléctrica, ya que se forman electrólitos, y la resistividad tiende a disminuir. Por lo anterior, es de esperar que la resistencia de puesta a tierra medida, sea más baja que la teórica calculada, siempre y cuando no existan capas inferiores de roca, grava o arena.

El costo de cada material necesario para instalar una puesta a tierra es:

- varilla de Cu 8'x5/8":	Q 50.27
- conector de Cu para varilla y cable:	Q 7.38
- metro de cable de Cu desnudo No. 4:	Q 5.54

Con base en lo anterior, el costo total de materiales para cada puesta a tierra utilizando varilla de 8'x5/8" es:

$$C_{tm} = 57.65 \cdot n + 5.54 \cdot L \quad (5.5)$$

donde

C_{tm} = costo total de materiales [Q.]

n = número de varillas

L = longitud total de cable de Cu por puesta a tierra [m]

Si se instalan las varillas a 20' (6.1 m) de separación y se toma una longitud del cable de Cu de bajada a tierra en el poste o torre de 23 m, entonces L se puede calcular como:

$L = 23$ m	(1 varilla)
$L = 23 + 20 = 43$ m	(2 varillas)
$L = 23 + 20 \times 3 = 83$ m	(3 varillas)
$L = 23 + 20 \times 4 = 103$ m	(4 varillas)
$L = 23 + 20 \times 5 = 123$ m	(5 varillas)

El aumento en la longitud del cable de Cu No. 4, al incrementar la cantidad de varillas, se debe a que es necesario unir las varillas enterradas, de tal modo que el cable funcione también como alambre compensador, lo cual favorece la puesta a tierra. El cuadro 5.11 muestra los costos de materiales en función del número de varillas. La resistividad indicada en el cuadro es la máxima resistividad del suelo a la cual se puede realizar la puesta a tierra con el número de varillas indicado, sin que la resistencia de puesta a tierra supere la resistencia máxima fijada de 15 Ω .

Número de varillas de 8'x5/8"	Pt(max) [$\Omega \cdot$ cm]	Costo M. [Q.]
1	3,760	185.07
2	7,077	353.52
3	10,740	632.77
4	14,322	801.22
5	17,899	969.67

Cuadro No. 5.11

Costo de materiales por puesta a tierra en función de la resistividad máxima del suelo y del número de varillas de tierra.

El cuadro No. 5.11 no debe ser tomado en forma rígida, ya que el mismo se dedujo de un análisis teórico, que supone una

resistividad uniforme del suelo, lo cual no es del todo cierto, ya que depende del número y tipo de capas de suelo que conforman las bases de las estructuras de apoyo de la línea en su recorrido. En la práctica, se deben tomar en cuenta los factores anteriores y verificar, luego de la instalación de cada varilla, el valor de la resistencia de toma de tierra obtenida.

5.5.2 Costos de mano de obra

Los costos de mano de obra por cuadrilla de lineeros, los cuales incluyen transporte, montaje y tendido, para la instalación de un cable de guarda en poste o torre con su respectiva bayoneta en la parte superior y herrajes, se muestran a continuación:

Descripción	Costo Q.	Unidad
Tendido de cable de guarda 5/16"	1,875.00	Km
Instalación de bayoneta y herrajes	162.01	unidad
Instalación de puesta a tierra simple	82.33	unidad

CUADRO No. 5.12

Costos de mano de obra para la instalación de un cable de guarda en una línea de transmisión de 69 kV.

El costo de mano de obra por cada puesta a tierra simple (enterrar y conectar una varilla) incluyendo transporte de cuadrilla de lineeros, instalación y conexión es Q. 82.33. Los costos de mano de obra de instalación de puesta a tierra en función del número de varillas de tierra se calculan de acuerdo con:

$$Cto = 82.33 \cdot n \quad (5.6)$$

donde

Cto = costo de mano de obra por puesta a tierra simple [Q.]

n = número de varillas de tierra

El cuadro No. 5.13 muestra el costo de mano de obra por cada puesta a tierra en dependencia con la resistividad del suelo y el número de varillas de tierra.

Número de varillas de 8'x5/8"	Pt(max) [Q·cm]	Costo O. [Q.]
1	3,760	82.33
2	7,077	164.66
3	10,740	246.99
4	14,322	329.32
5	17,899	411.65

Cuadro No. 5.13

Costo de mano de obra por puesta a tierra en función de la resistividad del suelo y del número de varillas de tierra.

Es conveniente obtener un costo de instalación de cable de guarda total por kilómetro de línea, el cual se calculará para un vano de 100 y 200 metros, que son vanos promedios para líneas de 69 kV cuando la línea se apoya en postes y torres respectivamente.

Para un vano de 100 m. corresponden 10 estructuras de apoyo por kilómetro, por lo que los costos/Km totales, sin incluir materiales y mano de obra de puesta a tierra, son:

Descripción	Costo Q.
1 Km de cable de acero 5/16"	2,430.00
10 bayonetas completas con herrajes	3,400.00
10 puestas a tierra completas	-----
Tendido de 1 Km de cable de guarda	1,875.00
Instalación de 10 bayonetas y herrajes	1,620.10
Instalación de 10 puestas a tierra	-----
Total/Km	9,325.10

CUADRO No. 5.14

Costo total/Km de instalación de cable de guarda para vano medio de 100 m en líneas de transmisión de 69 kV, sin incluir puesta a tierra.

Para un vano de 200 m. corresponden 5 estructuras de apoyo por kilómetro, los costos/Km totales, sin incluir materiales y mano de obra de puesta a tierra, se muestran en el Cuadro No. 5.15.

Descripción	Costo Q.
1 Km de cable de acero 5/16"	2,430.00
5 bayonetas completas con herrajes	1,700.00
5 puestas a tierra completas	-----
Tendido de 1 Km de cable de guarda	1,875.00
Instalación de 5 bayonetas y herrajes	810.05
Instalación de 5 puestas a tierra	-----
Total/Km	6,815.05

CUADRO No. 5.15

Costo total/Km de instalación de cable de guarda para vano medio de 200 m en líneas de transmisión de 69 kV, sin incluir puesta a tierra.

El costo total de instalación por puesta a tierra (materiales + mano de obra) lo muestra el cuadro No. 5.16.

Número de varillas de 8'x5/8"	Pt(max) [Ω·cm]	Costo [Q.]
1	3,760	267.40
2	7,077	518.18
3	10,740	879.76
4	14,322	1,130.54
5	17,899	1,381.32

Cuadro No. 5.16

Costo total por puesta a tierra en función de la resistividad del suelo y del número de varillas necesarias para la toma de tierra.

El costo total por kilómetro incluyendo puesta a tierra se calcula, para cada vano (100 y 200 m), en dependencia con la

resistividad del suelo y el número de varillas de tierra, con base en los costos dados en los cuadros No. 5.14, 5.15 y 5.16.

Número de varillas de tierra de 8'x5/8"	$R(\max)$ [Ω·cm]	Costo/Km [Q.] vano 100 m	Costo/Km [Q.] vano 200 m
1	3,760	11,999.10	8,152.05
2	7,077	14,506.90	9,405.95
3	10,740	18,122.70	11,213.85
4	14,322	20,630.50	12,467.75
5	17,899	23,138.30	13,721.65

Cuadro No. 5.17

Costo total por kilómetro de instalación de un cable de guarda 5/16", para vanos medios de 100 y 200 m, en función de la resistividad del suelo y del número de varillas de tierra.

Si se sigue el mismo procedimiento hasta ahora efectuado, se puede calcular el costo total/Km de instalación de dos cables de guarda. En este caso, el costo de materiales y mano de obra sin incluir puestas a tierra es dos veces el calculado para un solo cable de guarda, mientras el costo total por cada puesta a tierra es el mismo. El cuadro No 5.18 muestra los costos totales.

Número de varillas de tierra de 8'x5/8"	$R(\max)$ [Ω·cm]	Costo/Km [Q.] vano 100 m	Costo/Km [Q.] vano 200 m
1	3,760	21,324.20	14,967.10
2	7,077	23,832.00	16,221.00
3	10,740	27,447.80	18,028.90
4	14,322	29,955.60	19,282.80
5	17,899	32,463.40	20,536.70

Cuadro No. 5.18

Costo total por kilómetro de instalación de dos cables de guarda 5/16", para vanos medios de 100 y 200 m, en función de la resistividad del suelo y del número de varillas de tierra.

5.5.3 Cálculo del costo anual en la instalación de cable de guarda

En la sección anterior, se calculó el costo total por kilómetro al instalar cable aéreo de guarda en una línea de transmisión de 69 kV; este costo corresponde económicamente a una inversión inicial. El cable de guarda tiene un tiempo de vida útil, durante la cual se espera que cumpla la función de proteger la línea contra impactos directos de rayos, luego, debido a la corrosión y deterioro que sufre el cable de guarda y demás herrajes, es necesario reemplazar la instalación. A través de la experiencia, el tiempo promedio de vida útil de la instalación de cable de guarda en líneas de transmisión, es de 20 años aproximadamente.

Para poder realizar una comparación económica entre las opciones de protección con cable de guarda y pararrayos, es menester calcular el costo anual por kilómetro de cada opción, ya que el tiempo de vida útil para cada caso no es el mismo según se verá.

El método de costo anual persigue encontrar anualidades al repartir en el tiempo de vida útil el valor inicial de inversión y/o cualquier otro costo que pueda ser distribuido anualmente. Utiliza para tal efecto los factores discretos de tasa de rendimiento que son empleados para trasladar cantidades de dinero en el tiempo.¹⁹

Para la instalación de cable de guarda, se tienen los siguientes datos:

Inversión inicial (P): Ver costos de instalación/Km en los cuadros No. 5.17 y 5.18

Vida útil (n): 20 años

Valor de rescate (R): 256.37 Q/Km (un cable de guarda)
512.74 Q/Km (dos cables de guarda)

El valor de rescate se calcula tomando en cuenta lo siguiente: no se espera un valor de rescate para los herrajes de la instalación, ya que éstos se encontrarán completamente corroídos e inservibles al final de su vida útil. Se espera obtener un valor de rescate del cable de guarda de acero de 5/16", el cual tiene un peso específico de 0.85457 lb/m. Actualmente un cable de acero usado puede ser vendido a un precio de Q.0.30/lb; para un kilómetro de cable:

¹⁹ TAYLOR, George. Ingeniería económica. traducción al castellano por Alfredo Díaz Mata. 2da. edición. México: edit. Limusa. 1,985. cap. 6, 111-133 pp.

$$\begin{aligned}
 W &= w \times L \\
 W &= 0.85457 \times 1000 \\
 W &= 854.57 \text{ lb/Km} \\
 R &= W \times 0.30 \\
 R &= 854.57 \times 0.30 \\
 R &= 256.37 \text{ Q/Km}
 \end{aligned}$$

Si la línea tiene dos cables de guarda $R = 512.74 \text{ Q/Km}$.

Los siguientes diagramas equivalentes muestran la distribución temporal de costos/Km al instalar cable de guarda. El valor de rescate se coloca en $t = 0$, ya que su valor ha sido calculado con base en datos actuales.

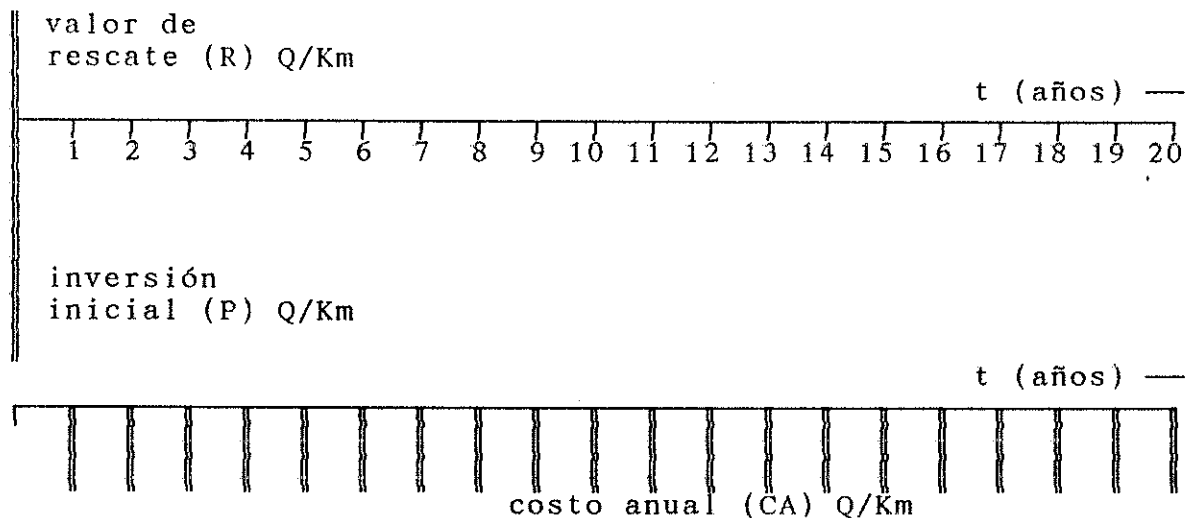


FIGURA No. 5.11

Diagrama de la serie de costos anuales equivalente al costo inicial de inversión al instalar cable de guarda.

Para encontrar el costo anual/Km, se distribuye la inversión inicial en el período de vida útil por medio de una serie de anualidades, para una tasa interna de retorno dada. El factor de recuperación de capital permite obtener estas anualidades; dicho factor se calcula como sigue:

$$CFR = i \cdot (1+i) / ((1+i)^n - 1) \quad (5.7)$$

donde

CFR = factor de recuperación de capital
 i = tasa interna de retorno anual en p.u.
 n = vida útil en años

El costo anual por kilómetro para la instalación del cable de guarda se obtiene al multiplicar la diferencia entre el costo

total/Km de instalación y el valor de rescate, por el factor de recuperación de capital:

$$CA = (P - R) \cdot CFR \quad (5.8)$$

donde

CA = costo anual/Km al instalar cable de guarda

P = costo inicial/Km de instalación de cable de guarda

R = valor de rescate/Km

CFR = factor de recuperación de capital

Para el cálculo del factor de recuperación de capital en la instalación de cable de guarda, se toma una tasa interna de retorno promedio anual de 15 % y un tiempo de vida útil de 20 años. De la Ec. 5.7:

$$CFR = 0.15 \times (1.15) / (1.15^{20} - 1)$$

$$CFR = 0.011226$$

El cuadro No. 5.19 muestra los costos anuales/Km cuando se instala cable de guarda en líneas de 69 kV para vanos medios de 100 y 200 m, aplicando la Ec. 5.8 a los costos totales/Km de instalación de uno y dos cables de guarda dados en los cuadros No. 5.17 y 5.18.

No. de varillas de la toma de tierra	costo anual/Km un cable de guarda		costo anual/Km dos cables de guarda	
	vano 100 m	vano 200 m	vano 100 m	vano 200 m
1	131.82	88.64	233.63	162.26
2	159.98	102.71	261.78	176.34
3	200.57	123.01	302.37	196.64
4	228.72	137.08	330.53	210.71
5	256.87	151.16	358.68	224.79

Cuadro No 5.19

Costos anuales/Km de instalación de cable de guarda 5/16" en líneas de 69 kV.

5.6 Análisis económico de costos empleando pararrayos

Un análisis económico exacto de costos referente a la instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO es difícil de realizar debido a que la compañía estadounidense Ohio-Brass, fabrica los pararrayos bajo pedido y los costos varían dependiendo

de cada proyecto y número de pararrayos. Dado lo anterior, el costo por pararrayos que aparece en esta evaluación es un valor medio aproximado proporcionado por el fabricante. El resto de costos se obtuvieron de la información proporcionada por la sección de líneas de transmisión del Departamento de Transmisión de la Empresa Eléctrica de Guatemala S.A., los cuales están actualizados hasta finales del año de 1,994.

Los costos al instalar pararrayos, al igual que para instalar de cable de guarda, se clasifican en:

1. Costos de materiales
2. Costos de mano de obra

La totalidad de costos depende de la cantidad de pararrayos instalados por poste o torre y la separación entre los mismos; esto se tomará en cuenta en el presente análisis.

5.6.1 Costos de materiales

Los costos unitarios de materiales para instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO (54 kV voltaje nominal y 42 kV MCOV) en postes o torres de líneas de 69 kV lo componen:

- Costo de cada pararrayos
- Costo de materiales de puesta a tierra

El costo unitario de cada pararrayos, como ya se indicó, es variable, que depende de la cantidad elaborada bajo pedido por proyecto por la compañía fabricante. El tipo de cambio es otro factor variable, así como otras disposiciones hechas por los fabricantes. El valor que aparece en el cuadro No. 5.20 es un costo promedio (\$ 992.30), que al cambio de 5.85 Q/\$ equivale a Q 5,804.96.

Descripción	Costo Q.	Unidad
Pararrayo polimero de línea de ZnO 54 kV nominal, 42 kV MCOV	5,804.96	unidad

CUADRO No. 5.20

Costo promedio por cada pararrayos polimero de línea de ZnO de 42 kV MCOV, 54 kV nominal.

El costo de materiales para la instalación de las puesta a tierra de pararrayos depende del esquema de protección que se va a usar. Para los esquemas de protección en una y dos fases, es importante el valor de la resistencia de puesta a tierra, ya que como se analizó en la sección 5.3, ésta determina la probabilidad de flameo y el número de salidas de la línea/año. También en el sección 5.3, se vio que al utilizar el esquema de protección en las

tres fases, se elimina la necesidad de una resistencia de puesta a tierra baja (15-20 Ω), ya que los pararrayos limitan el voltaje aplicado a cada aislador y eliminan el flameo inverso en el momento de la descarga a tierra de la sobretensión atmosférica.

Se decide dividir los costos para la instalación de pararrayos en función del esquema de protección que se va a usar, agrupando los costos de materiales por estructura donde se instalará el o los pararrayos. El costo de materiales para la instalación de pararrayos por estructura se calcula como:

$$C_{mp} = C_p \cdot n + C_{pt} \quad (5.9)$$

donde

C_{mp} = costo de materiales por instalación de pararrayos en cada estructura [Q]

n = número de pararrayos por estructura

C_p = valor de cada pararrayos p[Q]

C_{pt} = costo de materiales por cada puesta a tierra [Q]

Al igual que para la protección con cable de guarda, se incluye en esta sección, el costo de materiales por puesta a tierra, que depende del valor de la resistividad del terreno, lo que determina el número de varillas, conectores y cable, tomando como máxima resistencia de toma de tierra 15 Ω .

El cuadro No 5.21 muestra el costo de materiales para la instalación de pararrayos en fase superior por estructura en función de la cantidad de varillas de tierra que es necesario enterrar a fin de obtener una resistencia de toma de tierra no mayor de 15 Ω , donde se ha aplicado la Ec. 5.9. Los costos de materiales por puesta a tierra se toman del Cuadro No. 5.11.

Número de varillas 8'x5/8"	$R_t(\max)$ [$\Omega \cdot \text{cm}$]	Costo pta. a tierra [Q]	Costo por pararrayos [Q]	No. de pararrayos	Costo por estructura [Q]
1	3,760	185.07	5,804.96	1	5,990.03
2	7,077	353.52	5,804.96	1	6,158.48
3	10,740	632.77	5,804.96	1	6,437.73
4	14,322	801.22	5,804.96	1	6,606.18
5	17,899	969.67	5,804.96	1	6,774.63

Cuadro No. 5.21

Costo de materiales por estructura al instalar un pararrayos en fase superior en función del número de varillas de 8'x5/8" que se van a instalar.

El cuadro No 5.22 presenta el costo de materiales por estructura al instalar pararrayos en dos fases (fase superior e inferior). Para el cálculo del costo total por estructura, se utiliza la Ec. 5.9.

Número de varillas 8'x5/8"	P(max) [Q·cm]	Costo de puesta a tierra [Q]	Costo por pararrayos [Q]	No. de pararrayos	Costo por estructura [Q]
1	3,760	185.07	5,804.96	2	11,794.99
2	7,077	353.52	5,804.96	2	11,963.44
3	10,740	632.77	5,804.96	2	12,242.69
4	14,322	801.22	5,804.96	2	12,411.14
5	17,899	969.67	5,804.96	2	12,579.59

Cuadro No. 5.22

Costo de materiales por estructura al instalar pararrayos en dos fases en función del número de varillas de 8'x5/8" que se van a instalar.

Cuando se instalan pararrayos en las tres fases, únicamente es necesario proveer un medio de toma de tierra, que permita descargar a cada pararrayos, lo cual se logra con una varilla de tierra; el costo de materiales por estructura cuando se instalan pararrayos en las tres fases se muestra en el cuadro No. 5.23, utilizando la Ec. 5.9.

Costo pta. a tierra [Q]	Costo por pararrayos [Q]	No. de pararrayos	Costo por estructura [Q]
185.07	5,804.96	3	17,599.95

CUADRO No. 5.23

Costos de materiales por estructura cuando se instalan 3 pararrayos polymeros de línea de ZnO en líneas de 69 kV, con puesta a tierra simple (1 varilla 8'x5/8").

5.6.2 Costos de mano de obra

El costo de mano de obra por cuadrilla de lineeros, el cual incluye transporte, montaje y conexión del pararrayos, se presenta a continuación:

Descripción	Costo Q.	Unidad
instalación de un pararrayos de ZnO	135.62	unidad

Cuadro No. 5.24

Costo de mano de obra para la instalación de un pararrayos polimero de línea de ZnO en líneas de 69 kV.

Los costos totales de mano de obra para la instalación de pararrayos dependen del esquema de protección. Al igual que en la sección precedente, los costos se dividen de acuerdo con el esquema de protección y se agrupan por estructura donde se instalan con base en:

$$COP = CIP \cdot n + CIpt \quad (5.10)$$

donde

COP = costo de mano de obra de instalación de pararrayos por cada estructura [Q]

n = número de pararrayos por estructura

CIP = costo de mano de obra por instalación de cada pararrayos [Q]

CIpt = costo de mano de obra por instalación de puesta a tierra por cada estructura [Q]

Para los esquemas de protección en una y dos fases, es necesario tomar en cuenta el costo en mano de obra que se requiere para lograr conseguir la resistencia de puesta a tierra deseada (no mayor de 15 Ω), lo cual depende de la resistividad del suelo que determina el número de varillas de tierra a instalar. Para el esquema en tres fases, como ya se mencionó, con una puesta a tierra formada por una varilla es suficiente.

Los costos de mano de obra por puesta a tierra en función del número de varillas, fueron calculados en la sección 5.5.2. Los cuadros No. 5.25 y 5.26 presentan los costos de mano de obra de instalación de pararrayos por estructura, en dependencia con el número de varillas a enterrar, para los esquemas de protección en una y dos fases respectivamente, usando la Ec. 5.10.

Número de varillas 8'x5/8"	$R(\max)$ [Q·cm]	Costo de puesta a tierra [Q]	Costo Inst pararrayos [Q]	No. de pararrayos	Costo por estructura [Q]
1	3,760	82.33	135.62	1	217.95
2	7,077	164.66	135.62	1	300.28
3	10,740	246.99	135.62	1	382.61
4	14,322	329.32	135.62	1	464.94
5	17,899	411.65	135.62	1	547.27

Cuadro No. 5.25

Costos de mano de obra por estructura al instalar pararrayos en una fase en función del número de varillas de 8'x5/8" que se van a instalar.

Número de varillas 8'x5/8"	$R(\max)$ [Q·cm]	Costo de puesta a tierra [Q]	Costo Inst pararrayos [Q]	No. de pararrayos	Costo por estructura [Q]
1	3,760	82.33	135.62	2	353.57
2	7,077	164.66	135.62	2	435.90
3	10,740	246.99	135.62	2	518.23
4	14,322	329.32	135.62	2	600.56
5	17,899	411.65	135.62	2	682.89

Cuadro No. 5.26

Costos de mano de obra por estructura al instalar pararrayos en dos fases en función del número de varillas de 8'x5/8" que se van a instalar.

El cuadro No. 5.27 presenta el costo de mano de obra por estructura al instalar pararrayos en las tres fases.

La suma de los costos de materiales y mano de obra por estructura dan por resultado los costos totales de instalación por estructura; los cuadros No. 5.28, 5.29 y 5.30 muestran en resumen estos valores.

Costo de puesta a tierra [Q]	Costo Inst pararrayos [Q]	No. de pararrayos	Costo por estructura [Q]
82.33	135.62	3	489.19

Cuadro No. 5.27

Costos de mano de obra por estructura al instalar pararrayos en las tres fases.

Número de varillas 8'x5/8"	Pt(max) [Q·cm]	Costo de materiales [Q]	Costo de mano de obra [Q]	Costo total por estructura [Q]
1	3,760	5,990.03	217.95	6,207.98
2	7,077	6,158.48	300.28	6,458.76
3	10,740	6,437.73	382.61	6,820.34
4	14,322	6,606.18	464.94	7,071.12
5	17,899	6,774.63	547.57	7,321.90

Cuadro No. 5.28

Costos totales de instalación por estructura al colocar pararrayos en una fase en función del número de varillas de tierra.

Número de varillas 8'x5/8"	Pt(max) [Q·cm]	Costo de materiales [Q]	Costo de mano de obra [Q]	Costo total por estructura [Q]
1	3,760	11,794.99	353.57	12,148.56
2	7,077	11,963.44	435.90	12,399.34
3	10,740	12,242.69	518.23	12,760.92
4	14,322	12,411.14	600.56	13,011.70
5	17,899	12,579.59	682.89	13,262.48

Cuadro No. 5.29

Costos totales de instalación por estructura al colocar pararrayos en dos fases en función del número de varillas de tierra.

Costo de materiales [Q]	Costo de mano de obra [Q]	Costo total por estructura [Q]
17,599.95	489.19	18,089.14

Cuadro No. 5.30

Costos totales de instalación por estructura al colocar pararrayos en las tres fases.

Al igual que se hizo para el cálculo de costos al instalar cable de guarda, es necesario obtener el costo total de instalación de pararrayos por Kilómetro de línea. Dicho costo depende, de la cantidad de pararrayos instalados en cada kilómetro; esto es función del esquema de protección empleado y de la separación entre pararrayos.

El costo total/Km de instalación de pararrayos se calcula como:

$$Ct = Ce \cdot Np \quad (5.11)$$

donde

Ct = costo total/Km al instalar pararrayos

Ce = costo total de instalación de pararrayos por estructura

Np = número de estructuras donde se instalan pararrayos por kilómetro

El número de estructuras donde se instalan pararrayos por kilómetro puede ser calculado como sigue:

$$Np = 1000 / d \quad (5.12)$$

donde

d = distanciamiento promedio entre estructuras (postes o torres) donde se colocan pararrayos [m]

Sustituyendo Np de la Ec. 5.12 en la Ec. 5.11 se tiene:

$$Ct = Ce \times 1000 / d \quad (5.13)$$

Los siguientes cuadros aplican la Ec. 5.13 para diferentes separaciones entre pararrayos, para los esquemas de protección en una, dos y tres fases respectivamente.

d [m]	Costo total Q/Km (una fase)				
	1 varilla	2 varillas	3 varillas	4 varillas	5 varillas
100.00	62,079.80	64,587.60	68,203.40	70,711.20	73,219.00
200.00	31,039.90	32,293.80	34,101.70	35,355.60	36,609.50
300.00	20,693.27	21,529.20	22,734.47	23,570.40	24,406.33
400.00	15,519.95	16,146.90	17,050.85	17,677.80	18,304.75
500.00	12,415.96	12,917.52	13,640.68	14,142.24	14,643.80

Cuadro No. 5.31

Costo total/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en una fase, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas de 8'x5/8" necesarias para la toma de tierra.

d [m]	Costo total Q/Km (dos fases)				
	1 varilla	2 varillas	3 varillas	4 varillas	5 varillas
100.00	121,485.60	123,993.40	127,609.20	130,117.00	132,624.80
200.00	60,742.80	61,996.70	63,804.60	65,058.50	66,312.40
300.00	40,495.20	41,331.13	42,536.40	43,372.33	44,208.27
400.00	30,371.40	30,998.35	31,902.30	32,529.25	33,156.20
500.00	24,297.12	24,798.68	25,521.84	26,023.40	26,524.96

Cuadro No. 5.32

Costo total/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en dos fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas de 8'x5/8" necesarias para la toma de tierra.

distancia entre pararrayos [m]	Costo total Q/Km (tres fases)
100	180,891.40
200	90,445.70
300	60,297.13
400	45,222.85
500	36,178.28

Cuadro No. 5.33

Costo total/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en tres fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos.

5.6.3 Cálculo del costo anual en la instalación de pararrayos

El costo total/Km de instalación de pararrayos corresponde a una inversión inicial. Los pararrayos tienen un tiempo de vida útil, durante la cual se espera que operen y protejan al aislamiento de la línea en forma apropiada, luego, debido al prolongado ciclo de descargas que han tenido que conducir a tierra los elementos valvulares de ZnO y a la degradación del material polímero que forma la carcasa y que envuelve a los bloques valvulares, es necesario reemplazarlos.

Los fabricantes de este tipo de pararrayos proporcionan un tiempo promedio de vida útil que oscila entre 30 y 40 años, pero debido a que la experiencia en el uso de estos pararrayos data de 1,986 a la fecha (9 años de experiencia), no es posible confirmar aún experimentalmente los tiempos de vida útil en la práctica. Sin embargo, los casos de aplicación de pararrayos descritos en el capítulo 2 sección 2.1 relatan buen funcionamiento y resultados. Como referencia consultar los artículos que aparecen en las notas de pie de página No. 8, 9, 10 y 11.

Considero sensato, tomar un tiempo de vida útil de 30 años, lo que deberá ser confirmado con la experiencia futura.

Para la instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO 54 kV nominal y 42 kV MCOV, se tienen los siguientes datos:

Inversión inicial (P): Ver cuadros No. 5.31, 5.32 y 5.33

Vida útil (n): 30 años

Valor de rescate (R): Q 0.00

No existe valor de rescate, ya que los pararrayos

conjuntamente con el resto de la instalación se encontrarán inservibles al final de su vida útil.

Para encontrar el costo anual/Km, se distribuye la inversión inicial en el período de vida útil de los pararrayos por medio de una serie de anualidades, para una tasa interna de retorno dada. El factor de recuperación de capital, como ya se vio, permite obtener estas anualidades; dicho factor se calcula como sigue:

$$\text{CFR} = i \cdot (1+i) / ((1+i)^n - 1) \quad (5.14)$$

donde

CFR = factor de recuperación de capital
 i = tasa interna de retorno anual en p.u.
 n = vida útil en años

El costo anual por kilómetro para la instalación de los pararrayos se obtiene al multiplicar el costo inicial/Km por el factor de recuperación de capital:

$$\text{CA} = P \cdot \text{CFR} \quad (5.15)$$

donde

CA = costo anual/Km al instalar pararrayos
 P = costo inicial de inversión
 CFR = factor de recuperación de capital

Una tasa interna de retorno anual de 15 % se ha tomado para el cálculo del costo anual de la instalación del cable de guarda; esa misma tasa se usa aquí. Sustituyendo $i = 0.15$ y $n = 30$ en la Ec. 5.14:

$$\begin{aligned} \text{CFR} &= (0.15 \cdot (1+0.15)) / ((1+0.15)^{30} - 1) \\ \text{CFR} &= 2.645228 \times 10^{-3} \end{aligned}$$

Los siguientes cuadros muestran los costos anuales/Km al instalar pararrayos en líneas de 69 kV a distintas separaciones y configuraciones de protección. Estos costos anuales se obtienen aplicando la Ec. 5.15 a los costos totales/Km de instalación de pararrayos presentados en los cuadros No. 5.31, 5.32 y 5.33, empleando el factor de recuperación de capital calculado ($\text{CFR} = 2.645228 \times 10^{-3}$).

d [m]	Costo anual Q/Km (una fase)				
	1 varilla	2 varillas	3 varillas	4 varillas	5 varillas
100.00	164.22	170.85	180.41	187.05	193.68
200.00	82.11	85.42	90.21	93.52	96.84
300.00	54.74	56.95	60.14	62.35	64.56
400.00	41.05	42.71	45.10	46.76	48.42
500.00	32.84	34.17	36.08	37.41	38.74

Cuadro No. 5.34

Costo anual/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en una fase, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas para la toma de tierra.

d [m]	Costo anual Q/Km (dos fases)				
	1 varilla	2 varillas	3 varillas	4 varillas	5 varillas
100.00	321.36	327.99	337.56	344.19	350.82
200.00	160.68	164.00	168.78	172.09	175.41
300.00	107.12	109.33	112.52	114.73	116.94
400.00	80.34	82.00	84.39	86.05	87.71
500.00	64.27	65.60	67.51	68.84	70.16

Cuadro No. 5.35

Costo anual/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en dos fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos y número de varillas para la toma de tierra.

distancia entre pararrayos [m]	Costo anual Q/Km (tres fases)
100	478.50
200	239.25
300	159.50
400	119.62
500	95.70

Cuadro No. 5.36

Costo anual/Km al instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en tres fases, en líneas de transmisión de 69 kV para diferentes separaciones "d" entre pararrayos.

5.7 Relación beneficio-costo entre los esquemas de protección con pararrayos y cable de guarda

En las secciones 5.3 y 5.4 se analizaron varias configuraciones de líneas de 69 kV para obtener el porcentaje de flameos, con la instalación de pararrayos y cable de guarda. Para determinar el número de salidas de línea/100mi/año, para cada configuración analizada, se aplican las relaciones tratadas en el capítulo 3:

$$N_o = N_1 \cdot p \quad (5.16)$$

$$N_1 = 100N \cdot (A + b) / 5280 \quad (5.17)$$

$$N_o = [100N \cdot (A + b) / 5280] \cdot p \quad (5.18)$$

donde

p = probabilidad de flameo [pu]

N_o = número de salidas de línea por flameos/(100 mi·año)

N₁ = número de rayos captados por la línea/(100 mi·año)

N = K · N_k = densidad de descargas [número de rayos/año·mi²]

K = constante de proporcionalidad entre el nivel keráunico y la densidad de descargas [rayos/(mi²·día de tormenta)]

N_k = nivel keráunico [días de tormenta/año]

A = ancho de sombra [pies]

A = 2√3·H_j (para un solo cable de protección)

A = 2√3·H_j + C (para dos cables de protección como estructura tipo H)

C = separación horizontal entre los cables de protección [pies]

H_j = altura sobre el nivel del suelo del cable de protección

b = espaciamiento horizontal entre conductores de fase [pies]

Cuando se protege con pararrayos, el cable de protección lo constituye la fase superior; cuando se instala hilo de guarda, éste es el cable de protección.

Al sustituir, para cada configuración de línea y esquema de protección, los parámetros correspondientes, se obtiene el número de salidas de línea por incidencia de rayos. En este análisis, todos los cálculos se realizan tomando un nivel keráunico de 40 días de tormenta anual (valor intermedio en la república de Guatemala) y un factor de proporcionalidad entre la densidad de descargas y nivel keráunico de 0.31 (factor que corresponde a regiones con temperaturas medias anuales entre 15° y 25°C), lo cual produce una densidad de descargas a tierra de $40 \times 0.31 = 12.4$ rayos/(mi²·año).

La configuración tipo A es analizada únicamente con protección con pararrayos, ya que por las disposición geométrica entre fases no permite la instalación de cable de guarda. Este tipo de configuración, como se indicó en el capítulo 2, se puede aplicar a construcción de línea nuevas. La configuración tipo H no es analizada con protección con pararrayos en una y dos fases ya que la disposición geométrica entre conductores de fase no lo permite debido al ángulo de blindaje; se analiza únicamente con protección en tres fases y cable de guarda.

El cuadro No. 5.37 muestra en resumen los resultados para el cálculo del total de rayos captados por las configuraciones de línea/100mi/año "NI". El cuadro No. 5.38 presenta en resumen los cálculos de probabilidad de flameo.

Tipo de configuración y protección	Hj [p]	b [p]	C [p]	A [p]	N rayos/mi ² /año	NI rayos/100mi/año
A (pararrayos)	40.20	4.94	0.00	139.26	12.4	33.86
A (guarda)	----	----	----	-----	-----	-----
B (pararrayos)	46.36	4.90	0.00	160.60	12.4	38.87
B (guarda)	50.61	4.90	0.00	175.32	12.4	42.32
C (pararrayos)	42.36	0.00	0.00	146.74	12.4	34.46
C (guarda)	50.61	0.00	0.00	175.32	12.4	41.17
H (pararrayos)	45.00	12.00	12.00	167.88	12.4	42.25
H (guarda)	54.50	12.00	6.00	194.79	12.4	48.57

Cuadro No. 5.37

Número de rayos/100mi/año captados por las líneas de acuerdo con el tipo de configuración y esquema de protección.

Tipo de configuración	R [Ω]	Probabilidad de flameo pe [%]			
		1 fase	2 fases	3 fases	cable de guarda
A	5	3.5	3.5	0.0	----
	10	10.5	10.5	0.0	----
	15	21.0	21.0	0.0	----
	20	30.0	30.0	0.0	----
	25	36.0	36.0	0.0	----
B	5	5.0	4.2	0.0	4.9
	10	15.0	12.8	0.0	17.8
	15	27.0	24.0	0.0	30.0
	20	36.5	31.0	0.0	37.0
	25	41.0	38.0	0.0	47.0
C	5	4.7	4.0	0.0	4.8
	10	14.5	12.0	0.0	17.7
	15	26.0	22.0	0.0	29.9
	20	36.1	30.3	0.0	37.6
	25	40.0	37.0	0.0	46.9
H	5	----	----	0.0	3.0
	10	----	----	0.0	9.2
	15	----	----	0.0	18.5
	20	----	----	0.0	27.0
	25	----	----	0.0	34.0

Cuadro No. 5.38

Probabilidad de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H en dependencia con el esquema de protección y la resistencia de puesta a tierra "R".

Al instalar pararrayos a una determinada separación, se debe tomar en cuenta que, adicional a la probabilidad de flameo asociada al esquema de protección, existe una probabilidad de flameo que depende de dicha separación. En la sección 5.3, se hicieron cálculos para determinar la probabilidad de flameo en función de la separación entre pararrayos, para las configuraciones tipo A, B, C y H. El siguiente cuadro muestra la anterior dependencia, el cual se ha elaborado con base en el cuadro No. 5.5, haciendo uso de interpolaciones lineales.

d [m]	probabilidad de flameo pd [%]			
	Tipo A d[m]	Tipo B d[m]	Tipo C d[m]	Tipo H d[m]
100	11.88	14.27	13.23	12.76
200	25.75	29.64	27.94	27.18
300	38.47	41.68	40.28	39.65
400	45.69	49.98	48.10	47.27
500	52.92	58.27	55.93	54.89
600	60.15	66.03	63.55	62.45

Cuadro No. 5.39

Probabilidad de flameo "p" en función de la separación entre pararrayos "d", para las configuraciones de línea tipo A, B, C y H.

El cuadro anterior muestra la probabilidad de flameo al instalar los pararrayos a la distancia indicada, siempre y cuando existan aisladores entre dos grupos de pararrayos adyacentes, ya que el análisis y deducción se hizo suponiendo lo anterior. Por ejemplo, para una línea de 69 kV con vano promedio de 100 m, donde se decide instalar pararrayos en las tres fases cada 100 m, es decir en cada estructura, se espera una probabilidad de flameo de 0.0 %, ya que no existen aisladores intermedios entre pararrayos, aunque los mismos se coloquen cada 100 m y el cuadro No. 5.39 muestre la probabilidad de flameo indicada. En cambio, si en la misma línea se instalan pararrayos cada 200 m (cada dos estructuras), existen una estructura intermedia en la que los aisladores no tienen pararrayos, y la probabilidad de flameo es la mostrada en el cuadro No. 5.39.

Para encontrar la probabilidad total de flameo que incluya el esquema de protección y la separación a la que se instalan los pararrayos, se hace uso de la ecuación presentada en la sección 3.5.4.3.3.

$$p = pe + pd - pe \cdot pd \quad (5.19)$$

donde

p = probabilidad total de flameo en la línea [p.u]

pe = Probabilidad de flameo de acuerdo al esquema de protección usado [p.u]

pd = probabilidad de flameo de debido a la distancia entre pararrayos [p.u]

Si los pararrayos se colocan en cada estructura de la línea, la separación entre pararrayos es de un vano, y la probabilidad total de flameo es la que corresponde al esquema de protección empleado (Cuadro No. 5.38), ya que la probabilidad de flameo debido a la distancia entre pararrayos "pd" es cero.

Para líneas de 69 kV con vanos promedios de 100 y 200 m, los cuales son vanos medios típicos en líneas de 69 kV en Guatemala cuando se emplean postes y torres respectivamente, se elaboran los siguientes cuadros, donde se aplica la Ec. 5.19 para las probabilidades de flameo mostradas en los cuadros No. 5.38 y 5.39. Los cálculos se hacen para instalación de pararrayos en cada estructura (un vano), cada dos estructuras (dos vanos) y cada tres estructuras (tres vanos). La probabilidad de flameo con cable de guarda se muestra para fines de comparación.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Probabilidad total de flameo [%] (pararrayos en cada estructura)			
		1 fase	2 fases	3 fases	cable de guarda
Tipo A vano medio 100 y 200 m.	5	3.5	3.5	0.0	----
	10	10.5	10.5	0.0	----
	15	21.0	21.0	0.0	----
	20	30.0	30.0	0.0	----
	25	36.0	36.0	0.0	----
Tipo B vano medio 100 y 200 m.	5	5.0	4.2	0.0	4.9
	10	15.0	12.8	0.0	17.8
	15	27.0	24.0	0.0	30.0
	20	36.5	31.0	0.0	37.0
	25	41.0	38.0	0.0	47.0
Tipo C vano medio 100 y 200 m.	5	4.7	4.0	0.0	4.8
	10	14.5	12.0	0.0	17.7
	15	26.0	22.0	0.0	29.9
	20	36.1	30.3	0.0	37.6
	25	40.0	37.0	0.0	46.9
Tipo H vano medio 100 y 200 m.	5	----	----	0.0	3.0
	10	----	----	0.0	9.2
	15	----	----	0.0	18.5
	20	----	----	0.0	27.0
	25	----	----	0.0	34.0

Cuadro No. 5.40

Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos en cada estructura, en líneas con vano medio de 100 y 200 m.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Probabilidad total de flameo [%] (pararrayos cada 200 m)			
		1 fase d=200 m	2 fases d=200 m	3 fases d=200 m	cable de guarda
Tipo A vano medio 100 m.	5	28.3	28.3	25.8	----
	10	33.5	33.5	25.8	----
	15	41.0	41.0	25.8	----
	20	48.0	48.0	25.8	----
	25	52.5	52.5	25.8	----
Tipo B vano medio 100 m.	5	33.2	32.6	29.6	4.9
	10	40.2	38.6	29.6	17.8
	15	48.6	46.5	29.6	30.0
	20	55.3	51.5	29.6	37.0
	25	58.5	56.4	29.6	47.0
Tipo C vano medio 100 m.	5	31.3	30.8	27.9	4.8
	10	38.4	36.6	27.9	17.7
	15	46.7	43.8	27.9	29.9
	20	54.0	49.8	27.9	37.6
	25	56.8	54.6	27.9	46.9
Tipo H vano medio 100 m.	5	----	----	27.2	3.0
	10	----	----	27.2	9.2
	15	----	----	27.2	18.5
	20	----	----	27.2	27.0
	25	----	----	27.2	34.0

Cuadro No. 5.41

Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 200 m en líneas con vano medio de 100 m.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Probabilidad total de flameo [%] (pararrayos cada 300 m)			
		1 fase d=300 m	2 fases d=300 m	3 fases d=300 m	cable de guarda
Tipo A vano medio 100 m.	5	40.6	40.6	38.5	----
	10	44.9	44.9	38.5	----
	15	51.4	51.4	38.5	----
	20	56.9	56.9	38.5	----
	25	60.6	60.6	38.5	----
Tipo B vano medio 100 m.	5	44.6	44.1	41.7	4.9
	10	50.4	49.1	41.7	17.8
	15	57.4	55.7	41.7	30.0
	20	63.0	59.8	41.7	37.0
	25	65.6	63.8	41.7	47.0
Tipo C vano medio 100 m.	5	43.1	42.7	40.3	4.8
	10	48.9	47.4	40.3	17.7
	15	55.8	53.4	40.3	29.9
	20	61.8	58.4	40.3	37.6
	25	64.2	62.4	40.3	46.9
Tipo H vano medio 100 m.	5	----	----	39.7	3.0
	10	----	----	39.7	9.2
	15	----	----	39.7	18.5
	20	----	----	39.7	27.0
	25	----	----	39.7	34.0

Cuadro No. 5.42

Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 300 m en líneas con vano medio de 100 m.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Probabilidad total de flameo [%] (pararrayos cada 400 m)			
		1 fase d=400 m	2 fases d=400 m	3 fases d=400 m	cable de guarda
Tipo A vano medio 200 m.	5	47.6	47.6	45.7	----
	10	51.4	51.4	45.7	----
	15	57.1	57.1	45.7	----
	20	62.0	62.0	45.7	----
	25	65.2	65.2	45.7	----
Tipo B vano medio 200 m.	5	52.5	52.1	50.0	4.9
	10	57.5	56.4	50.0	17.8
	15	63.5	62.0	50.0	30.0
	20	68.2	65.5	50.0	37.0
	25	70.5	69.0	50.0	47.0
Tipo C vano medio 200 m.	5	50.5	50.2	48.1	4.8
	10	55.6	54.3	48.1	17.7
	15	61.6	59.5	48.1	29.9
	20	66.8	63.8	48.1	37.6
	25	68.9	67.3	48.1	46.9
Tipo H vano medio 200 m.	5	----	----	47.3	3.0
	10	----	----	47.3	9.2
	15	----	----	47.3	18.5
	20	----	----	47.3	27.0
	25	----	----	47.3	34.0

Cuadro No. 5.43

Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 400 m en líneas con vano medio de 200 m.

Tipo de configuración	R [Ω]	Probabilidad total de flameo [%] (pararrayos cada 600 m)			
		1 fase d=600 m	2 fases d=600 m	3 fases d=600 m	cable de guarda
Tipo A vano medio 200 m.	5	61.5	61.5	60.2	----
	10	64.3	64.3	60.2	----
	15	68.5	68.5	60.2	----
	20	72.1	72.1	60.2	----
	25	74.5	74.5	60.2	----
Tipo B vano medio 200 m.	5	67.7	67.5	66.0	4.9
	10	71.1	70.4	66.0	17.8
	15	75.2	74.2	66.0	30.0
	20	78.4	76.6	66.0	37.0
	25	80.0	78.9	66.0	47.0
Tipo C vano medio 200 m.	5	65.3	65.0	63.6	4.8
	10	68.8	67.9	63.6	17.7
	15	73.0	71.6	63.6	29.9
	20	76.7	74.6	63.6	37.6
	25	78.1	77.0	63.6	46.9
Tipo H vano medio 200 m.	5	----	----	62.5	3.0
	10	----	----	62.5	9.2
	15	----	----	62.5	18.5
	20	----	----	62.5	27.0
	25	----	----	62.5	34.0

Cuadro No. 5.44

Probabilidad total de flameo de las configuraciones tipo A, B, C y H cuando se instalan pararrayos cada 600 m en líneas con vano medio de 200 m.

Al analizar los cuadros anteriores, se deduce que las opciones que pueden competir con la protección con cable de guarda, debido a que tienen una probabilidad de flameo menor o igual a la esperada con cable de guarda, son:

- a. Instalación de pararrayos en cada estructura de apoyo de la línea, empleando el esquema de protección en una fase.
- b. Instalación de pararrayos en cada estructura de apoyo de la línea, empleando el esquema de protección en dos fases.
- c. Instalación de pararrayos en cada estructura de apoyo de la línea, empleando el esquema de protección en tres fases.
- d. Instalación de pararrayos en las tres fases cada 200 m (cada dos estructuras de apoyo en líneas con vano medio de 100 m), para líneas con configuración tipo B o C, si la resistencia de puesta a tierra es mayor de 15 Ω .
- e. Instalación de pararrayos en las tres fases cada 200 m (cada dos estructuras de apoyo en líneas con vano medio de 100 m), para líneas con configuración tipo H, si la resistencia de puesta a tierra es mayor de 20 Ω .

Con base en lo anterior, se calcula el número de salidas de línea/100mi/año, usando la Ec. 5.16 al instalar pararrayos en cada estructura en líneas con vano medio de 100 y 200 m, y cada 200 m en líneas con vano medio de 100 m, tomando las probabilidades de flameo mostradas por los cuadros No. 5.40 y 5.41 respectivamente. El número de impactos de rayos que inciden en las líneas "NI", se toma del cuadro No. 5.37. Los cuadros No. 5.45 y 5.46 resumen los resultados, donde se incluye el número de salidas de línea con cable de guarda para comparación.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Número de salidas por rayos/100mi/año (pararrayos en cada estructura)			
		1 fase	2 fases	3 fases	cable de guarda
Tipo A	5	1.1851	1.1851	0.0000	----
	10	3.5553	3.5553	0.0000	----
	15	7.1106	7.1106	0.0000	----
	20	10.1580	10.1580	0.0000	----
	25	12.1896	12.1896	0.0000	----
Tipo B	5	1.9435	1.6325	0.0000	2.0737
	10	5.8305	4.9754	0.0000	7.5330
	15	10.4949	9.3288	0.0000	12.6960
	20	14.1876	12.0497	0.0000	15.6584
	25	15.9367	14.7706	0.0000	19.8904
Tipo C	5	1.6196	1.3784	0.0000	1.9762
	10	4.9967	4.1352	0.0000	7.2871
	15	8.9596	7.5812	0.0000	12.3098
	20	12.4404	10.4414	0.0000	15.4799
	25	13.7840	12.7502	0.0000	19.3087
Tipo H	5	----	----	0.0000	1.4571
	10	----	----	0.0000	4.4684
	15	----	----	0.0000	8.9855
	20	----	----	0.0000	13.1139
	25	----	----	0.0000	16.5138

Cuadro No. 5.45

Número de salidas de línea por rayos/100mi/año para las configuraciones tipo A, B, C y H, cuando se instalan pararrayos en una, dos y tres fases en cada estructura de línea y cuando se instala cable de guarda.

Tipo de configuración	R [Ω]	Número de salidas por rayos/100mi/año (pararrayos cada 200 m)			
		1 fase	2 fases	3 fases	cable de guarda
Tipo A	5	9.5824	9.5824	8.7359	----
	10	11.3431	11.3431	8.7359	----
	15	13.8826	13.8826	8.7359	----
	20	16.2528	16.2528	8.7359	----
	25	17.7765	17.7765	8.7359	----
Tipo B	5	12.9048	12.6716	11.5055	2.0737
	10	15.6257	15.0038	11.5055	7.5330
	15	18.8908	18.0746	11.5055	12.6960
	20	21.4951	20.0181	11.5055	15.6584
	25	22.7390	21.9227	11.5055	19.8904
Tipo C	5	10.7860	10.6137	9.6143	1.9762
	10	13.2326	12.6124	9.6143	7.2871
	15	16.0928	15.0935	9.6143	12.3098
	20	18.6084	17.1611	9.6143	15.4799
	25	19.5733	18.8152	9.6143	19.3087
Tipo H	5	----	----	11.4920	1.4571
	10	----	----	11.4920	4.4684
	15	----	----	11.4920	8.9855
	20	----	----	11.4920	13.1139
	25	----	----	11.4920	16.5138

Cuadro No. 5.46

Número de salidas de línea por rayos/100mi/año para las configuraciones tipo A, B, C y H, cuando se instalan pararrayos en una, dos y tres fases cada 200 m y cuando se instala cable de guarda, en líneas con vano medio de 100 m.

Para completar la evaluación, se comparan económicamente las opciones de protección con pararrayos que igualan o superan técnicamente a la protección con cable de guarda, tomando los costos anuales/Km calculados en las secciones 5.5.3 y 5.6.3. Los siguientes cuadros muestran comparativamente estos costos.

No. de varillas por cada toma de tierra	vano medio de línea 100 m		vano medio de línea 200 m	
	pararrayos en 1 fase cada vano	un cable de guarda	pararrayos en 1 fase cada vano	un cable de guarda
1	164.22	131.82	82.11	88.64
2	170.85	159.98	85.42	102.71
3	180.41	200.57	90.21	123.01
4	187.05	228.72	93.52	137.08
5	193.68	256.87	96.84	151.16

Cuadro No 5.47

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en una fase en cada estructura y la instalación de un cable de guarda 5/16", en líneas con vano medio de 100 y 200 m.

No. de varillas por cada toma de tierra	vano medio de línea de 100 m		vano medio de línea de 200 m	
	pararrayos en 2 fases cada vano	un cable de guarda	pararrayos en 2 fases cada vano	un cable de guarda
1	321.36	131.82	160.68	88.64
2	327.99	159.98	164.00	102.71
3	337.56	200.57	168.78	123.01
4	344.19	228.72	172.09	137.08
5	350.83	256.87	175.41	151.16

Cuadro No 5.48

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en dos fases en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", en líneas con vano medio de 100 y 200 m.

No. de varillas por cada toma de tierra	Costo anual pararrayos en 3 fases cada 100 m Q/Km	Costo anual Q/Km un cable de guarda		Costo anual Q/Km dos cables de guarda	
		vano 100m	vano 200 m	vano 100 m	vano 200 m
1	478.50	131.82	88.64	233.63	162.26
2	-----	159.98	102.71	261.78	176.34
3	-----	200.57	123.01	302.37	196.64
4	-----	228.72	137.08	330.53	210.71
5	-----	256.87	151.16	358.68	224.79

Cuadro No 5.49

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases cada 100 m con la instalación de cable de guarda 5/16", para líneas con vanos promedio de 100 y 200 m.

No. de varillas por cada toma de tierra	Costo anual pararrayos en 3 fases cada 200 m Q/Km	Costo anual Q/Km un cable de guarda		Costo anual Q/Km dos cables de guarda	
		vano 100m	vano 200 m	vano 100 m	vano 200 m
1	239.25	131.82	88.64	233.63	162.26
2	-----	159.98	102.71	261.78	176.34
3	-----	200.57	123.01	302.37	196.64
4	-----	228.72	137.08	330.53	210.71
5	-----	256.87	151.16	358.68	224.79

Cuadro No 5.50

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases cada 200 m con la instalación de cable de guarda 5/16", para líneas con vanos promedio de 100 y 200 m.

La evaluación que se ha desarrollado hasta el momento en este capítulo, permite finalmente, definir los casos y rangos de aplicación de la protección contra descargas electroatmosféricas, empleando pararrayos polymeros de línea de ZnO y cable de guarda. A continuación se presentan:

1. Protección en una fase (fase superior)

Este tipo de protección permite un número de salidas de línea/100mi/año menor, aunque cercano, al obtenido con cable de guarda, cuando se instalan pararrayos en cada estructura en líneas con configuración tipo B o C, ver cuadro comparativo No. 5.51. El número de salidas de línea con este esquema, al igual que con cable de guarda, depende del valor de la resistencia de puesta a tierra.

El criterio para el uso de este esquema de protección se basa en que las normas internacionales definen la resistencia máxima de puesta a tierra en líneas de transmisión de 69 kV entre 15 y 20 Ω , para limitar el número de salidas por rayos. Como este esquema tiene una dependencia en el número de salidas de línea con la resistencia de puesta a tierra, lo cual se comprueba con los cálculos efectuados a lo largo de este informe de tesis y la experiencia práctica, las condiciones para el uso de la protección con pararrayos en fase superior son:

- La resistencia de puesta a tierra no debe exceder el valor que produce el número máximo de salidas de línea tolerado. Se puede también definir la máxima resistencia de puesta a tierra en este caso como 15 o 20 Ω , basado en que con estos valores, el número de salidas es inferior, aunque cercano, al número de salidas de línea, cuando se instala cable de guarda con resistencia de puesta a tierra máxima estándar de 15 o 20 Ω (Ver cuadro No. 5.51).
- Los pararrayos se deben montar en cada poste o torre de línea.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Salidas de línea por rayos/100mi/año	
		pararrayos en 1 fase	cable de guarda
Tipo B	5	1.9435	2.0737
	10	5.8305	7.5330
	15	10.4949	12.6960
	20	14.1876	15.6584
	25	15.9367	19.8904
Tipo C	5	1.6196	1.9762
	10	4.9967	7.2871
	15	8.9596	12.3098
	20	12.4404	15.4799
	25	13.7840	19.3087

Cuadro No. 5.51

Comparación del número de salidas de línea por rayos/100mi/año en función de la resistencia de puesta a tierra "R", para las configuraciones tipo B y C cuando se instalan pararrayos en una fase en cada estructura y cuando se instala un cable de guarda 5/16".

La comparación de costos anuales/Km hecha en este capítulo demuestra que el esquema de protección en una fase, en la que se instalan pararrayos en fase superior en cada estructura, presenta en algunos casos, ventajas económicas con relación a la instalación de un cable de guarda, estas son:

1. Líneas con vano medio de 100 m, donde se instala un pararrayos en cada estructura, cuando la resistividad del suelo es mayor a 7,077 $\Omega \cdot \text{cm}$ y es necesario instalar 3 o más varillas de Cu de 8'x5/8" por cada puesta a tierra. La comparación de costos aparece en el siguiente cuadro resumen:

No. de varillas por cada toma de tierra	P(max) [$\Omega \cdot \text{cm}$]	Costo anual/Km [Q/Km] (vano medio 100 m)	
		pararrayos en 1 fase	un cable de guarda
1	3,760	164.22	131.82
2	7,077	170.85	159.98
3	10,740	180.41	200.57
4	14,322	187.05	228.72
5	17,899	193.68	256.87

Cuadro No 5.52

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en una fase en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano promedio de 100 m.

2. Líneas con vanos medios de 200 m, donde se instala un pararrayos en la fase superior en cada estructura, no importando el número de varillas que se necesitan instalar por cada puesta a tierra. La comparación de costos aparece a continuación:

No. de varillas por cada toma de tierra	P(max) [$\Omega \cdot \text{cm}$]	Costo anual/Km [Q/Km] (vano medio 200 m)	
		pararrayos en 1 fase	un cable de guarda
1	3,760	82.11	88.64
2	7,077	85.42	102.71
3	10,740	90.21	123.01
4	14,322	93.52	137.08
5	17,899	96.84	151.16

Cuadro No 5.53

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en una fase en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano promedio de 200 m.

2. Protección en dos fases (fase superior e inferior)

Este esquema de protección produce un número de salidas de línea/100mi/año menor que el esperado usando la protección con un cable de guarda para las líneas en configuración tipo B y C, siempre y cuando los pararrayos se instalen en cada torre o poste de la línea. El cuadro No.5.54 muestra comparativamente la cantidad de salidas de línea en cada caso. El número de salidas de línea al emplear este esquema, al igual que el esquema con cable de guarda, depende del valor de la resistencia de puesta a tierra, por lo que las condiciones para el uso de este tipo de protección son:

- La resistencia de puesta a tierra no debe exceder el valor que produce el número máximo de salidas de línea tolerado. Se puede también definir la máxima resistencia de puesta a tierra en este caso como 20 o 25 Ω , basado en que con estos valores, el número de salidas es menor, al número de salidas estimado cuando se instala cable de guarda con resistencia de puesta tierra máxima estándar de 15 o 20 Ω (Ver cuadro No. 5.54).
- Los pararrayos se deben instalar en cada estructura.

Tipo de configuración	R [Ω]	Salidas de línea por rayos/100mi/año	
		pararrayos en 2 fases	cable de guarda
Tipo B	5	1.6325	2.0737
	10	4.9754	7.5330
	15	9.3288	12.6960
	20	12.0497	15.6584
	25	14.7706	19.8904
Tipo C	5	1.3784	1.9762
	10	4.1352	7.2871
	15	7.5812	12.3098
	20	10.4414	15.4799
	25	12.7502	19.3087

Cuadro No. 5.54

Comparación del número de salidas de línea por rayos/100mi/año en función de la resistencia de puesta a tierra "R", para las configuraciones tipo B y C cuando se instalan pararrayos en dos fases en cada estructura de línea y cuando se instala un cable de guarda 5/16".

Los costos que se presentan en el siguiente cuadro resumen muestran que el esquema de protección en dos fases tiene costos anuales de instalación/Km mayores que los calculados para la instalación de un cable de guarda en los casos analizados, por lo que no se dan ventajas económicas de este tipo de protección con relación al cable de guarda.

No. de varillas por cada toma de tierra	Costo anual/Km [Q/Km] (vano medio 100 m)		Costo anual/Km [Q/Km] (vano medio 200 m)	
	pararrayos en 2 fases	un cable de guarda	pararrayos en 2 fases	un cable de guarda
1	321.36	131.82	160.68	88.64
2	327.99	159.98	164.00	102.71
3	337.56	200.57	168.78	123.01
4	344.19	228.72	172.09	137.08
5	350.83	256.87	175.41	151.16

Cuadro No 5.55

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en dos fases en cada estructura de línea y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano medio de 100 y 200 m.

3. Protección en tres fases

La instalación de pararrayos en las tres fases en cada estructura de línea hace posible eliminar teóricamente las salidas de línea por rayos. También en la práctica se ha demostrado lo anterior, en los casos donde ha sido usado (ver referencias sección 2.1). Al aplicar este esquema, no existe necesidad de tener una baja resistencia de puesta a tierra como en los esquemas de protección en una fase, dos fases y cable de guarda.

Si bien las ventajas técnicas de este esquema de protección son significativas, el análisis de costos anuales/Km demuestra que el esquema de protección en tres fases instalando pararrayos en cada estructura en líneas con vanos medios de 100 y 200 m, tiene costos anuales de instalación/Km mayores a los calculados para la instalación de uno y dos cable de guarda. Los siguientes cuadros muestran comparativamente estos costos:

No. de varillas por cada toma de tierra	Costo anual pararrayos en 3 fases cada 100 m [Q/Km]	Costo anual [Q/Km] vano medio de 100 m	
		un cable de guarda	dos cables de guarda
1	478.50	131.82	233.63
2	-----	159.98	261.78
3	-----	200.57	302.37
4	-----	228.72	330.53
5	-----	256.87	358.68

Cuadro No 5.56

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases en cada estructura con la instalación de uno y dos cables de guarda 5/16", en líneas con vanos medios de 100 m.

No. de varillas por cada toma de tierra	Costo anual pararrayos en 3 fases cada 200 m [Q/Km]	Costo anual [Q/Km] vano medio de 200 m	
		un cable de guarda	dos cables de guarda
1	239.25	88.64	162.26
2	-----	102.71	176.34
3	-----	123.01	196.64
4	-----	137.08	210.71
5	-----	151.16	224.79

Cuadro No 5.57

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en tres fases en cada estructura con la instalación de uno y dos cables de guarda 5/16", en líneas con vanos medios de 200 m.

Los casos tratados en los cuales el uso del esquema de protección en tres fases mejora técnica y económicamente al cable de guarda son:

1. Instalación de pararrayos en las tres fases cada 200 m, en líneas con vanos medios de 100 m en configuración tipo B o C, cuando la resistividad de suelo sea mayor a $14,322 \Omega \cdot \text{cm}$ y es necesario instalar 5 o más varillas por cada puesta a tierra si se opta por protección con guarda, o bien cuando no se haya podido limitar la resistencia de puesta a tierra a 15Ω como máximo. Los cuadros siguientes muestran comparativamente las salidas esperadas y costos de las opciones de protección con tres pararrayos y cable de guarda.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Salida por rayos/ 100mi/año	
		3 fases a 200 m	cable de guarda
Tipo B	5	11.5055	2.0737
	10	11.5055	7.5330
	15	11.5055	12.6960
	20	11.5055	15.6584
	25	11.5055	19.8904
Tipo C	5	9.6143	1.9762
	10	9.6143	7.2871
	15	9.6143	12.3098
	20	9.6143	15.4799
	25	9.6143	19.3087

Cuadro No. 5.58

Comparación del número de salidas por rayos/100mi/año cuando se instalan pararrayos en las tres fases cada 200 m y cable de guarda 5/16" en líneas con vano medio de 100 m.

No. de varillas por cada toma de tierra	$R(\max)$ [$\Omega \cdot \text{cm}$]	Costo anual/Km [Q/Km] (vano medio 100 m)	
		pararrayos en 3 fases cada 200 m	un cable de guarda
1	3,760	239.25	131.82
2	7,077	-----	159.98
3	10,740	-----	200.57
4	14,322	-----	228.72
5	17,899	-----	256.87

Cuadro No 5.59

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en las tres fases cada dos estructuras y la instalación de un cable de guarda 5/16", para líneas con vano medio de 100 m.

2. Instalación de pararrayos en las tres fases cada 200 m, en líneas en configuración tipo H con vano medio de 100 m, donde la resistividad del suelo sea mayor a 3,760 $\Omega \cdot \text{cm}$ y se necesiten instalar dos o más varillas por cada puesta a tierra en caso de instalar cable de guarda, o bien en los casos en que la resistencia de puesta a tierra no se haya podido limitar a 20 Ω o menos. Los cuadros siguientes muestran comparativamente las salidas esperadas y costos de las opciones de protección con tres pararrayos y con dos cables de guarda.

Tipo de Configuración	R [Ω]	Salida por rayos/ 100mi/año	
		3 fases a 200 m	2 cables de guarda
Tipo H	5	11.4920	1.4571
	10	11.4920	4.4684
	15	11.4920	8.9855
	20	11.4920	13.1139
	25	11.4920	16.5138

Cuadro No. 5.60

Comparación del número de salidas de línea por rayos/100mi/año para líneas en configuración tipo H, cuando se instalan pararrayos en las tres fases cada dos estructuras y dos cables de guarda 5/16", en líneas con vano medio de 100 m.

No. de varillas por cada toma de tierra	Pt(max) [Ω·cm]	Costo anual/Km [Q/Km] (vano medio 100 m)	
		pararrayos en 3 fases cada 200 m	dos cables de guarda
1	3,760	239.25	233.63
2	7,077	-----	261.78
3	10,740	-----	302.37
4	14,322	-----	330.53
5	17,899	-----	358.68

Cuadro No 5.61

Comparación de los costos anuales/Km de instalación de pararrayos en las tres fases cada dos estructura y la instalación de dos cables de guarda 5/16", para líneas en configuración tipo H con vano medio de 100 m.

CONCLUSIONES

1. La evaluación técnica y económica realizada en el capítulo 5 muestra que la instalación de pararrayos en las tres fases cada 200 m es un método de protección que aventaja a la instalación de un cable de guarda 5/16", en líneas con vanos medios de 100 m en configuración tipo B o C, cuando la resistividad de suelo es mayor a 14,322 $\Omega \cdot \text{cm}$, y es necesario instalar 5 o más varillas por cada toma de tierra en caso de optar por protección con guarda, o bien, si no es posible tener una resistencia de puesta a tierra máxima de 15 Ω . Este esquema de protección con pararrayos proporciona un menor número de salidas de línea por rayos/mi/año y un inferior costo anual de instalación/Km, comparado con la instalación de un cable de guarda. Al colocar pararrayos en las tres fases, no se requiere que la resistencia de puesta a tierra sea inferior a la máxima estándar (15 - 20 Ω).

2. La evaluación técnica y económica desarrollada en el capítulo 5 muestra que la instalación de pararrayos en las tres fases cada 200 m es un método que supera técnica y económicamente a la protección proporcionada por la instalación de dos cables de guarda 5/16", en líneas en configuración tipo H con vano medio de 100 m, cuando la resistividad del suelo es mayor a 3,760 $\Omega \cdot \text{cm}$, y se necesitan instalar dos o más varillas por cada puesta a tierra en caso de protección con guarda, o cuando la resistencia de puesta a tierra sea mayor de 20 Ω . En este caso, el número estimado de salidas por rayos/mi/año con pararrayos es menor con relación a la protección con dos cables de guarda, y el costo anual de instalación de pararrayos/Km, es inferior comparado con el costo anual de dos cables de guarda/Km. Al colocar pararrayos en las tres fases, no es necesario que la resistencia de puesta a tierra sea baja (menor de 15 o 20 Ω).

3. La instalación de pararrayos en la fase superior en cada estructura de línea es un método de protección que aventaja a la instalación de un cable de guarda 5/16", en líneas tipo B o C con vano medio de 100 m, cuando la resistividad del suelo es mayor a 7,077 $\Omega \cdot \text{cm}$ y es necesario instalar 3 o más varillas de 8'x5/8" por cada puesta a tierra. La evaluación técnico-económica del capítulo 5 muestra que el número estimado de salidas por rayos/mi/año con pararrayos, es menor comparado con cable de guarda, y el costo anual de instalación de pararrayos/Km, es más bajo que el costo anual de instalación de cable de guarda/Km. La condición necesaria para el uso de este esquema de protección es que la resistencia de puesta a tierra no exceda el valor que produce el número máximo de salidas de línea tolerado, con base en los cálculos, o que la resistencia de tierra no sea mayor a la máxima estándar (15-20 Ω).

Ω), con el propósito de limitar el número de salidas de línea. En adición, la fase superior debe blindar a las otras fases con un ángulo máximo de 30° .

4. La instalación de pararrayos en la fase superior en cada estructura presenta ventajas con relación a la instalación de un cable de guarda $5/16''$, en líneas tipo B o C con vanos medios de 200 m. El análisis técnico-económico muestra que al instalar pararrayos se espera un menor número de salidas/mi/año en comparación con el cable de guarda, y que el costo anual de instalación de pararrayos/Km es inferior al calculado con cable de guarda. El requisito para emplear este esquema de protección es que la resistencia de puesta a tierra no supere el valor que produce el número máximo de salidas de línea permitido, con base en los cálculos, o bien que la resistencia de toma de tierra no sea mayor de 15Ω o 20Ω , a fin limitar las salidas de línea por rayos. Adicionalmente, la fase superior debe apantallar a las otras fases con un ángulo no mayor de 30° .
5. En la actualidad, existen líneas de transmisión de 69 kV. que aún no se encuentran protegidas contra la incidencia directa de rayos, por ejemplo, la línea que une la subestación El Guarda con la subestación Papi Strachan en la zona 11 de la capital, lo cual las hace vulnerables al impacto de rayos y a los efectos destructivos que sobre el aislamiento y funcionamiento de la línea tiene. En los casos en los cuales haya diversas dificultades para la instalación de cable de guarda, por ejemplo: mecánicamente las estructuras no resisten la inserción del cable por razones de longitud de vano, peso del cable y carga de viento, en zonas inaccesibles, cruces de barrancos o ríos, donde el tendido del cable de guarda puede hacerse impráctico o imposible. En tales circunstancias, el empleo de pararrayos de línea proporciona una solución que puede justificar su inversión.
6. La instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO en paralelo a los aisladores de línea, solucionan los problemas relacionados con el flameo de aisladores en líneas de 69 kV en puntos críticos, tales como: lugares con elevada y variable resistencia de puesta a tierra (mayor 15 o 20Ω), debido a la alta resistividad del suelo en zonas rocosas, areniscas o volcánicas. También eliminan el flameo de aisladores en estructuras ubicadas en sitios con alta probabilidad de incidencia de rayos y regiones con elevado nivel keráunico y/o corrosión. Los pararrayos al ser instalados en paralelo a los aisladores de línea, limitan el voltaje aplicado a través de ellos, a valores fijados por sus características de operación, los que pueden coordinarse con

las características del aislamiento.

7. Debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica en áreas urbanas densamente pobladas, existe la necesidad de tender líneas de transmisión de 69 kV para abastecer subestaciones en dichas localidades, para lo cual se deben resolver problemas relacionados con limitaciones de espacio, derechos de vía, servidumbres e impacto ambiental. La instalación de pararrayos polymeros de línea de ZnO hace posible realizar diseños compactos y económicos de línea, por necesitar de menor altura total de postes, como por ejemplo la línea en configuración tipo A mostrada en el capítulo 2, ya que no se requiere espacio adicional para la instalación de cables de guarda y bayonetas, respetando de cualquier manera las libranzas mínimas. La apariencia de la línea se mejora, así como su impacto ambiental, lo cual puede ayudar a atenuar la probable oposición de algunos sectores o vecinos al paso de la línea de transmisión por sus localidades.

RECOMENDACIONES

1. Es conveniente instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en líneas de transmisión de 69 kV del sistema nacional interconectado de importancia eléctrica y económica en el sistema y que debido a las condiciones ambientales desfavorables como alto nivel keráunico, resistencia de puesta a tierra elevada y variable, o excesivos niveles de corrosión y contaminación, presenten un intolerable número de salidas de línea por rayos anual. En tales casos, es necesario realizar evaluaciones técnico-económicas con el propósito de seleccionar el tipo de protección más adecuado (número y separación entre pararrayos a instalar), que logre el nivel de protección y funcionamiento esperado. Específicamente, este caso se da en las líneas No. 3 y No. 4 de EEGSA, ubicadas en el departamento de Escuintla. Dichas líneas transportan la potencia entregada por los ingenios cogeneradores y distribuyen energía del sistema nacional interconectado (SNI) a varias subestaciones en dicho departamento. El nivel keráunico de la región está comprendido entre 100 y 110 días de tormenta anuales y los niveles de corrosión del suelo hacen necesario el mantenimiento frecuente de las puestas a tierra.
2. Hay que analizar la posible aplicación de la tecnología de los pararrayos polymeros de línea de ZnO en diseños futuros de líneas de transmisión de 69 kV en áreas urbanas que presenten un crecimiento elevado de la demanda de energía eléctrica, por el aumento del índice de construcción (zonas 9, 10 y 11 de la capital, por ejemplo). Cada caso se deberá analizar técnica y económicamente tomando en cuenta: número de salidas de línea, espacio físico disponible, tipo de estructuras de apoyo, costos de instalación, apariencia e impacto ambiental especialmente en zonas donde existe aversión de personas e instituciones al paso de la línea.
3. Se debe evaluar técnica y económicamente la posibilidad de instalar pararrayos polymeros de línea de ZnO en líneas de transmisión de 69 kV que carezcan de protección con cable de guarda (línea S/E El Guarda-S/E Papi Strachan por ejemplo), o bien la protección con guarda no obtenga un número de salidas aceptable y que necesiten mejor nivel de funcionamiento por la importancia que han adquirido en el sistema. Por ejemplo, líneas que tengan un número muy elevado de salidas/año, y en las cuales se hayan detectado puntos o zonas críticas como estructuras con considerable probabilidad de impacto de rayos, alta y variable resistencia de puesta a tierra, elevado nivel keráunico, altos niveles de contaminación y corrosión.

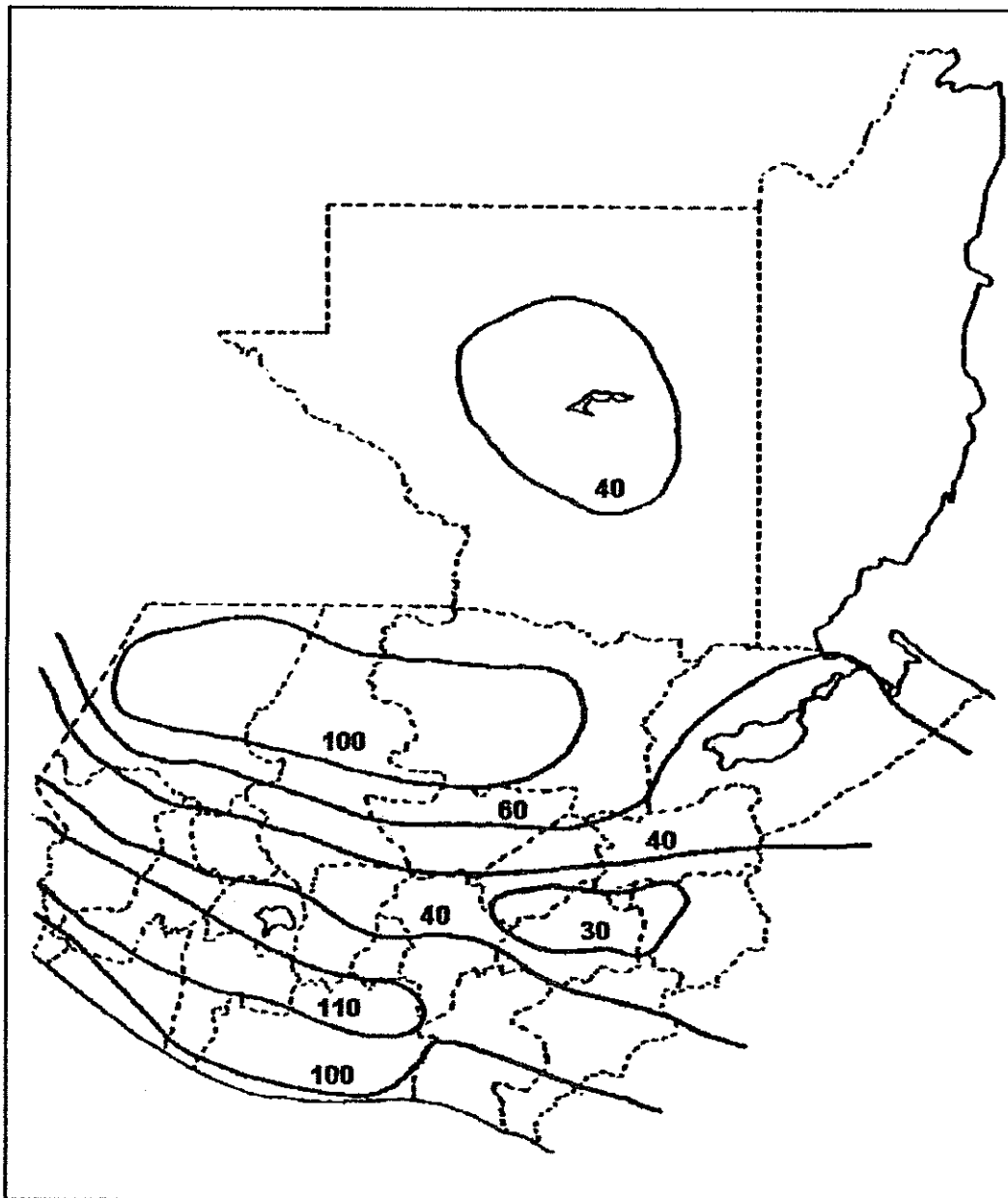
BIBLIOGRAFÍA

- DAVILA RECINOS, Marco. Niveles isoceraunicos y su influencia en el diseño de líneas de servicio eléctrico hasta 138 kV. en Guatemala (tesis: Facultad de ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala) Guatemala, 1,972.
- ELECTRICAL TRANSMISION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. Central station engineers of westinghouse electric corp. EEUU: s.p.i. 1,950.
- FINK, Donald. et. al. Manual práctico de electricidad para ingenieros. Versión española adaptada a la 11a. edición del standard handbook for electrical engineers. España: edit. Reverté S.A. 1,984. Tomo II.
- IEEE STANDARD TECHNIQUES FOR HIGH-VOLTAGE TESTING. Institute of electrical and electronics engineers (IEEE). 6ta. edición. EEUU: edit. IEEE. 1,978.
- LIGHTNING FLASH CHARACTERISTICS. Electric power research institute (EPRI). EPRI EL-5667 proyecto de investigación 2431-1, reporte interino; febrero/1,988. EEUU: s.p.i. 1,988.
- MANUAL DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA. Brown, Boveri & CIE. Traductor al castellano: Jens - U.H. Schweitzer. España: edit. URMO S.A.. 1,983.
- MOUSA, Abdul M. Shielding of high-voltage and extra-high voltage substations. Revista IEEE Transactions on power apparatus and systems; july-august/1,976, Vol. PAS-95. No. 4. EEUU: edit IEEE, 1,976.
- SATO, Akio. Estimating transmission line lightning outages by stochastic calculation. Revista IEEE transactions on power apparatus and systems; may-jun/1,980, Vol. PAS-99. No. 3. EEUU: edit. IEEE, 1,980.
- SHIH, C. et. al. Application of special arrester on 138 kV. lines of Appalachian Power Company. Revista IEEE Transactions on power apparatus and systems; octubre/1,985, Vol. PAS-104. No. 10. EEUU: edit. IEEE, 1,985.
- SIEGERT, Luis A. Alta tensión y sistemas de transmisión. 1era. reimpresión. México: edit. Limusa. 1,989.
- STEVENSON, William. Análisis de sistemas de potencia. 3a. edición. Colombia: edit. Mcgraw-Hill. 1,982.

XXIV

TAYLOR, George. Ingeniería económica. traducción al castellano:
Alfredo Díaz Mata. 2da. edición. México: edit. Limusa.
1,985.

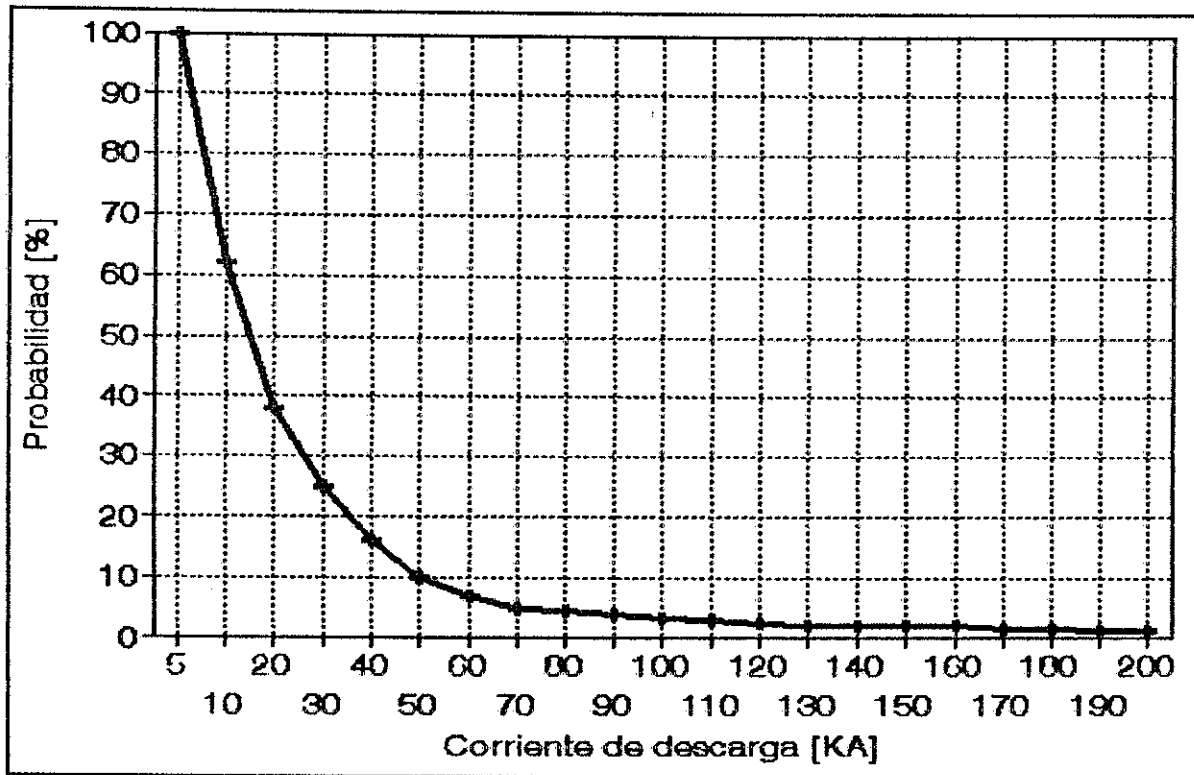
ANEXO No. 1



Mapa isokeráunico de la República de Guatemala.

PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE
Biblioteca Central

ANEXO No. 2



Curva de distribución del valor cresta de la corriente de descarga debido a impacto de rayos en líneas de transmisión según Lewis-Foust. Fuente: ELECTRICAL TRANSMISION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. Central station engineers of westinghouse electric corp. EEUU: s.p.i. 1,950. cap. 16. Fig. No. 44. pag. 565.