



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LT's DE 115KV
CASO PRÁCTICO: ANÁLISIS CONFIABILIDAD DE LA LT
73110 LERMA – CHAMPOTÓN, CFE.**

Tesis que para obtener el grado de Ingeniero Eléctrico Electrónico

Presentan:

Christian Castro Reyes

Maria Soledad Salazar Martínez



**Nombre del Director de Tesis
M. I. Rodolfo Lorenzo Bautista**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIAS

A Ily

A mis padres

A mis hermanos

Christian Castro Reyes

A mis padres

A mis hermanos

A mis amigos

María Soledad Salazar Martínez

AGRADECIMIENTOS

Christian Castro Reyes

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi segundo hogar, por mostrarme que el estudio es la base fundamental en mi desarrollo personal y profesional y por hacerme ver que a la sociedad mexicana la compone el entusiasmo crítico de las nuevas generaciones con un criterio humano y social, que el mundo lo componemos todos en la medida en que nos hacemos uno con nuestro entorno con el fin de mejorarlo. Por reconocer que en sus estudiantes está el paroxismo del futuro y que por nuestra raza siempre hablará el espíritu. Un espíritu joven y fuerte, tenaz con sus convicciones y humilde con su gente, con la mirada altiva ante los problemas y con la conciencia plena de que el mundo no está soñado, pero que soñándolo se puede cambiar.

A nuestro director de Tesis, M. I. Rodolfo Lorenzo Bautista por su apoyo y fe en este proyecto.

A los profesores de la Facultad de Ingeniería, por ser mi fuente principal de información sobre incontables temas y por darme la guía para mi realización futura.

A los mejores padres que un hijo pudiera desear, Gloria Reyes Casio y Joel Castro Melgarejo por darme la vida.

A mis hermanos, en especial a Johaan por su ayuda incondicional en la finalización de este trabajo de investigación, a mis abuelos, mis tíos y mis primos por acompañarme en este viaje que nunca termina.

A Ily, por tu amor, tu comprensión y tu apoyo incondicional en estos años. Eres la dueña de mis recuerdos, de mis ideas, de mis sueños, de mis suspiros y de los pasos que doy. Te amo y doy gracias a la vida por haber cruzado nuestros caminos en el momento correcto porque sin ti todo sería diferente.

A mis amigos, por su entusiasmo, por incontables momentos y apoyo dentro de mi estancia universitaria.

A los que colaboraron en la elaboración de este trabajo de investigación: al Ing. Gonzalo Mendoza Galván, de la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), al Ing. Froylan Martínez Fonseca, Ing. Antonio Paniagua Silva y el Ing. Ramón Romero Robles de la Subgerencia de Líneas de CFE, al Ing. Adrián Lugo Noguérón de la Unidad de Ingeniería Especializada de CFE y al Dr. Eduardo Lecanda Payán, actual Secretario de Educación y Comunicación Social del CEN del SUTERM por haberme permitido realizar prácticas profesionales dentro de esta empresa.

A todos ellos y los que me faltaron por mencionar, gracias...

María Soledad Salazar Martínez

Agradezco enormemente a mis padres, pues ellos son, en gran medida, la razón de esta lucha. A mi madre, por su ternura, cariño, comprensión y eterno amor que siempre me ha brindado; pero sobre todo, por darme la vida. A mi padre, por sus ejemplos, enseñanzas y porque nos enseñó a ser productivos. Y a ambos, por llevar el camino correcto siempre juntos.

A mis hermanos Miguel y Daniel por su apoyo cuando más lo necesité, pues aprendieron a escucharme.

A la que considero mi segunda familia, los Franco Collins, pues ahí encuentro los recuerdos más dulces de mi infancia. Gracias Lolita por ser más que mi prima, como mi hermana y mi mejor amiga; a Salo y Guillermo por ser como mis hermanos menores y además mis primos. Muchas gracias también a mis tíos Aurora Collins y Guillermo Franco por todo el apoyo moral que siempre encontré en ustedes y sobre todo por el tiempo dedicado.

A mis dos grandes amigas, Ixzel y Lolita. Ha sido una bendición tenerlas y realmente agradezco que el destino nos haya reunido en el momento justo; así como la oportunidad de estar siempre conectadas aunque estemos lejos.

A mi prima Alicia Castañeda, porque siempre fue un ejemplo sin que ella lo supiera. A mi prima Susana Castañeda también, por contagiarme siempre sus risas.

Por último, quiero agradecer a una persona muy especial, al Dr. Eduardo Lecanda Payán, actual Secretario de Educación y Comunicación Social del CEN del SUTERM, caracterizado por su gran personalidad carismática, amable, humana y sobre todo por su gran generosidad con la gente que lo rodea. Agradezco el haberlo conocido, pues de lo contrario, hoy no tendría la estabilidad económica que me ofrece un trabajo en una gran empresa como lo es la Comisión Federal de Electricidad. Gracias ELP.

PENSAMIENTO

*"Nunca consideres el estudio como una obligación
sino como una oportunidad para penetrar en el
bello y maravilloso mundo del saber"*

Albert Einstein

ÍNDICE

Capítulo I INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo de la propuesta.....	1
1.2 Definición del problema.....	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Método.....	2
1.5 Coordinación de aislamiento.....	3
1.5.1 Coordinación de aislamiento de líneas.....	4

Capítulo II SOBRETENSIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.0 Introducción.....	5
2.1 Sobretensiones por descarga atmosférica (rayo).....	9
2.2 Sobretensiones de frente lento.....	11
2.2.1 Sobretensiones de frente lento por descarga atmosférica.....	11
2.3 Sobretensiones de frente rápido.....	11
2.3.1 Sobretensiones por descargas atmosféricas que afectan a las líneas aéreas.....	11
2.3.2 Sobretensiones por descargas atmosféricas que afectan a las subestaciones.....	12
2.3.2.1 Rayos directos.....	13
2.3.2.2 Flameos inversos.....	13
2.3.3 Limitación de la ocurrencia de sobretensiones de frente rápido.....	14

Capítulo III CARACTERÍSTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

3.1 Formación y evolución de la descarga.....	15
3.1.1 Carga eléctrica en las nubes.....	15
3.1.2 Evolución de la descarga.....	16

3.1.3 El trueno.....	17
3.2 Características de la descarga eléctrica.....	18
3.3 Nivel isoceráunico.....	18
3.4 Densidad de rayos a tierra.....	19
3.5 Distribución probabilística de las corrientes del rayo.....	19
3.6 Descargas atmosféricas a las torres y cables de guarda.....	20
3.6.1 Descargas atmosféricas a las torres o estructuras de las líneas de transmisión.....	21
3.6.2 Descargas atmosféricas a los cables de guarda.....	23
3.6.2.1 Factor de acoplamiento.....	26
3.6.2.1.1 Factor de acoplamiento para líneas con un cable de guarda.....	27
3.7 Flameo inverso.....	28
3.7.1 El programa BFR99.EXE.....	33
3.7.1.1 Pantalla 1 del BFR99.....	33
3.7.1.2 Método Simplificado, IEEE Y CIGRE.....	36
3.7.1.2.1 Calculando el BFR – El Método CIGRE.....	36
3.7.1.2.2 Método Simplificado.....	37
3.7.1.2.3 Método CIGRE vs. El Método Simplificado.....	38
3.7.1.2.4 Comparación: CIGRE vs. Método IEEE.....	39
3.7.1.3 Efecto Corona.....	41
3.7.1.3 Pantalla 2 y Pantalla 3 del BFR99.....	41
3.8 Caso Práctico.....	43

Capitulo IV BLINDAJE Y RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE

4.1 Diseño del cable de guarda.....	44
4.2 Blindaje.....	45
4.2.1 Blindaje en las líneas de transmisión.....	45
4.2.2 Ángulo de blindaje.....	45
4.2.3 Modelo electrogeométrico.....	47
4.2.4 Falla de blindaje por flameo.....	52
4.3 Resistencia al pie de la torre.....	53

4.3.1 Medición de la resistividad del suelo.....	54
4.3.1.1 Procedimiento de medición.....	55
4.3.2 Medición de la resistencia eléctrica de la red de tierra.....	56
4.3.2.1 Principio de medición.....	57
4.3.3 Diseño de redes de tierra convencionales.....	58
4.3.3.1 Resistencia de los elementos básicos.....	59
4.3.3.1.1 Electrodo vertical.....	59
4.3.3.1.2 Contra-antena (electrodo horizontal).....	62
4.3.3.1.3 Patas de la torre o estructura.....	64
4.3.3.1.3.1 Cimentación de acero.....	64
4.3.3.1.3.2 Cimentación en concreto.....	65
4.3.3.2 Cálculos de los electrodos adicionales a las patas de las torres.....	67
4.3.3.3 Longitud efectiva de una contra-antena ante descargas atmosféricas.....	68
4.4 Caso Práctico.....	70

Capítulo V CÁLCULO DE DISTANCIAS EN AIRE

5.1 Introducción.....	72
5.2 Clasificación de los aislamientos en los sistemas eléctricos.....	72
5.2.1 Aislamientos autorecuperables.....	73
5.2.2 Aislamientos no autorecuperables.....	73
5.3 Concepto de Tensión Crítica de Flameo (TCF).....	73
5.4 Procedimiento para determinar la Tensión Crítica de Flameo o el U_{50}	75
5.5 Cálculo de la TCF aplicando los factores de corrección por temperatura, presión barométrica y humedad.....	77
5.6 Tensión de aguante de impulso.....	79
5.7 Cálculo de distancias dieléctricas por impulso.....	81
5.8 Efecto de contaminación en los aislamientos autorecuperables.....	82
5.9 Caso Práctico.....	86

Capítulo VI ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA LÍNEA DE 115 KV,
73110 LERMA-CHAMPOTON DE 57KM

Evaluación estadística del comportamiento de la línea aérea frente a sobretensiones por descargas atmosféricas

6.1 Introducción.....	87
6.2 Datos de entrada.....	87
6.3 Síntesis de la información.....	88
6.4 Desarrollo del estudio.....	88
6.5 Coordinación de aislamiento.....	88
Cálculo de la ruptura de la rigidez dieléctrica.....	88
Distancia dieléctrica por impulso.....	89
Por contaminación.....	91
6.6 Densidad de rayos a tierra.....	92
Tunderstorm days/year.....	93
6.7 Estudio del blindaje.....	94
Modelo electrogeométrico.....	94
6.8 Flameo inverso.....	97
Cálculo de la altura de la cadena de aisladores.....	97
Claros de longitud desigual: claro regla o claro promedio.....	98
Impedancia de la torre.....	100
Factor de acoplamiento.....	102
Resistividad del suelo y resistencia al pie de la torre.....	109
Análisis de flameo inverso por el software BFR99.....	110
Conclusiones.....	123

ANEXOS.

- A Datos de LT's de 115kV 1 circuito.
- B Tabla estadística de fallas línea Lerma-Champotón.
- C Lista de distribución de la LT Lerma-Champotón.
- D Siluetas básicas de las torres.
- E Tipo de suelo, mediciones y mejoramiento de sistemas de tierras.
- F Selección de los aisladores, conductor, cadena y herrajes.
- G Mapa de frecuencia de tormentas 1999-2002 y Mapa de Isodensidad de rayos a tierra 1983-1993.

Bibliografía.

ÍNDICE DE TABLAS.

Capitulo II

TABLA II.1 Representación de los valores de cresta de las sobretensiones.

TABLA II.2 Clases de esfuerzos de tensiones y sobretensiones.

Capitulo III

TABLA III.1 Programa BFR99

Capitulo IV

TABLA IV.1 Valores de resistividad del terreno.

TABLA IV.2 Longitud efectiva de una contra-antena para diferentes valores de tiempo de frente y resistividad del suelo.

Capitulo V

TABLA V.1 Valores de NBAI.

TABLA V.2 Niveles de Contaminación.

TABLA V.3 Relación entre el nivel de contaminación y el factor de distancia de fuga mínima específica.

TABLA V.4 Factor de corrección por diámetro del aislador.

Capitulo VI

TABLA VI.1 Datos de la Línea

TABLA VI.1 NBAI.

ÍNDICE DE FIGURAS.

Capítulo II

FIG. 2.1 Onda de sobretensión por rayo.

Capítulo III

FIG. 3.1 Evolución de la descarga Atmosférica.

FIG. 3.2 Curva de distribución probabilística de corriente de rayo.

FIG. 3.3 Descarga atmosférica que incide en una torre de una línea de transmisión.

FIG. 3.4 Circuito equivalente de una torre de LT's.

FIG. 3.5 Radio de la Torre.

FIG. 3.6 Altura del cable de guarda y conductor de fase.

FIG. 3.7 Voltaje que aparece en los conductores de guarda debido a una descarga atmosférica.

FIG. 3.8 Circuito equivalente de una torre de LT's.

FIG. 3.9 Voltaje en el conductor de fase debido al factor de acoplamiento.

FIG. 3.10 Factor de acoplamiento con un cable de guarda.

FIG. 3.11 Fenómeno de Flameo Inverso.

FIG. 3.12 Circuito equivalente de una torre de LT's cuando sucede un flameo inverso.

FIG. 3.13 Voltaje que aparece en la cadena de aisladores cuando incide un rayo directamente en la torre (flameo inverso).

FIG. 3.14 Configuración Vertical de Fases.

FIG. 3.15 Diagrama de Flujo para calcular el BFR.

FIG. 3.16 Comparación del Método CIGRE vs. Método Simplificado

FIG. 3.17 Comparación del Método CIGRE vs. Método IEEE. Cuervas de una línea de 230 kV de un solo circuito con una altura de 20 m.

FIG. 3.18 Comparación del Método CIGRE vs. Método IEEE. Curvas de una línea de 230 kV con doble circuito, dos cables de guarda y con una torre de altura de 70 m.

Capitulo IV

- FIG. 4.1 Distancia entre el conductor de guarda y el conductor de fase.
- FIG. 4.2 Definición de los ángulos de blindaje.
- FIG. 4.3a Distancia expuesta para la guía final del rayo utilizando el modelo electrogeométrico con un ángulo positivo.
- FIG. 4.3b Distancia expuesta para la guía final del rayo utilizando el modelo electrogeométrico con un ángulo negativo.
- FIG. 4.4 Resistencia al pie de la torre.
- FIG. 4.5 Medición de resistividad por el método de “Wenner”.
- FIG. 4.6 Colocación de los electrodos verticales de corriente C y potencial P.
- FIG. 4.7 Resistencia a diferentes distancias entre el electrodo vertical P y la pata de la estructura.
- FIG. 4.8 Electrodo de acero recubierto de cobre.
- FIG. 4.9 Conexión de la estructura con el electrodo.
- FIG. 4.10 Esquema de un electrodo de puesta a tierra tipo vertical.
- FIG. 4.11 Torre de una línea de transmisión aterrizada por medio de una contra-antena.
- FIG. 4.12 Localización de la contra-antena dentro del derecho de vía.
- FIG. 4.13 Esquema de un electrodo tipo contra-antena.
- FIG. 4.14 Longitud efectiva de la contra-antena en función del tiempo de frente de la corriente de descarga atmosférica para diversas resistividades de terreno.

Capitulo V

- FIG. 5.1 Generador de impulsos.
- FIG. 5.2 Onda normalizada para representar una sobretensión por rayo.
- FIG. 5.3 Gráfica de la distribución normal de Gauss.
- FIG. 5.4 Función de la distribución normal acumulativa: (1) indica la probabilidad de falla o flameo, mientras que (2) indica la probabilidad de soportar el impulso.

Capitulo VI

FIG. 6.1 Modelo Electrogeométrico

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO DE LA PROPUESTA

Analizar el comportamiento de las líneas de transmisión aéreas de 115 KV cuando se presentan fallas generadas por sobretensiones de origen atmosférico en un punto cualquiera de la línea, así como su estructura y las consecuencias que se tienen al no presentarse un diseño adecuado de aislamiento en la línea.

El presente trabajo de tesis está elaborado en base a un esquema científico que tiene como propuesta dar cabida lógica a la complementariedad de cada una de las ramas teóricas y prácticas de la disciplina. La Ingeniería Eléctrica cuenta con un marco científico dedicado a la implementación de sus teorías en lo que dicha ciencia precisa para dar con ello, en la práctica, una elevación de bienestar social en cuestión de energía eléctrica. Para ello, se elaboró un trabajo de tesis que se incluyó teóricamente, en menester de un trabajo práctico con la línea de transmisión de 115 KV No. 73110 Lerma-Champotón de CFE, para satisfacer, con ello, los requisitos indispensables requeridos para el mejoramiento de la calidad de los servicios eléctricos. Así, con consideración de un referente fáctico, ubicado en la zona peninsular de México en el Estado de Campeche, hacemos de este trabajo un “híbrido obligado” presentando datos reales y sustentados. En pro de hacer explícita y lógica la presentación de esta tesis, se realizó un esbozo teórico y general del problema en los primeros capítulos concretándolo con el caso empleado tras el desarrollo del tema.

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En las líneas de transmisión del sistema eléctrico, se presentan fallas debido a sobretensiones de origen externo, según la Comisión Federal de Electricidad (CFE), basándose en datos estadísticos de fallas en las líneas de transmisión, las descargas atmosféricas son una de las causas primordiales que ocasionan una *salida* en la línea de transmisión. Si esto sucede, se presenta una salida en una línea que se encuentre conectada a usuarios que consumen vastas cantidades de energía, llegando a tener pérdidas económicas irre recuperables.

Los *esfuerzos dieléctricos* en los aislamientos de las líneas de transmisión requieren del análisis y conocimiento teórico para entender el comportamiento de las líneas de transmisión ante este fenómeno atmosférico. Este estudio se conoce como “Coordinación de Aislamiento” que consiste en seleccionar el nivel de aislamiento de las subestaciones y líneas, además de seleccionar dicha coordinación con un nivel mínimo de aislamiento, equivalente a costos reducidos.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Las instalaciones de líneas de transmisión de energía aéreas son fundamentales en el Sistema Eléctrico Nacional, por consiguiente éstas se deben diseñar cumpliendo con todas las reglas que informan organizaciones internacionales, dedicadas a la investigación, para tener el mejor desempeño y trabajo bajo ciertas circunstancias que lleguen a afectar a la línea de transmisión. Con esta Tesis se desea mostrar a nuevas generaciones de estudiantes de Ingeniería Eléctrica una guía práctica para comprender el procedimiento del diseño de las líneas de transmisión.

1.4 MÉTODO

El método que se utilizará acerca de la Coordinación de Aislamiento y la teoría requerida provienen de las normas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de la International Engineering Consortium (IEC) que consiste en la selección de tensión de aguante del equipo o instalación del mismo, en relación con las sobretensiones que se puedan

presentar en un punto cualquiera del sistema; en otras palabras, es la selección del nivel de aislamiento en subestaciones y líneas de transmisión. Hay que señalar que el nivel de aislamiento que se selecciona es hecho sobre la base de alguno de los grados de confiabilidad, ya sea cuantitativo o estimado, y de ninguna manera se puede seleccionar, a menos que se conozca el esfuerzo aplicado al aislamiento. En su forma fundamental, el proceso debe iniciarse con la selección del *criterio de confiabilidad*, seguido de algún tipo de estudio para determinar los esfuerzos eléctricos aplicados al equipo o a los claros en aire; dichos esfuerzos son comparados con las características de la rigidez del aislamiento, teniendo en cuenta la previa selección de uno de los criterios de confiabilidad. Después de la selección del criterio de confiabilidad el proceso es una comparación entre esfuerzo y rigidez. Si el nivel de aislamiento o del claro en aire es excesivo, la solución sería reducir los esfuerzos en otros medios como son: apartarrayos, hilos de guarda, interruptores, e incluso la modificación de las dimensiones de la torre (estructura normalizada) para tener una mejor protección por sobretensiones por descargas atmosféricas. Además, se debe analizar el Sistema de Tierras (donde se drena la corriente de un rayo) y verificar la resistencia a tierra al pie de la torre y la corrosión en la cimentación de la estructura.

1.5 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Es la selección de la *tensión de aguante* del equipo y la instalación del mismo en relación con las sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección para reducir, a un nivel técnico y económicamente aceptable, la probabilidad de que los esfuerzos dieléctricos puedan ocasionar falla del aislamiento y/o afectar la continuidad del servicio [B18].

Generalmente, la coordinación de aislamiento se clasifica en dos partes principales:

1. Coordinación de aislamiento de líneas que pueden ser líneas de transmisión y líneas de distribución.
2. Coordinación de aislamiento de subestaciones, la cual incluye subestaciones de generación, transmisión y distribución.

1.5.1 Coordinación de Aislamiento de Líneas de Transmisión o Distribución

En la coordinación de aislamiento de las líneas, el objetivo es especificar todas las dimensiones particulares de la torre de la línea de transmisión o distribución que afecten la confiabilidad de:

- Distancias de flameo entre el conductor de fase y los elementos a tierra de la torre así como a la cruceta.
- Longitud de la cadena de aisladores.
- Número y tipo de aisladores.
- Necesidades y tipo de aterrizamiento adicional de la torre.
- Localización y números de hilo de guarda
- Distancia fase-tierra a mitad de claro.
- Distancia de flameo fase-fase.
- Necesidades, selección y localización de apartarrayos de línea.

El ingeniero eléctrico debe considerar todos los orígenes de los “esfuerzos” que la torre precisa, tomando en cuenta:

- Sobretensiones por rayo.
- Sobretensiones por maniobra.
- Sobretensiones temporales.
- Tensión normal de operación a la frecuencia del sistema con la presencia de contaminación.

Por lo tanto, el objetivo no solamente es seleccionar el nivel de aislamiento, sino seleccionar el mínimo nivel de aislamiento, ya que el nivel de aislamiento mínimo puede ser equivalente a costos reducidos.

El ingeniero puede seleccionar el nivel de aislamiento de una línea en base a CFE se tiene un índice de flameo por descarga atmosférica de 1 flameo/100 Km. /año.

CAPITULO II

SOBRETENSIONES EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.0 INTRODUCCIÓN.

Las sobretensiones a las que se ven sometidos los sistemas eléctricos son fenómenos cotidianos de las condiciones de operación de dichos sistemas y de los efectos de las condiciones atmosféricas dominantes en la zona de influencia de los mismos. [B13]

Una sobretensión en cualquier voltaje entre fases o entre fase y tierra, será mayor que el valor de cresta del voltaje máximo de operación entre fases o de fase a tierra del sistema respectivamente, es decir [B14]:

TABLA II.1

Representación de los valores de cresta de las sobretensiones

Tipo de sobretensión	Valor de cresta de la sobretensión
	Sistema
Fase a tierra	$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} U_m$
Fase a fase	$\sqrt{2} U_m$

Donde:

U_m : Tensión máxima de diseño del equipo.

Las sobretensiones se expresan en *por unidad* utilizando el voltaje entre fases máximo del sistema U_m como base. Por ejemplo, una sobretensión entre fase y tierra con valor máximo V_{ft} en por unidad es:

$$pu = \frac{V_{ft}\sqrt{3}}{U_m\sqrt{2}}$$

El estudio de las sobretensiones trata básicamente de dos aspectos, uno es el conocimiento de los esfuerzos dieléctricos al que es sometido el sistema, es decir, en las instalaciones; el otro, es el comportamiento de los equipos a las sobretensiones. Para fines de estudio las sobretensiones que se presentan producen esfuerzos dieléctricos aplicados y los equipos deben soportar estos esfuerzos mediante la característica resistente, para esto los equipos se deben someter a pruebas dieléctricas de alta tensión en laboratorios debidamente calificados.

Los esfuerzos dieléctricos aplicados al sistema eléctrico de potencia, se deben básicamente a los siguientes tipos de sobretensiones:

- Sobretensiones por descarga atmosférica (rayo).
- Sobretensiones por maniobra.
- Sobretensiones a la frecuencia del sistema.

Todas las sobretensiones someten a los aislamientos sólidos, líquidos o gaseosos de los equipos a esfuerzos de ruptura causándoles un deterioro que depende de la magnitud, forma y duración de dichos esfuerzos dieléctricos. Los fenómenos físicos involucrados en la ruptura del aislamiento son diferentes para los distintos tipos de esfuerzo, por lo que actualmente las normas internacionales y mexicanas clasifican los esfuerzos típicos encontrados en los sistemas eléctricos de potencia en varias clases, dependiendo de las características de aguante de los aislamientos [B1].

La norma mexicana [B15] clasifica las sobretensiones de los sistemas eléctricos en dos grupos:

- Transitorias¹
 - De frente lento: pueden originarse por fallas, operaciones de maniobra o descargas de rayo directas a los conductores de líneas aéreas.

¹ Dependiendo de la duración de sus tiempos de frente de onda.

- De frente rápido: pueden originarse por operaciones de maniobra, descargas de rayo o fallas.
 - De frente muy rápido: pueden originarse por fallas u operaciones por maniobra en subestaciones aisladas con gas (SF₆).
-
- De Baja Frecuencia
 - Sobretensiones de operación continua: originadas por la operación del sistema en condiciones normales de operación.
 - Sobretensiones temporales: pueden originarse por fallas, operaciones de maniobra tales como rechazo de carga, condiciones de resonancia, cargas no lineales (ferroresonancia) o por una combinación de ellas.

TABLA II.2 - Clases de esfuerzos de tensiones y sobretensiones [B14]

CLASE	BAJA FRECUENCIA		TRASITORIOS		
	PERMANENTE	TEMPORAL	FRENTE-LENTO	FRENTE-RAPIDO	FRENTE-MUY RAPIDO
FORMAS DE TENSIÓN					
LIMITES DE LAS FORMAS DE TENSION	$f = 60Hz$ $T_t \leq 3600s$	$10 < f < 500Hz$ $0.03 < T_2 < 3600s$	$20 < T_p \leq 500\mu s$ $T_2 \leq 20ms$	$0.1\mu s \leq T_1 \leq 20\mu s$ $T_2 \leq 20\mu s$	$0.1\mu s < T_p \leq 20\mu s$ $0.3MHz < f_1 < 100MHz$ $30KHz < f_2 < 30MHz$
FORMA DE TENSION NORMALIZADA	$T = 60Hz$ $T_t = (*)$	$48 \leq f \leq 62Hz$ $T_t = 60s$	$T_p = 250\mu s$ $T_2 = 2500\mu s$	$T_1 = 1.2\mu s$ $T_2 = 50\mu s$	Bajo consideración (*)
PRUEBA DE AGUANTE NORMALIZADA	Prueba a la frecuencia del sistema de larga duración (*)	Prueba a la frecuencia del sistema de corta duración	Prueba de impulso por maniobra	Prueba de impulso por rayo	(Impulso Cortado) Bajo Consideración (*)

(*) Se especifica en la norma del equipo correspondiente

2.1 SOBRETENSIONES POR DESCARGA ATMOSFÉRICA (RAYO).

Las sobretensiones aparecieron casi simultáneamente con el inicio de los incipientes sistemas de potencia, cuyas líneas entraron en operación comercial a fines del siglo XIX y rápidamente alcanzaron extensiones de cientos de kilómetros; lo cual propició que las descargas atmosféricas iniciaran sus severos efectos sobre ellas; afortunadamente a principios del siglo XX también se inventó y desarrollo el osciloscopio de rayos catódicos, que permitió llevar a cabo un estudio sistemático del rayo como descarga atmosférica.

Alemania, Suecia y Estados Unidos, junto con otros países iniciaron la observación y registro del fenómeno, no solo en las líneas de transmisión, sino también en estructuras expuestas al mismo o específicamente construidas para tales fines, ya que se deseaba conocer la forma de onda del rayo así como medir y registrar su intensidad de corriente.

Las sobretensiones por descarga atmosférica o por rayo se dicen que son del tipo natural, ya que su origen no tiene una relación directa con el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), ésta se presenta en forma de onda que es causada por diferencias de potencial entre las nubes y la tierra, que producen la ruptura dieléctrica cuando se rebasa la energía del campo electromagnético y que está afectada por factores como la distancia entre nubes y tierra, las condiciones climatológicas y la naturaleza del terreno.[B13]

Las descargas directas por rayo pueden producir corrientes de rayo con valores de cresta que van desde unos cientos hasta 200,000 A, con tensiones del orden de KV, con tiempos de frente en las ondas que van desde fracciones de *μsegundos* hasta varios *μsegundos*.

Las descargas por rayo se registran en forma más común como descargas simples, aún cuando se tienen registros de descargas múltiples, estas descargas por lo general terminan en forma repetida en el mismo punto como la descarga original, asimismo pueden ocurrir grupos de descargas que se extienden en el tiempo por varios *μsegundos*. De los registros estadísticos que se llevan de las descargas atmosféricas, aproximadamente la mitad son de tipo múltiple entre 2 y 42 descargas y en forma aproximada, cuando el orden es del 15%

tienen hasta seis componentes las descargas múltiples, éstas pueden ocurrir en un espacio de tiempo de 1 a 1/2 *segundo*.

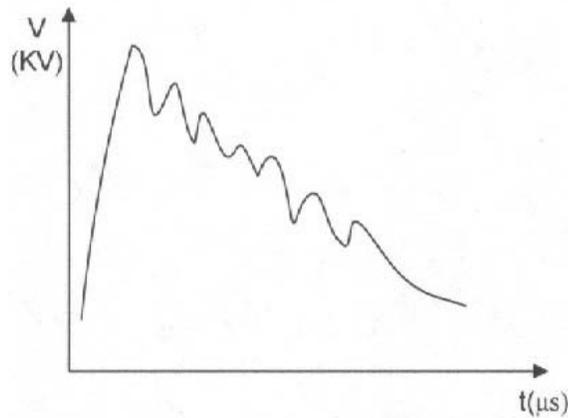


FIG. 2.1 Onda de sobretensión por rayo.

En general, las descargas atmosféricas son una de las principales fuentes que producen disturbios y daños al SEP, ocasionando el mayor índice de interrupciones de servicio y en ocasiones hasta el daño total en los sistemas, especialmente en las líneas de transmisión. Esto genera gastos importantes en las empresas eléctricas y molestias a los usuarios. Para aumentar el índice de calidad en el suministro de la energía eléctrica, se estudian estos fenómenos para adoptar criterios de diseño adecuados, con esto, consideraríamos una mejora sensible en el comportamiento de las líneas de transmisión y otros elementos.

Gran parte del análisis del comportamiento de las líneas de transmisión de las descargas atmosféricas se basa en la determinación de un índice de salida, que se expresa con el número de salidas por cien km-año para cada línea de transmisión. Este valor se determina basándose en procedimientos estadísticos y en estos se apoyan los criterios de diseño.

La posibilidad de una salida o interrupción de servicio depende de muchos factores, la mayoría de los cuales son estadísticos en naturaleza. Como las descargas atmosféricas constituyen un *fenómeno de naturaleza aleatoria* en algunos parámetros como son los puntos de caída de rayos, la intensidad de rayo, el ángulo de incidencia no es posible que se defina mediante un valor concreto para cualquier instalación, más bien es necesario trabajar con distribuciones probabilísticas que en una primera aproximación que se considera de

distribución normal, con una desviación estándar, que se encuentra dentro del rango del 40% al 60% con respecto al valor medio.

En la norma mexicana [B15] las sobretensiones debido a descargas atmosféricas (rayo) son las siguientes:

2.2 SOBRETENSIONES DE FRENTE LENTO.

2.2.1 Sobretensiones de frente lento por descarga atmosférica

En sistemas con líneas largas (mayores de 100 km), las sobretensiones de frente lento por descarga atmosférica son originadas por rayos distantes que caen en un conductor de fase cuando la corriente de rayo es suficientemente pequeña como para no causar flameo en el aislamiento de la línea y cuando el impacto ocurre a una distancia suficiente del lugar considerado como para producir un frente lento.

Así como las corrientes de rayo tienen tiempos al valor medio que pocas veces exceden 200 μ s no ocurren para el aislamiento sobretensiones de gran amplitud ni tiempos a la cresta críticos. Por lo tanto, las sobretensiones de frente lento por descarga atmosférica son de importancia menor para la coordinación de aislamiento y usualmente se desprecian.

2.3 SOBRETENSIONES DE FRENTE RÁPIDO

2.3.1 Sobretensiones por descargas atmosféricas que afectan a las líneas aéreas

Las sobretensiones por descargas atmosféricas son causadas por rayos directos a los conductores de fase, por flameo inverso o por inducción debida a rayos a tierra cercanos a la línea. Las sobretensiones inducidas por rayos cercanos a la línea aérea generalmente son menores de 400 KV y por lo tanto únicamente son de importancia para sistemas de niveles de tensión baja. Debido al alto aguante del aislamiento, los flameos inversos son menos probables en la categoría II que en la categoría I² y son poco frecuentes en sistemas de 500 KV y mayores.

² Los niveles de Tensión se encuentran en dos categorías:

La forma representativa de las sobretensiones por descargas atmosféricas es la del impulso por rayo normalizado (1.2/50 μ s). La amplitud representativa está dada ya sea por un valor máximo asumido o por una distribución de probabilidad de valores cresta, que usualmente está dada como el valor cresta que depende del índice de retorno de la sobretensión.

2.3.2 Sobretensiones por descargas atmosféricas que afectan a las subestaciones

Las sobretensiones por descargas atmosféricas en las subestaciones y sus índices de ocurrencia dependen de:

- el comportamiento de las líneas aéreas a la descarga atmosférica, conectadas a la subestación;
- el arreglo de la subestación, dimensiones y en particular el número de líneas conectadas a ésta;
- el valor instantáneo de la tensión de operación (en el momento de la incidencia del rayo).

La severidad de las sobretensiones por descargas atmosféricas para el equipo de la subestación se determina por la combinación de los tres factores anteriores y es necesario realizar varios pasos para asegurar una protección adecuada. Las amplitudes de las sobretensiones (no limitadas por apartarrayos) son usualmente muy altas para basar la coordinación de aislamiento en estos valores. Sin embargo en algunos casos, en particular en subestaciones conectadas con cables, la autoprotección proporcionada por la impedancia característica de los cables puede reducir las amplitudes de las sobretensiones por descargas atmosféricas a valores sustancialmente bajos³.

-
- Categoría I – Hasta 230kV.
 - Categoría II – 400kV.

³ Véase Apéndice F de la Norma NMX-J-150-2 “Coordinación de Aislamiento Parte 2: Guía de Aplicación”, 2003.

2.3.2.1 Rayos directos

Las penetraciones al blindaje ocurren en un punto al azar de la onda de tensión a 60 Hz. El efecto de la tensión a 60 Hz en la terminal opuesta del aislamiento longitudinal debe tomarse en cuenta:

- calculando los índices de retorno de la sobretensión por descargas atmosféricas para diferentes valores instantáneos de la tensión de operación;
- evaluando la probabilidad de falla del aislamiento longitudinal en sus dos componentes en diferentes puntos de la onda de tensión a 60 Hz. Usualmente la suma de las dos componentes es el parámetro decisivo;
- determinando el índice de falla del aislamiento dependiente de la suma de la sobretensión por descarga atmosférica y del valor instantáneo de la tensión a 60 Hz;
- aplicando el criterio de comportamiento a este índice de falla esperado para obtener la suma necesaria de los dos componentes.

Si tal suma es subdividida en un componente de impulso por rayo igual a la sobretensión representativa por descarga atmosférica de fase a tierra y un componente a 60 Hz, éste último componente es menor que la tensión de operación cresta de fase a tierra. Se ha encontrado que un factor de 0.7 puede considerarse como adecuado. Esto significa que para la penetración del blindaje, la sobretensión representativa longitudinal debe estar compuesta de la sobretensión por descarga atmosférica representativa a tierra en una terminal y 0.7 veces la tensión de operación cresta de fase a tierra a 60 Hz con polaridad opuesta en la otra.

2.3.2.2 Flameos inversos

Es más probable que los flameos inversos ocurran en la fase que tiene el valor de tensión instantánea a 60 Hz más alta de polaridad opuesta. Esto significa que, para subestaciones, la sobretensión representativa longitudinal por descarga atmosférica debe ser igual a la suma de la sobretensión representativa a tierra por descarga atmosférica en una terminal y de la tensión de operación cresta en la otra (de polaridad opuesta).

2.3.3 Limitación de la ocurrencia de sobretensiones de frente rápido

La ocurrencia de sobretensiones por descarga atmosférica puede limitarse con un diseño apropiado de las líneas aéreas. Las posibles precauciones de diseño para la limitación de la ocurrencia de sobretensiones por rayo son:

- apartarrayos directos a los conductores: diseño apropiado del blindaje con hilos de guarda;
- para flameos inversos: reducción de la impedancia a tierra al pie de la torre o aumento del aislamiento.

En algunos casos se han usado crucetas conectadas a tierra o explosores en estructuras cercanas a la subestación como un intento para limitar las amplitudes de las sobretensiones por rayos incidentes. Sin embargo, tales medidas tienden a incrementar la probabilidad de flameos cerca de la subestación con la consiguiente generación de sobretensiones de frente rápido. Más aún, debe darse especial atención al blindaje y a la resistencia al pie de la torre cerca de la subestación para disminuir la probabilidad de flameos inversos en este lugar.

CAPITULO III

CARACTERÍSTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

3.1 FORMACIÓN Y EVOLUCIÓN DE LA DESCARGA

3.1.1 Carga eléctrica en las nubes

Las descargas atmosféricas se presentan cuando se forman grandes concentraciones de carga eléctrica en las capas de la atmósfera inmediatamente inferiores a la estratosfera (alturas entre 5 y 12Km). Al aumentar la carga se forman potenciales de hasta 300 MV entre nubes y tierra. La descarga se forma en nubes de tormenta del tipo cumulonimbus¹. Éstas se caracterizan por estar formadas por columnas de aire caliente que ascienden por convección cuando la atmósfera se hace inestable, debido a grandes gradientes de temperatura. El interior de esas nubes, es recorrido por rápidas corrientes de aire ascendente y descendente de velocidades de hasta 300 km. La carga eléctrica se forma al separar estas fuertes corrientes de aire, las partículas de agua y el hielo en partículas ionizadas. La carga se concentra en un disco de un diámetro de 10 km y una altura aproximada de 5 km. Esta carga es en la mayoría de los casos predominantemente negativa. A medida que se empieza a incrementar la carga y el voltaje en las cercanías de las nubes cargadas, se empieza a rebasar el gradiente crítico, (30 KV en aire seco, 10 KV en las condiciones de presión y presencia de gotas de agua existentes en las nubes) presentándose ionización del aire formando caminos para la conducción de la carga hacia el punto de potencial cero que es la tierra [B3].

¹ CUMULONIMBUS: Nube de desarrollo vertical, casi siempre coronada por una nube cirriforme en forma de yunque. Se le llama también nube de tormenta y frecuentemente viene acompañada por fuertes lluvias, rayos, truenos y algunas veces con granizo, tornados o fuertes ráfagas y vientos.

3.1.2 Evolución de la descarga

El camino de ionización que se inicia lleva un primer flujo de carga hacia capas más bajas. Este primer flujo es llamado el líder. El líder desciende de unos 50 a 100m en 1 μ segundo y detiene su marcha unos 50 μ segundos mientras se acumula la carga transferida desde la nube formándose un nuevo camino ionizado que va a crear un nuevo avance del líder (figura 3.1). Estos avances y reposos de este primer flujo de carga hacen que se le conozca como el líder escalonado. Éste sigue avanzando hasta llegar cerca de los objetos y estructuras más altos, los cuales empiezan a emitir chispas que van al encuentro del líder. Al cerrarse eléctricamente el camino a tierra, la carga se desplaza a una velocidad vertiginosa, produciéndose la descarga de retorno de gran luminosidad, etapa del rayo considerada como la más energética de todas. Luego, con intervalos de 0.01 a 0.1 segundos se producen nuevos flujos de electrones hacia abajo, abriéndose paso por el camino ionizado que dejó el líder escalonado. Éstos son los líderes rápidos que al golpear tierra producen descargas de retorno menos energéticas que la primera. En un rayo es típico que existan tres o cuatro líderes conociéndose hasta 20 ó 30.

El canal de la descarga en cuyo interior existe un hilo conductor de plasma, puede llegar a temperaturas de 30,000°C y la presión del aire subir hasta 100 atmósferas. El diámetro del canal es de unos 10cm. La descarga de una nube puede generar nuevas reparticiones de carga en la atmósfera presentándose descargas horizontales entre varias nubes de tormenta. Es posible, por lo tanto, que se desencadene otra descarga atmosférica de similar ubicación a la anterior que utilice los mismos caminos ionizados que dejó la primera.

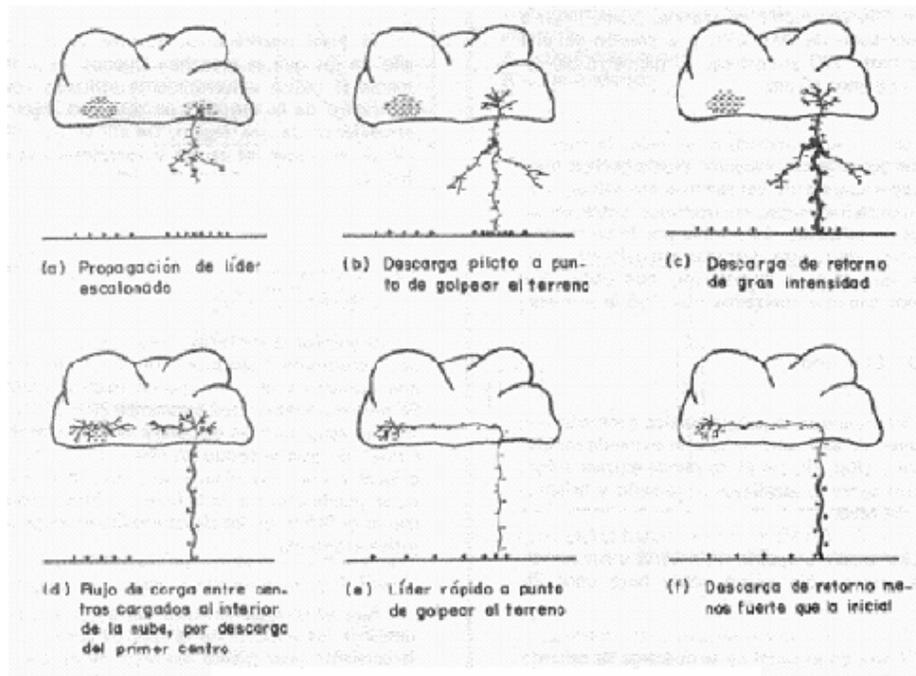


FIG 3.1 Evolución de la descarga Atmosférica.

3.1.3 El Trueno

“El trueno es la señal acústica generada por un canal de aire caliente que se expande rápidamente” [B3]. De él, se puede extraer información sobre la localización, tamaño y orientación del rayo. Una teoría aceptada del trueno y sus principales rasgos, solo existe desde hace unos 25 años. El aire en el canal de la descarga se calienta y se expande en forma de una onda de choque. Posteriormente, esta onda se vuelve energía acústica produciéndose el trueno. Cada componente del rayo: el líder escalonado, los líderes rápidos, las descargas de retorno, contribuyen al trueno. Los componentes más energéticos producen las frecuencias más bajas del sonido. Estas frecuencias bajas se atenúan menos que las altas, ya que la atenuación es proporcional al cuadrado de la frecuencia. Por ello, un rayo no muy energético puede no oírse ya a 10 km. El estudio del trueno ha perfeccionado los conocimientos que ya se tenían sobre el rayo y constituye un elemento fundamental para el estudio de las descargas entre las nubes y del canal de la descarga en el interior de una nube donde los medios visuales no pueden suministrar información. Adicionalmente, nos aporta criterios para la interpretación de los datos del nivel isocerámico. *El nivel isocerámico*, (número de días del año en los que se escuchan truenos), es actualmente el índice utilizado como indicativo de la

cantidad de actividad eléctrica atmosférica de una región. De allí la importancia de entender las causas y características del trueno.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA DESCARGA ELÉCTRICA

Al impactar la descarga “de retorno”, la línea de transmisión produce corrientes altísimas que aumentan en unos pocos μ segundos. Se presentan corrientes pico entre 20 y 200 KA, aunque éstas últimas son muy raras. Aproximadamente el 90% de las descargas llevan carga negativa al sistema. Para determinar el comportamiento del sistema, será importante obtener el índice de aumento de la corriente proveniente del rayo. Se suele suponer en los cálculos, que la corriente aumenta linealmente desde cero hasta el valor pico en forma de rampa, con un determinado tiempo de duración (tiempo de frente o de cresta), que se estabiliza un instante en el valor pico y luego decrece lentamente hasta volver a cero.

3.3 NIVEL ISOCERÁUNICO

Es evidente que el número de las descargas que hacen contacto con una torre o con los cables de guarda de una línea a lo largo del claro, depende del número de días con tormenta que exista para una región determinada. La frecuencia de ocurrencia de las descargas atmosféricas en un sitio determinado se conoce como el “*Nivel Isoceráunico*” [B2, B5], que se define como el número promedio de días con tormenta anual en un lugar específico. El número promedio de descargas por unidad de área en cualquier sitio o localidad, se conoce como “*Densidad de Rayos a Tierra (DRT)*”. Se dice que el valor de la DRT es proporcional al nivel isoceráunico del área [B2, B5]. En una zona geográfica de una región de un país los puntos o lugares que tienen el mismo nivel isoceráunico se unen formando lo que se conoce como *mapa isoceráunico* y éste se utiliza para el diseño de los sistemas eléctricos. En nuestro país, se cuenta con este mapa isoceráunico gracias al trabajo en conjunto del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). (Ver Mapa Isoceráunico de México)

Los niveles isoceráunicos de cada región se establecen en periodos de 11 años que corresponden a lo que se conoce como un ciclo solar. La razón de esto es que en este lapso se cubran todas las posibles variaciones estacionales de una región.

3.4 DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

La relación entre el nivel isoceráunico y la densidad de rayos a tierra se expresa por fórmulas empíricas que han establecido dos agrupaciones internacionales en base a sus estudios y análisis de este campo.

Fórmula propuesta por la Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) [B4, B5]:

$$\text{No. de Rayos por Tierra por km}^2 = N_g = (0.12 - .20)T_d \quad \text{EC 3.1}$$

El otro organismo internacional es el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) que establece otra fórmula empírica [B2, B4, B8]:

$$\text{No. de Rayos a Tierra por km}^2 = N_g = 0.04T_d^{1.25} \quad \text{EC 3.2}$$

Donde:

T_d :Es el número de días tormenta por año (nivel isoceráunico).

Para efectos de cálculos, usaremos la relación (EC 3.2) dada por IEEE.

3.5 DISTRIBUCIÓN PROBABILÍSTICA DE LAS CORRIENTES DEL RAYO

La distribución probabilística de las corrientes del rayo es un valor que se obtiene midiendo la intensidad de la corriente del rayo por un periodo correspondiente a un ciclo solar (11 años), de manera que se pueda expresar gráficamente como una relación entre la probabilidad de ocurrencia contra la magnitud de la corriente del rayo [B5].

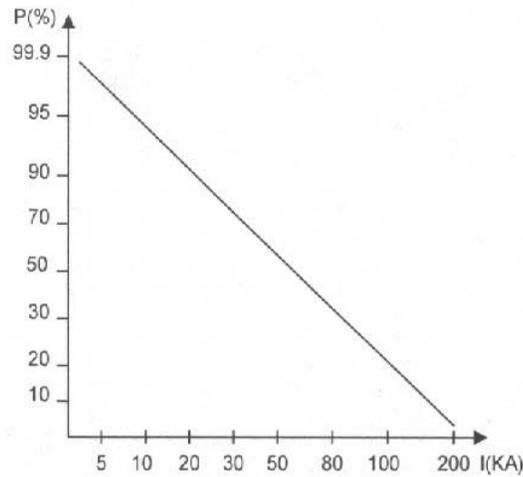


FIG. 3.2 Curva de distribución probabilística de corriente de rayo.

La distribución probabilística corresponde a una expresión recomendada por la IEEE:

$$P(i > I) = \frac{1}{1 - \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad \text{EC 3.3}$$

Donde:

$$2kA < I < 200kA$$

Indica la probabilidad de que una corriente del rayo (i) exceda un valor I .

3.6 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS A LAS TORRES Y CABLES DE GUARDA

Cuando la corriente del rayo incide directamente sobre una torre de una línea de transmisión, la corriente toma dos trayectorias: una hacia los cables de guarda y la otra hacia tierra a través de la torre (se considera que el 60% de la corriente del rayo circula por la torre en que ocurre la descarga.). En cualquier caso interviene la *resistencia al pie de la torre* como elemento de conducción de la corriente del rayo al suelo, el efecto del rayo se debe atenuar sensiblemente en la conexión a tierra de las patas de la torre ya que cuando esto no ocurre se presenta el fenómeno de reflexión sucesiva de ondas, que genera sobretensiones acumulativas dando lugar al fenómeno que se conoce como *Flameo Inverso*. Para tal efecto, se debe determinar el voltaje entre el suelo y la punta de la torre, así como el voltaje en la cadena de

aisladores para observar si hay flameo o ruptura dieléctrica. Asimismo, se debe calcular cuál será la máxima corriente del rayo que no producirá el flameo o falla dieléctrica.

3.6.1 Descargas atmosféricas a las torres o estructuras de las Líneas de Transmisión

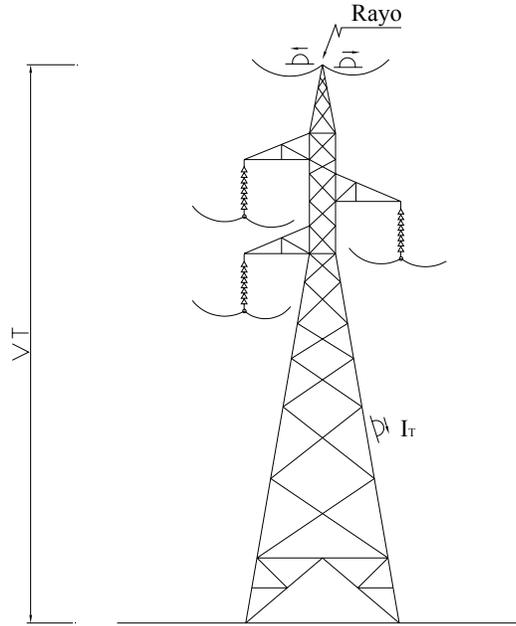


FIG. 3.3 Descarga atmosférica que incide en una torre de una línea de transmisión.

El circuito equivalente se puede representar en la forma siguiente:

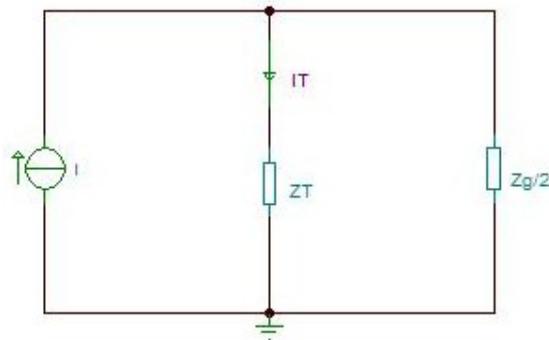


FIG. 3.4 Circuito equivalente de una torre de LT's

El voltaje que aparece en la torre se calcula como:

$$V_T = Z_T I_T \text{ [kV]} \tag{EC 3.4}$$

Donde:

Z_T : Impedancia Característica de la torre (Ω).

I : Corriente del rayo (kA).

Este valor de Z_T se obtiene de la siguiente expresión:

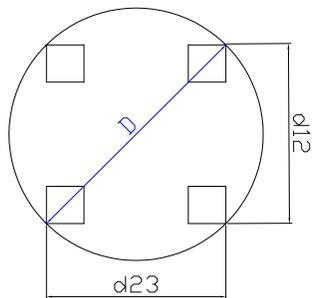
$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2H_T}}{r_T} \quad [\Omega] \quad \text{EC 3.5}$$

Donde:

H_T : Altura de la Torre.

r_T : Radio de la Torre.

Patas de la Torre



$$r_T = \frac{D}{2}$$

$$D = \sqrt{(d_{12})^2 + (d_{23})^2}$$

d_{12} : Distancia entre la pata 1 y la pata 2 de la torre.

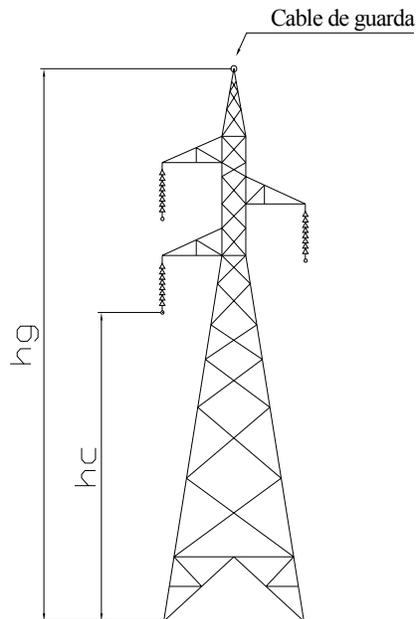
d_{23} : Distancia entre la pata 2 y la pata 3 de la torre.

FIG. 3.5 Radio de la Torre

3.6.2 Descargas atmosféricas a los cables de guarda

En virtud de la función que tienen los cables de guarda de proporcionar un blindaje o protección a los conductores de fase para evitar que incidan las descargas directas sobre éstos, el porcentaje mayor de las descargas atmosféricas se presentan directamente sobre los cables de guarda.

El número de cables de guarda en una línea de transmisión depende de la geometría de la torre y el blindaje que se desea obtener. En general, se usa un cable de guarda para líneas con disposición de conductores de fase en forma triangular y dos cables de guarda para líneas con conductores de fase en posición horizontal.



h_g : Altura del cable de guarda.

FIG. 3.6 Altura del cable de guarda y conductor de fase

Cuando inciden rayos en los conductores de guarda la onda de corriente del rayo I se desplaza a través de éstos y aparece un voltaje conocido como V_g .

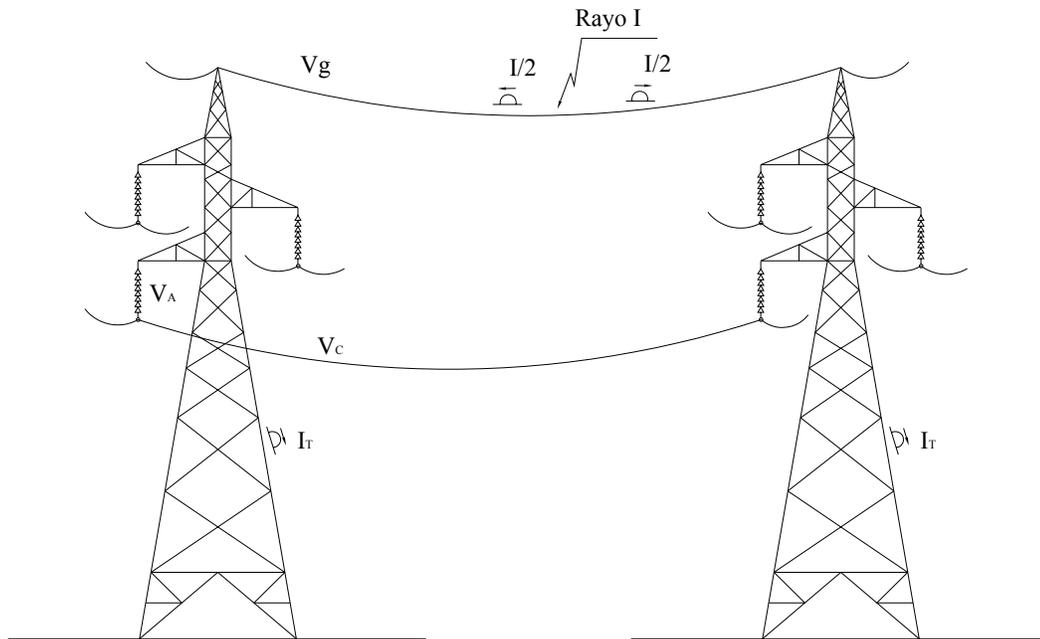


FIG. 3.7 Voltaje que aparece en los conductores de guarda debido a una descarga atmosférica.

El circuito equivalente se puede representar en la forma siguiente:

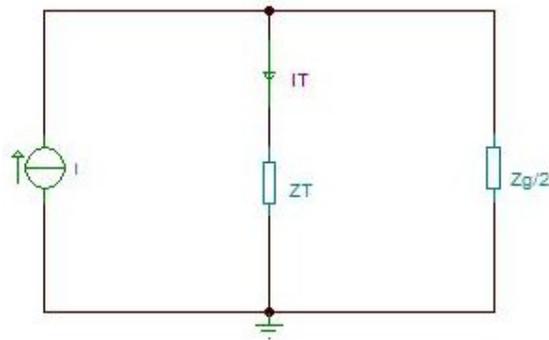


FIG. 3.8 Circuito equivalente de una torre de LT's

El voltaje que aparece en el cable se determina con la siguiente expresión:

$$V_g = \frac{IZ_g}{2} \quad [kV] \tag{EC 3.6}$$

Donde:

Z_g : Impedancia característica del cable de guarda (Ω).

I : Corriente del rayo (kA).

Este valor de Z_g se obtiene de la siguiente expresión [B2, B5]:

$$Z_g = 60 \ln \frac{2h_g}{r_g} \quad [\Omega] \quad \text{EC. 3.7}$$

Donde:

h_g : Altura del cable de guarda en el punto medio del claro (m).

r_g : Radio del hilo de guarda (m).

El valor de h_g se calcula en forma similar a la altura equivalente de los conductores de fase dependiendo del tipo de terreno. En este caso la flecha en los cables de guarda en el punto medio se estima como el 0.5% del claro.

Las descargas a los cables de guarda inducen voltajes en los conductores de fase cuando hay una diferencia de potencial en la cadena de aisladores o de la cadena de aisladores a la trabe de la torre.

Para calcular el voltaje inducido en los conductores de fase por inducción electrostática se tiene la siguiente expresión:

$$V_C = CV_T \quad [kV] \quad \text{EC 3.8}$$

Donde:

C : Factor de acoplamiento.

V_T : Voltaje en la Torre (kV).

El voltaje que aparece en la cadena de aisladores es:

$$V_A = V_T - V_C = V_T - CV_T = V_T(1 - C) \quad [kV] \quad \text{EC 3.9}$$

3.6.2.1 Factor de acoplamiento

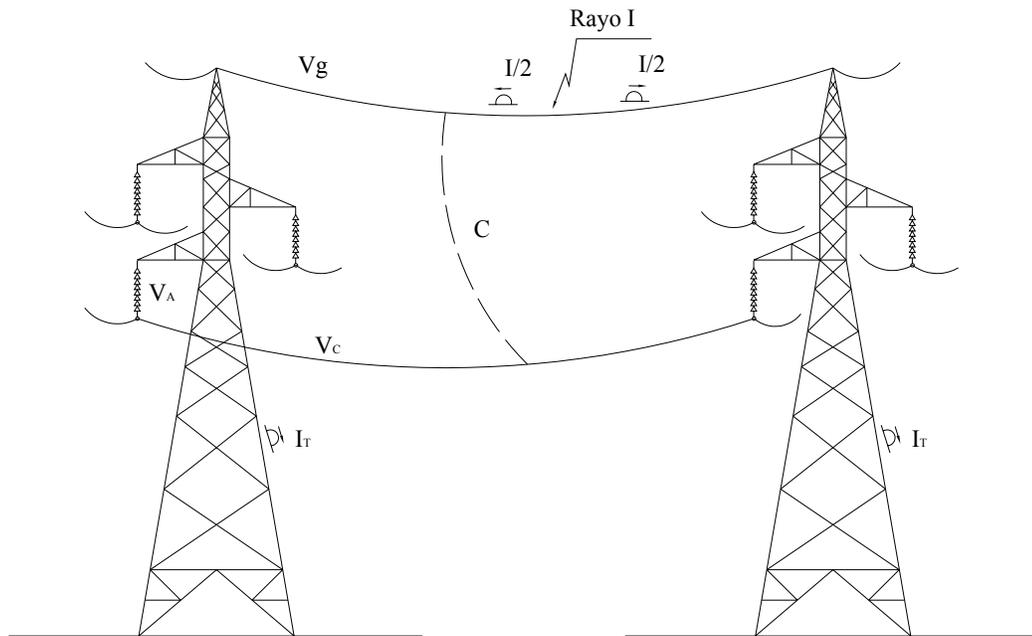


FIG. 3.9 Voltaje en el conductor de fase debido al factor de acoplamiento.

Cuando la corriente del rayo se desplaza sobre los cables de guarda y aparece un V_g éste induce a su vez un voltaje en los conductores de fase conocido como V_c , debido al efecto de acoplamiento por campo eléctrico, la magnitud de este voltaje depende del factor de coeficiente de acoplamiento (C): función de la geometría de la torre. El valor del *factor de acoplamiento* depende del número de cables de guarda en la línea y de la posición relativa de éstos con respecto a los conductores de fase.

3.6.2.1.1 Factor de acoplamiento para líneas con un cable de guarda

El factor de acoplamiento se obtiene de la siguiente expresión:

$$C = \frac{\ln \frac{d'}{d}}{\ln \frac{2h_g}{r_g}} \quad \text{EC 3.10}$$

Donde:

r_g : Radio del hilo de guarda (m).

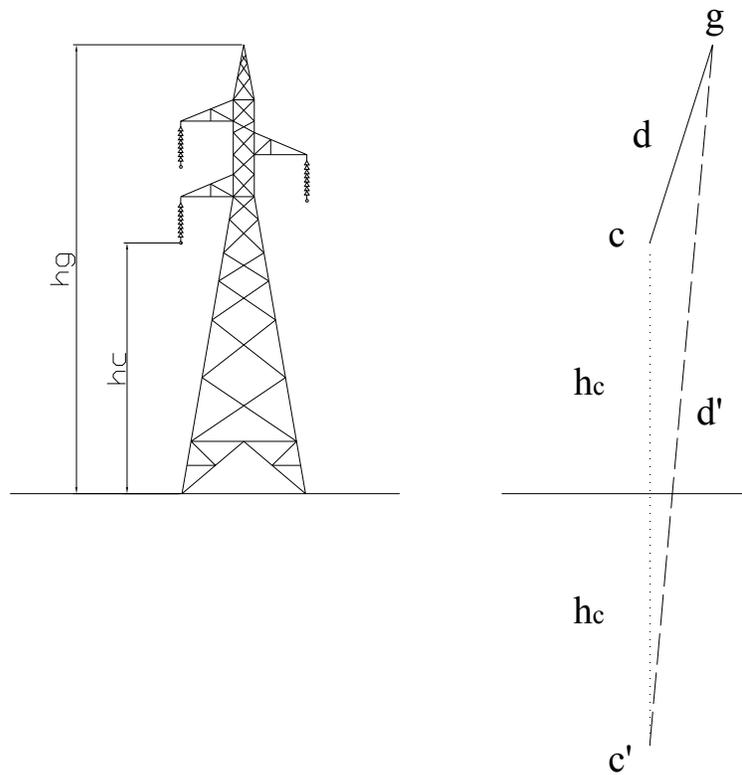


FIG. 3.10 Factor de acoplamiento con un cable de guarda.

Donde:

g : Cable de guarda

c : Conductor de fase

c' : Imagen del conductor de fase

d : Distancia del cable de guarda al conductor de fase

d' : Distancia del cable de guarda a la imagen del conductor de fase

3.7 FLAMEO INVERSO

Debido a la necesidad de realizar estudios en las LT's para determinar las posibles causas de salidas por fallas que se sufren a lo largo de un período de tiempo² y a su estrecha vinculación encontrada entre las fallas con las descargas atmosféricas, es necesario contemplar un importante tema que, sin duda, dará una visión más completa de las causas de tipo mecánicas que producen las salidas de la línea. El tema al que se está haciendo referencia es llamado *Flameo Inverso (Backflash)*.

Los cables de guarda han sido localizados en la parte superior de las torres para minimizar el número de impactos de rayo terminantes en las fases de los conductores. La mayoría de los impactos de rayo ahora terminan sobre los cables de guarda y para fines de estudio, se supone ocurren en el punto medio del claro y viajan en ambos sentidos a partir del punto de impacto. Es en este viaje o desplazamiento donde se presenta un voltaje que induce un cierto valor de voltaje sobre los conductores, cuya magnitud depende de un factor conocido como *factor de acoplamiento* y que está en función de la geometría de la torre. Si estos voltajes son iguales o exceden el CFO³ de la línea, el flameo ocurre.

Por otra parte, la corriente del rayo que circula por los cables de guarda, es conducida a tierra a través de las torres, su efecto se debe atenuar sensiblemente en la conexión a tierra de las patas de la torre, ya que cuando esto no ocurre, se presenta el fenómeno de reflexión sucesiva de ondas, que genera sobretensiones acumulativas dando lugar al fenómeno que se conoce como *flameo inverso* [B2].

² Ver Tabla de Estadística de salidas por descargas atmosféricas.

³ El concepto de Tensión Crítica de Flameo (CFO por sus siglas en inglés) se explica en el Capítulo 5, p. 73.

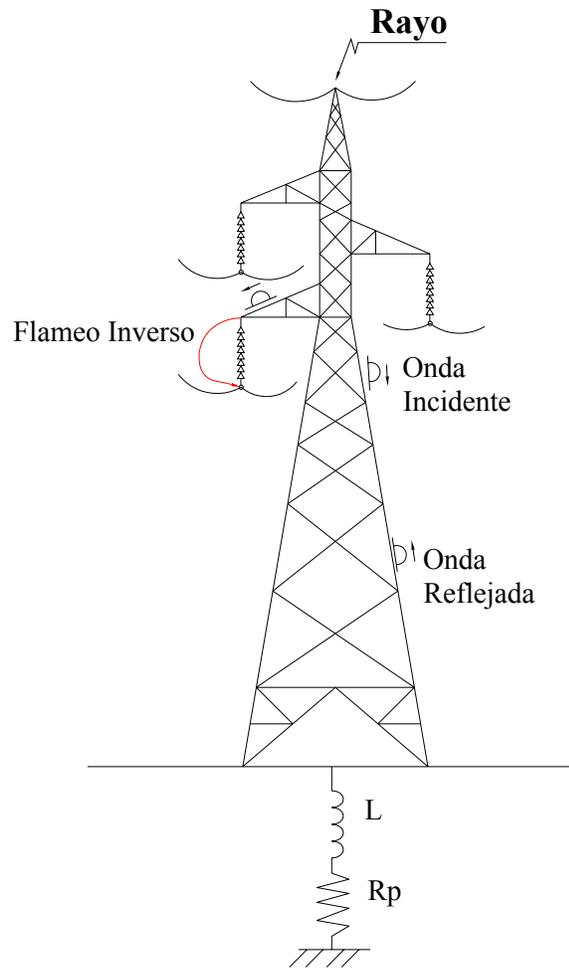


FIG. 3.11 Fenómeno de Flameo Inverso

Para efectos prácticos el origen de la palabra backflash resulta interesante, ya que en el laboratorio, un impulso es normalmente aplicado al conductor y el flameo ocurre del conductor a tierra. Pero para que el backflash ocurra, el flameo se hace aparecer de la torre o tierra hacia el conductor. Es decir, el flameo ocurre de manera invertida a la que normalmente ocurriría en el laboratorio. De ahí su nombre backflash o flameo inverso.

El circuito equivalente de una descarga atmosférica debido al flameo inverso es la siguiente:

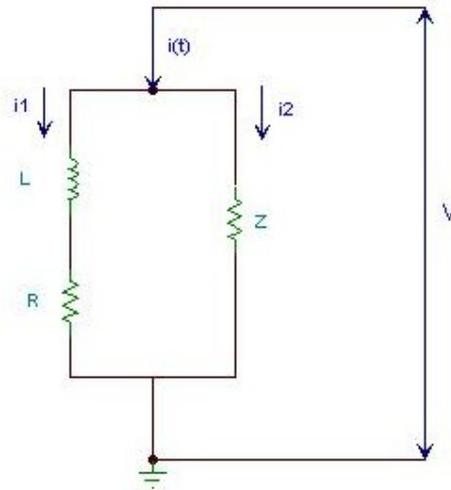


FIG. 3.12 Circuito equivalente de una torre de LT's cuando sucede un flameo inverso.

Donde:

$i(t)$: Corriente del rayo (kA).

L : Inductancia equivalente de la torre (μH).

Normalmente el valor de la inductancia de una torre se toma de $20\mu H$ para torres que no tienen alturas superiores a $40m$.

$R = R_p$: Resistencia al pie de la torre (Ω).

Z : Impedancia equivalente de los cables de guarda (Ω).

$$Z = \frac{Z_g}{2}$$

Donde:

Z_g : Impedancia de los cables de guarda (Ω).

Cuando se trata de una línea de transmisión con dos cables de guarda, se supone que la corriente del rayo se divide en 4 partes y esto se expresa con el valor de la impedancia equivalente.

$$Z = \frac{Z_g}{4}$$

Donde:

V : Voltaje entre el suelo y la punta de la torre (V_T).

Si la corriente del rayo incide sobre la torre, ésta se conduce a tierra y dependiendo del valor de la resistencia al pie de la torre se presenta una reflexión de la onda de manera que aparece un voltaje entre estructura y conductor que se conoce como *Voltaje Inverso*.

El valor de este voltaje se incrementa por efecto de acoplamiento entre los cables de guarda y los conductores de fase, de manera que el voltaje que aparece en la cadena de aisladores se puede calcular a partir de la siguiente expresión [B5]:

$$V_{ais} = \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) - C \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) + \frac{Z - R_p}{Z + R_p} L \frac{di}{dt} - C \frac{Z - R_p}{Z + R_p} L \frac{di}{dt} \pm V_{FN} \quad \text{EC 3.11}$$

Los términos de esta ecuación son los siguientes:

$$\frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) \quad \rightarrow \quad \text{Componente resistivo de la caída de voltaje.}$$

$$C \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) \quad \rightarrow \quad \text{Componente inductivo de la caída de voltaje debido al factor de acoplamiento (C) del cable de guarda.}$$

$$\frac{Z - R_p}{Z + R_p} L \frac{di}{dt} \quad \rightarrow \quad \text{Componente inductivo de la caída de voltaje, cuyo valor depende del índice de elevación de la corriente del rayo.}$$

$$\frac{di}{dt} = 40 \text{ kA}/\mu\text{s}$$

$$C \frac{Z - R_p}{Z + R_p} L \frac{di}{dt} \quad \rightarrow \quad \text{Componente de la caída de voltaje inducida.}$$

V_{FN} → Valor pico de fase a neutro de la onda de voltaje senoidal en la línea previo a la descarga. El signo positivo (+) se toma cuando se superpone el máximo positivo y el signo negativo (-) cuando se considera el máximo negativo de la onda.

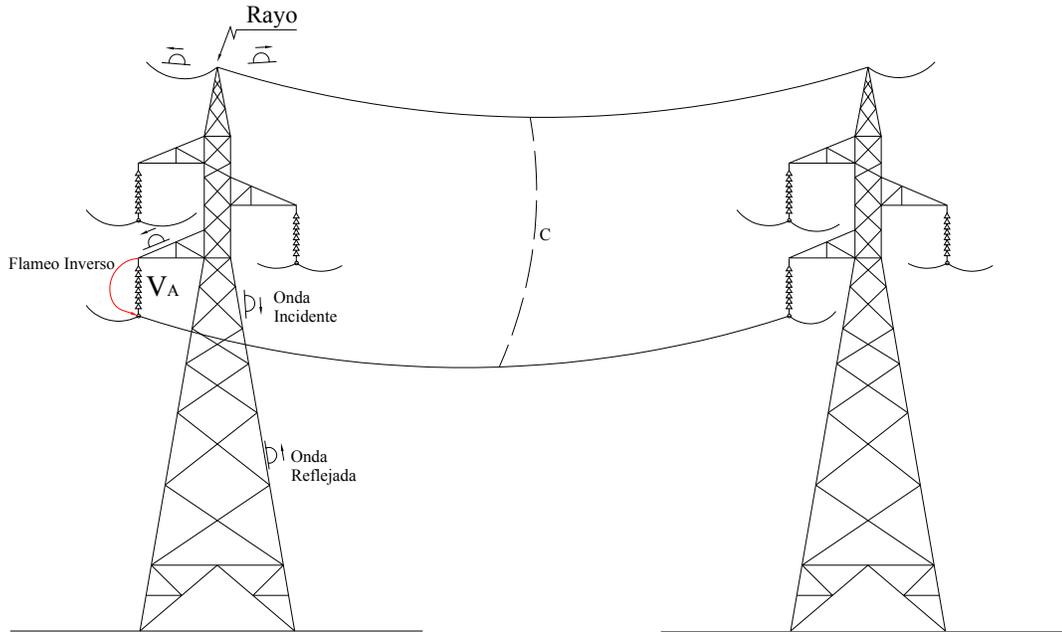


FIG. 3.13 Voltaje que aparece en la cadena de aisladores cuando incide un rayo directamente en la torre (flameo inverso).

El problema de descarga en las torres de las líneas de transmisión se puede plantear a partir del cálculo del valor de corriente del rayo $i(t)$ que puede producir el *Flameo Inverso*. Esta corriente se calcula a través de la siguiente expresión [B5]:

$$i(t) = V_{ais} \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - C)} - \frac{R_p - Z}{R_p Z} L \frac{di}{dt} \pm \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - C)} V_{FN} \tag{EC 3.12}$$

El valor pico de voltaje de fase a neutro (V_{FN}) se calcula a partir de la tensión máxima de operación⁴ [B14, B15]. El voltaje máximo que puede aparecer en la cadena de aisladores para que la probabilidad de flameo sea baja, se estableció del 10% [B2] que corresponde a la

⁴ Capítulo 5 Tabla V.1, p. 80.

tensión de aguante o nivel básico de aislamiento al impulso (NBAI)⁵ correspondiente a la tensión nominal de operación de la línea de transmisión

3.7.1 El programa BFR99.EXE

Para la realización del estudio del fenómeno de Flameo Inverso sobre la LT Lerma-Chamotón, fue necesario el uso de un “software” especial⁶ usado como herramienta para un análisis más completo sobre dicho efecto.

El “BFR99” es un programa ejecutable en ambiente MS-DOS. De él se obtienen dos datos estadísticos sumamente importantes para el estudio de Confiabilidad de la Línea: 1) el índice de Flameo Inverso y 2) el número de descargas atmosféricas a la línea.

3.7.1.1 Pantalla 1 del BFR99.

En la Tabla III.1, se darán a conocer los parámetros de la línea que el programa pide:

TABLA III.1

PROGRAM BFR99 SCREEN 1 OF 3				
No.	Parámetros que pide el programa	Traducción	Unidades	Simbología u opción
1	Units	Unidades		Métricas/Inglesas
2	Ground Flash Density (2)	Densidad de Rayos a Tierra	Rayos/Km ² /año	NG
3	Thunderstorm	Tormentas	Día/Año	TD
4	Nominal System Voltage	Voltaje Nominal del Sistema	KV	VSYS
5	Power System Voltage Factor	Factor de Voltage del Sistema de Potencia	S/Unidades	KPF
Options/Opciones				
6	Include all values of PF Voltage?	¿Incluir todos los valores de Voltaje PF? (3)		No/Yes
7	Number of Steps of PF Voltage	Número de Pasos de Voltaje PF		NPF

⁵ El concepto del Nivel Básico de Aislamiento se encuentra más detallado en el Capítulo 5, p. 79

⁶ Incluido en el Libro “Insulation Coordination for Power Systems” por A. R. Hileman

8	Use CIGRE Simplified Method?	¿Usará el Método CIGRE Simplificado?		No/Yes
9	Include Effects Corona?	¿Incluir el Efecto Corona?		No/Yes
10	Insulation Strength Model	Modelo de la Cadena de Aisladores		MODEL: 1. Ecuación LPM (4) 2. Cálculos Detallados LPM (4) 3. Método DE (5)
11	Change Time-Lag Curve for MODEL choosen?	¿Cambiar el tiempo de frente de onda de la curva para el modelo escogido?	μs	Present Values/Options: 2 μs 3 μs

Tabla 1. Pantalla 1 de 3 del Programa BFR99

(2) Mejor conocido como Nivel Isocerámico

(3) Voltage PF = Power Frequency Voltage

(4) LPM = Leader Progression Model

(5) DE = Destructive Effect

En esta primera pantalla de tres, prácticamente se hace referencia a dos aspectos básicos de la Línea de Transmisión (LT) Lerma–Chamotón que deben ser tomados en cuenta para efectos de flameo inverso:

1. Las características ambientales que la rodean, tal como la Densidad de Rayos a Tierra y las Tormentas por día/año (No. 2 y 3, respectivamente).
2. Las características eléctricas de la misma, tales como el Voltaje Nominal del Sistema al que opera la LT y el Factor de Voltaje del Sistema de Potencia (No. 4 y 5, respectivamente).

Con respecto a las características eléctricas que en esta parte pide el programa, no existe ninguna duda acerca del Voltaje Nominal del Sistema al que opera la LT, pues este dato se proporciona en las Características Generales de LT's de 115 KV. Sin embargo, tal vez la duda surge al ver el siguiente parámetro requerido: Factor de Voltaje del Sistema de Potencia. Aunque éste es un parámetro eléctrico, está íntimamente relacionado al aspecto mecánico de la Línea. Este factor es adimensional y para efectos del programa de Flameo Inverso existen sólo dos valores posibles: 0.4 y 0.7. Para saber qué factor se debe introducir al programa, es necesario conocer la configuración de los conductores de fase de la torre. Esto es, verificar si el arreglo de las fases es vertical u horizontal. Si la configuración de las fases es completamente vertical, tal como lo muestra la Figura 1, el Factor de Voltaje del Sistema de

Potencia, KPF, adquiere el valor de 0.4; si no es el caso, o sea, que las torres tengan cualquier otro tipo de arreglo, el KPF será igual a 0.7.

Según las siluetas básicas de las torres de la Línea, $KPF = 0.7$ ya que la configuración de las fases no es completamente vertical.

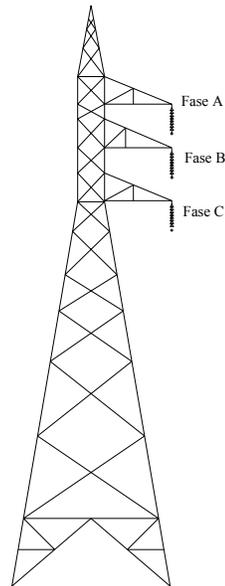


FIG. 3.14 Configuración Vertical de Fases.

En la parte inferior de la Tabla III.1, se observa una serie de opciones requeridas por el programa, formuladas en preguntas.

Las primeras de ellas (No. 6 y 7), atienden al Efecto del Voltaje en función de la Frecuencia de la Potencia en una Línea. El Voltaje en función de la Frecuencia de la Potencia (VPF) es un vector con la forma *sen ωt* considerado para calcular la corriente crítica y el grado de flameo inverso por cada una de las fases para voltajes instantáneos en función de la frecuencia de la potencia en un máximo de veinte pasos de 30° para una configuración de fases completamente horizontal o vertical en la torre. Puesto que las siluetas básicas de la Línea en cuestión muestran que la configuración de las fases no es ni completamente horizontal ni completamente vertical, entonces la respuesta de la opción No. 6 debe ser *NO*. Al dar dicha respuesta, automáticamente la pregunta de la opción No. 7 pierde validez alguna.

La pregunta de la opción No. 8, acerca de usar el Método Simplificado o CIGRE; se presentan las razones por las que debe usarse el Método CIGRE y no el Método Simplificado ó el Método IEEE.

3.7.1.2 Método Simplificado, IEEE Y CIGRE

3.7.1.2.1 Calculando el BFR – El Método CIGRE

En el método CIGRE, el cálculo del BFR (Backflash Rate, Índice de Flameo Inverso) es un proceso iterativo. Dos lazos cerrados (loops) “DO” son requeridos: 1) el lazo cerrado (loop outer) exterior para determinar el tiempo de la cresta de la corriente de impacto y 2) el lazo cerrado (loop inner) interior en la resistencia del impulso. Primero, se selecciona el tiempo de cresta: para líneas de 115 a 230 KV, un frente de 2.5 μs es apropiado; para una línea de 345 KV o mayor, un frente de 4.0μs es sugerido. Posteriormente, se asume un valor de Ri igual o cercano al 50% de la resistencia al pie de la torre Ro y se resuelve para Ic. Entonces se calcula Ic e IR. Se encuentra Ri de IR. Si Ri no tiene el grado deseado de exactitud del valor inicialmente asumido de Ri, se itera nuevamente a Ri. Cuando el valor de Ri es satisfactorio, calcular el frente medio para el valor de Ic. Si este frente no es igual que el frente asumido, se itera. Finalmente, se calcula el BFR. El objetivo de mencionar este método es determinar que el procedimiento que se usa puede ser simplificado, y si así fuera, cuáles serían las limitaciones.

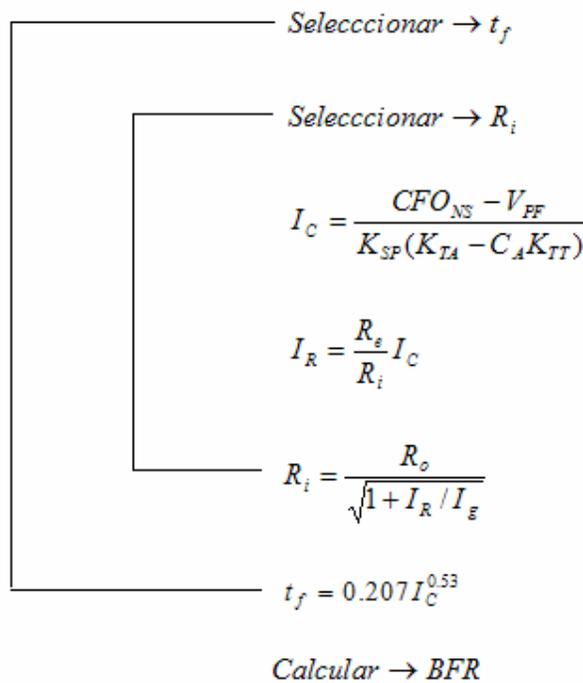


FIG. 3.15 Diagrama de Flujo para calcular el BFR.

3.7.1.2.2 Método Simplificado

Si los componentes de voltaje de la torre pudieran no considerarse, el cálculo del BFR es considerablemente simplificado. Esto es, el lazo cerrado exterior (loop outer) puede ser eliminado y los cálculos hechos a mano son ahora considerados. El hecho de no considerar los componentes de voltaje de la torre han sido sugeridos de un método llamado Bewley. La limitación de este método está considerada en la siguiente sección. Por el momento, se asume que en algunos casos esto es viable. Para aclarar, a continuación se presentan las siguientes ecuaciones:

$$I_c = \frac{CFO_{NS} - V_{PF}}{R_e(1-C)}$$

$$R_e = \frac{R_i Z_g}{Z_g + 2R_i}$$

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

$$CFO_{NS} = \left(0.977 + \frac{2.82}{\tau} \right) \left(1 - 0.2 \frac{V_{PF}}{CFO} \right) CFO$$

$$I_R = \frac{R_e}{R_i} I_C$$

$$R_i = \frac{R_0}{\sqrt{1 + (I_R / I_g)}}$$

$$I_g = \frac{1}{2\pi} \frac{E_0 \rho}{R_o^2}$$

$$E_0 = 400 \text{ kV} / \text{m}$$

$$N_L = \left(28h^{0.6} + S_g \right) \frac{N_g}{10}$$

$$BFR = 0.6 N_L P(I > I_C)$$

Ejemplo. Considerar una línea de un solo circuito de 230 kV, $Z_g = 400$, $CFO = 960$ kV, $C = 0.30$, $R_o = 50 \Omega$, $\rho = 1000 \Omega\text{-m}$, $V_{PF} = KPF$, $V_{LN} = 0.70 (188) = 131$ kV, altura del cable de guarda = 30 metros, altura del conductor de fase = 24 metros, longitud del claro = 300 metros, $N_g = 4$, espacio entre los cables de guarda $S_g = 5$ metros, de tal manera:

$$I_g = 25.5 \text{ Kg} \quad NL = 88.2 \text{ rayos/100 km-año} \quad VPF/CFO = 0.136$$

Iterando,

$P(I > I_c) = 0.235$ $BFR = 0.6(0.235)(88.2) = 12.4$ flameos/100 km-año. Note que $BFR/NL = 0.14$ i.e. 14% de los resultantes de flameo inverso por rayo.

Por programa en computadora: método CIGRE: 14.2 flameos/100 Km-año, un 15% de error.

3.7.1.2.3 Método CIGRE vs. El Método Simplificado

En la gráfica de la Figura 3.16, podemos observar que cuando se realiza el cálculo de BFR con el Método Simplificado, los resultados son los mismos tanto para las Torres de 35 m. y 70 m.; esto es debido a que en el Método Simplificado no se toman en cuenta los componentes de voltaje de la Torre.

Sin embargo, cuando el cálculo de BFR se realiza con el Método CIGRE, los cálculos resultan distintos comparativamente con respecto a una torre de 35 m. y otra de 70 m.; lo cual es correcto, pues se consideran los elementos eléctricos suficientes para realizar el cálculo.

Los parámetros en la gráfica usados para hacer la comparación de ambos métodos, son en el Eje de las abscisas (Eje “x”) *la resistencia al pie de la torre, Ro*; y, en el Eje de las ordenadas (Eje “y”) *el Número de Flameos Inversos/100 Km-año, BFR*.

Observando la gráfica, tenemos entonces dos casos: 1) las curvas para el Método Simplificado y 2) las curvas para el Método CIGRE, respectivamente.

En el primer caso, podemos observar que el comportamiento de las curvas es el mismo tanto para una torre de 35 m. como para otra de 70 m.; con este método no se nota la diferencia entre torres con diferentes alturas. La tendencia que podemos observar es que *entre mayor sea la resistencia al pie de la torre, mayor grado de flameo inverso tendrá la torre*.

Para el segundo caso, la tendencia de las curvas es la misma; sólo que en este caso sí se puede observar la diferencia entre torres de diferentes alturas. Para torres de 35 m., la vulnerabilidad de un BFR es menor con respecto a una torre de 70 m. Esto quiere decir que ambos tamaños de torre alcanzan el mismo Grado de Flameo Inverso a diferentes resistencias al pie de la torre. De la gráfica observamos que una torre de 35 m. alcanza 10 BFR con 60Ω ; mientras que una de 70 m. alcanza los mismos 10 BFR a tan sólo 44Ω aproximadamente.

Por lo tanto, se concluye que el Método CIGRE es el más adecuado para torres más altas a 35 m.

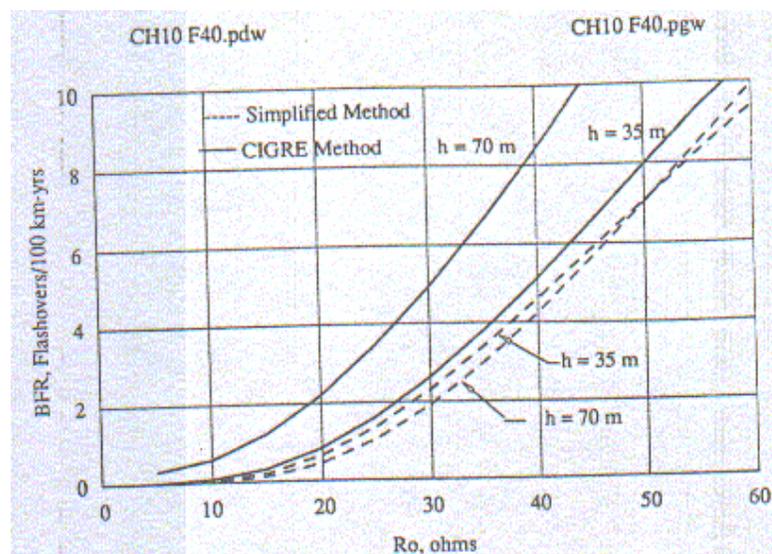


FIG. 3.16 Comparación del Método CIGRE vs. Método Simplificado

3.7.1.2.4 Comparación: CIGRE vs. Método IEEE

Otro método usado frecuentemente para la estimación de BFR es el Método IEEE. Este método fue esencialmente formulado por *Anderson* en 1982. El Grupo de Trabajo de la IEEE aceptó este método, pero subsecuentemente cambió algunas de las afirmaciones para las predicciones del BFR. Para fijar idénticamente los parámetros, el voltaje calculado a través del aislamiento para este método se agrega con un valor de entrada de 0.4 a 4.4%. Así, la diferencia en los métodos consiste en encontrar concordancia en los parámetros.

Por lo tanto, antes de discutir estos parámetros, una comparación del proceso de predicción es presentada en las Figuras 3.17 y 3.18. Las curvas de la Figura 3.17 están constituidas por una línea de 230 KV de un solo circuito con una altura de 20 metros, y las curvas de la Figura 3.18 están constituidas por una línea de 230 KV con doble circuito, dos cables de guarda y con una torre de altura de 70 metros.

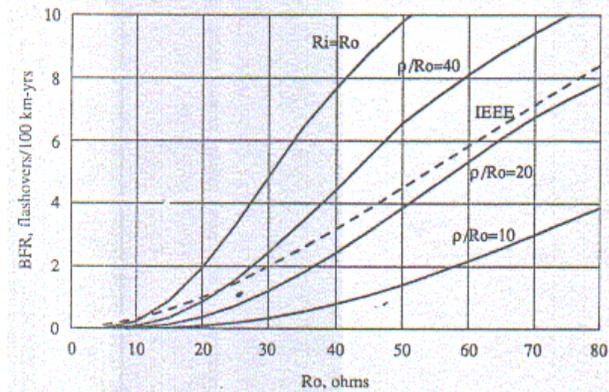


FIG. 3.17

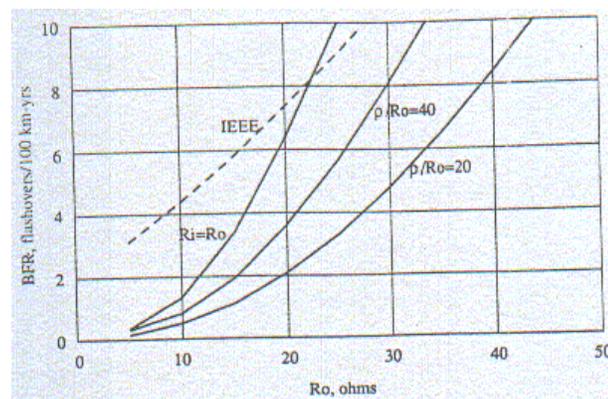


FIG. 3.18

El Método IEEE no considera la reducción de la resistencia al pie de la torre causada por altas corrientes, y entonces el grado de Flameo Inverso está proporcionado por una sola curva. Para una línea con un solo circuito, el Método IEEE se compara favorablemente con el Método CIGRE para $\rho/Ro = 20$. Desde que el valor de ρ/Ro es considerado un valor promedio, la conclusión es que los Métodos IEEE y CIGRE deberían proporcionar resultados similares para condiciones promedio.

Sin embargo, para líneas más altas de doble circuito, la comparación ya no resulta satisfactoria, pues el Método IEEE pasa por alto algunos aspectos importantes, tales como no

tomar en cuenta el Efecto Corona en Líneas con Torres muy altas o considerar el tiempo de cresta de un frente de onda a sólo 2 μ s, pues sabemos que para líneas que operan con altos voltajes, la corriente crítica es alta y por lo tanto el tiempo de cresta debería ser mayor que 2 μ s., por mencionar sólo algunos aspectos.

De tal forma, es factible concluir que el Método CIGRE es la herramienta más apropiada para trabajar en este programa. Por lo que, la respuesta a la pregunta de usar el Método Simplificado CIGRE, es NO.

Continuando con la lista de opciones de la pantalla 1, encontramos una cuestión acerca del *Efecto Corona*.

3.7.1.3 Efecto Corona

Es bien sabido que el Efecto Corona afecta a torres mayores a los 35 metros de altura. Debido a que la altura promedio de las torres de la Línea es de 30 metros, el Efecto Corona no afecta a la torre; por lo tanto, la respuesta a la pregunta de la opción No. 9 es NO INCLUIR EL EFECTO CORONA.

La opción No. 10 es acerca del Modelo de la Cadena de Aisladores. En esta opción tomamos el modelo que da el programa por “default”, esto es, el Modelo Ecuación LPM. Por último, la opción No. 11 trata del tiempo de frente de onda. Para una línea con un voltaje bajo, como es el caso, el tiempo de frente de onda puede ser de 2 μ s o menos, hasta 1.2 μ s; por lo tanto, el tiempo tomado en el programa es de 2 μ s.

3.7.1.3 Pantalla 2 y Pantalla 3 del BFR99

Program BFR99 Screen 2 of 3

- | | |
|--|-----|
| 1. Shield Wire Surge Impedance, ohms
(<i>Impedancia Característica del Cable de Guarda, ohms</i>) | ZG: |
| 2. Tower Surge Impedance, ohms
(<i>Impedancia Característica de la Torre, ohms</i>) | ZT: |
| 3. Coupling Factor
(<i>Factor de Acoplamiento</i>) | C: |

4. Tower Height, meters (<i>Altura de la Torre, en metros</i>)	HT:
5. Phase Conductor Height, meters (<i>Altura de la Fase del Conductor, en metros</i>)	HCO:
6. Shield Wire Horizontal Separation, meters (<i>Separación Horizontal entre Cables de Guarda, en metros</i>)	SG:
7. Span Length, meters (<i>Longitud del Claro, en metros</i>)	SL:
8. Lightning Impulse CFO (Pos. Polarity), kV (<i>Impulso al Rayo CFO (Polaridad Positiva), Tensión Crítica de Flameo, kV</i>)	CFOS:
9. Altitude, meters (<i>Altitud, msnm</i>)	ALT:

Program BFR99 Screen 3 of 3

Previous Values for Line Section No. 1

-
-
- | | |
|---|---|
| 1. Percent of Line
(<i>Porcentaje de la Línea</i>) | : |
| 2. Soil Resistivity, ohm-meters
(<i>Resistividad del Suelo, ohm-metro</i>) | : |
| 3. Tower Footing & Grd Rod Resistance
(<i>Resistencia al pie de la torre</i>) | : |
| 4. Number of Counterpoise
(<i>Número de Contra - antenas</i>) | : |
| 5. Resistance of each Counterpoise (6)
(<i>Resistencia de cada Contra - antena</i>) | : |
| 6. Length of each Counterpoise, meters
(<i>Longitud de cada Contraantena, en metros</i>) | : |
-

(6) En la opción No. 5, el programa tiene la capacidad de calcular la resistencia (s) de cada contra - antena.

En estas dos pantallas corresponde sólo a la adquisición de los parámetros eléctricos y mecánicos de la línea, datos de Densidad de Rayos a Tierra (*Ground Flash Density*) y Tormentas por Día por Año (*Thunderstorm Days/Year*).

3.8 CASO PRÁCTICO

El estudio de las *descargas atmosféricas a las torres y cables de guarda* nos proporciona elementos necesarios para el análisis de *flameo inverso* por medio del software, que requiere de datos específicos (eléctricos y mecánicos) de la LT Lerma-Champotón.

La densidad de rayos a tierra fue obtenida del mapa realizado por la CFE en conjunto con IIE (anexo “G”); en él observamos que la LT Lerma-Champotón, encontrada en el estado de Campeche, está en una zona de alta densidad de descargas. Para nuestro estudio, utilizaremos el máximo valor de densidad de rayos a tierra de $8.75 \text{ rayos} / \text{km}^2 / \text{año}$ dentro de la zona donde se encuentra la línea de transmisión debido a la estadística de fallas⁷. Esto es, que las fallas que se presentan debido a descargas atmosféricas son elevadas, fuera del rango de confiabilidad que indica la CFE.

El programa BFR99 se corrió tantas veces como el número de torres en la línea. Para la LT Lerma-Champotón, la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT) no cuenta con todas las dimensiones de las torres que existen en la línea⁸. En nuestro caso, tenemos tres siluetas básicas de las estructuras pertenecientes a dos fabricantes distintos (TOMEXSA y AESA), lo que hace un total de seis corridas.

Los resultados obtenidos en las corridas son muy desfavorables debido a que el índice de flameo inverso/100 Km. /año, tomando como ejemplo la torre tipo TAS, del fabricante de estructuras normalizadas marca TOMEXSA (anexo D), son demasiado altas. La Unidad de Ingeniería Especializada (UIE) de CFE menciona que no se tienen parámetros de comparación para estos valores, sin embargo, si tomamos en cuenta que CFE tiene un índice de flameo por descarga atmosférica de 1 flameo/100 Km. /año y el programa nos proporciona un índice de flameo/100 Km. /año, resultado de los datos ingresados, podemos hacer una comparación de éstos. Comparando los valores teóricos con los prácticos podemos decir que la confiabilidad de la LT Lerma-Champotón es muy baja, conclusión que será esbozada al final del texto.

⁷ Tabla de Estadística de Fallas de la LT Lerma - Champotón

⁸ CFE-CPTT, Catálogo de Torres: 400 kV, 230 kV y 115 kV”, 1991.

CAPITULO IV

BLINDAJE Y RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE

4.1 DISEÑO DEL CABLE DE GUARDA

La función que tienen los cables de guarda es la de proporcionar un blindaje de protección a los conductores de fase para evitar descargas a éstos. No conducen corrientes de baja frecuencia, sólo la del rayo y lo hacen en su superficie; son fabricados de acero en forma cableada con un diámetro de 5/8" a 1/2". En zonas donde existen ambientes corrosivos, por ejemplo en líneas cercanas a litorales marinos y a industrias petroquímicas, se recomienda el uso de conductores de guarda fabricados de una aleación de cobre y aluminio que se conoce convencionalmente como *Alumoweld*.

El diseño de un cable de guarda consiste básicamente en la determinación de su ubicación en la estructura normalizada de la torre. Las características mecánicas se deben considerar de tal forma que resista la carga mecánica y no vaya a tener una flecha excesiva. Las características eléctricas deben garantizar bajas pérdidas por inducción y bajos voltajes de paso y de contacto.

La ubicación del cable de guarda debe ser tal, que sea escasa la probabilidad de que caiga un rayo con una corriente suficiente para producir flameo. Básicamente, se pueden dividir las metodologías de diseño de la ubicación del cable de guarda en dos grandes grupos: 1) las que encuentran una posición “efectiva” del cable de guarda, tal que permita un “buen” blindaje; y 2), las que asignan a una posición determinada del cable de guarda una cierta probabilidad de falla de blindaje [B9].

4.2 BLINDAJE

El concepto de blindaje se refiere situar los cables de guarda en la mejor posición con respecto a los conductores de fase para dar la mejor protección a éstos. Esto nos da como resultado que haya una mínima probabilidad de una falla a lo largo de una línea de transmisión cuando incide una sobretensión externa (descarga atmosférica).

4.2.1 Blindaje en las líneas de transmisión

Cuando los rayos inciden en el conductor de fase sin ninguna protección ocasionan flameos en el conductor. Los cables de guarda pueden interceptar la descarga y desviar la corriente al sistema de tierras de la torre por medio de la impedancia de ésta y la resistencia de su base, por lo que los voltajes resultantes, en el aislamiento de la línea de transmisión y la probabilidad de flameo, son sustancialmente reducidos.

4.2.2 Ángulo de blindaje

La protección que ofrecen los cables de guarda a los conductores de fase está determinada por la posición relativa de los cables de guarda con respecto a los conductores de fase. En forma práctica se expresa como un ángulo entre los conductores de guarda y los conductores de las fases externas de la línea [B9].

El ángulo de blindaje indica la probabilidad de que un rayo incida sobre los conductores de fase ya que al posición geométrica del cable de guarda en la torre de la LT, genera una protección al cable del conductor; en general, los ángulos de blindaje se relacionan con las alturas de las estructuras: *“a mayor altura, mayor será la probabilidad de incidencia de un rayo.”*

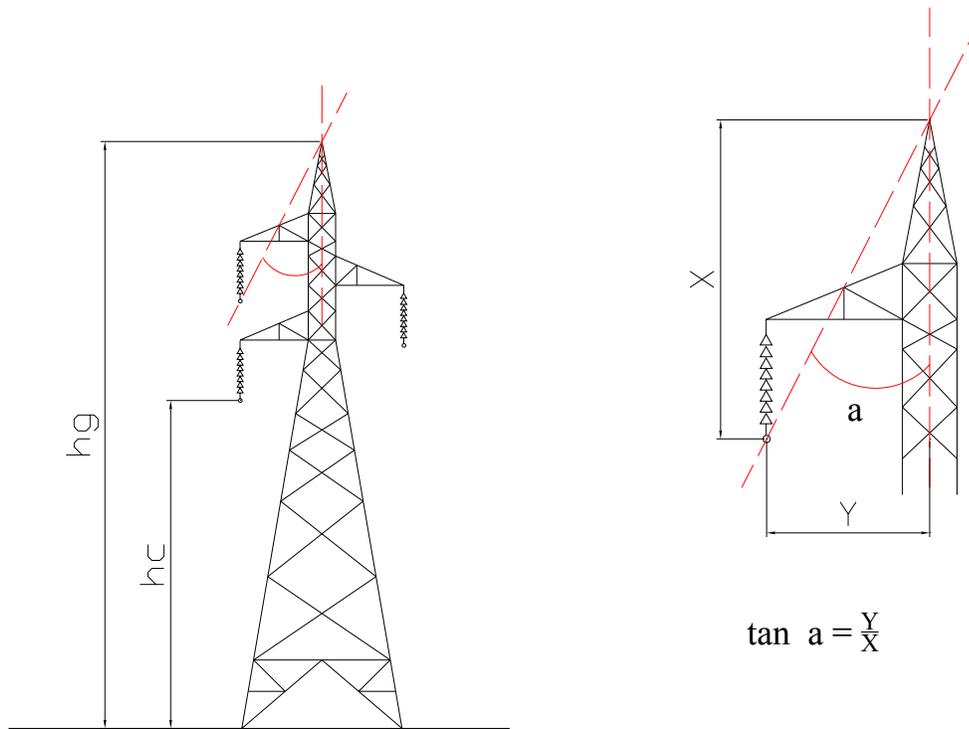


FIG. 4.1 Distancia entre el conductor de guarda y el conductor de fase.

Una importante labor de los diseñadores de las Líneas de Transmisión es situar los cables de guarda en una geometría bien planeada que reduzca la probabilidad de sobretensiones por rayo a los conductores por fase a un nivel aceptable. La correcta colocación del cable de guarda en torno a los conductores de fase es usualmente definida por el ángulo de blindaje.

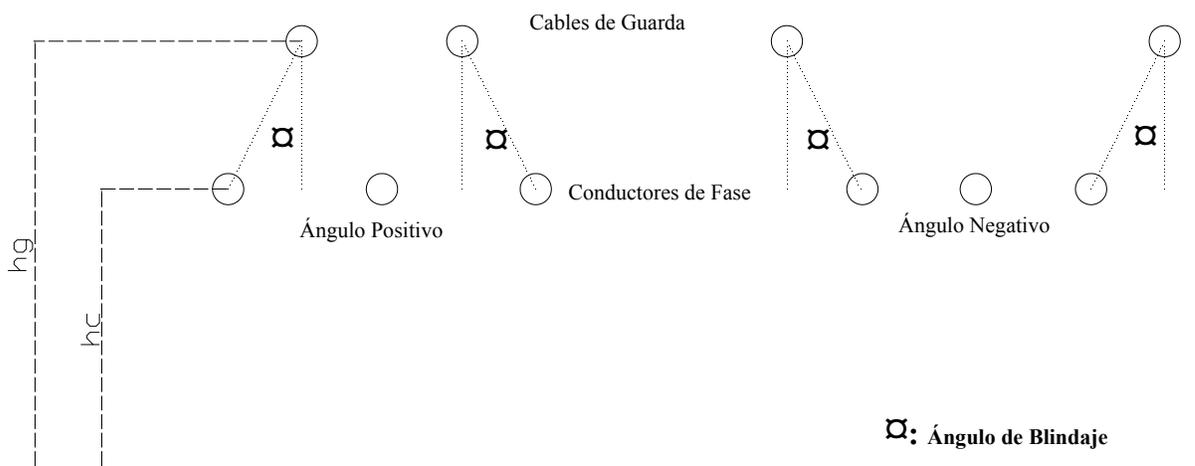


FIG. 4.2 Definición de los ángulos de blindaje.

La FIG. 4.2 muestra la posición del cable de guarda con un ángulo negativo y un ángulo positivo. El ángulo de blindaje es negativo si los cables de guarda están horizontalmente dispuestos fuera de los conductores de fase externos; un ángulo de blindaje es positivo si los cables de guarda están horizontalmente dispuestos dentro de los conductores de fase externos [B2, B8].

4.2.3 Modelo Electrogeométrico

Varios investigadores importantes como Wagner, Young, Armstrong y Whitehead [B2, B8] entre otros, han contribuido al modelo electrogeométrico para calcular la distancia de atracción del rayo. En base a la aproximación de la guía del rayo que desciende sobre la tierra, el modelo electrogeométrico se basa en este concepto con el uso de las distancias de atracción.

La distancia de atracción del objeto hacia el rayo se calcula con la siguiente expresión [B8]:

$$r_{c,g} = AI^b \quad \text{EC 4.1}$$

Donde:

A, b : Son constantes que dependen del objeto.

I : Corriente del rayo.

El modelo del último paso de la guía del rayo se muestra en la figura 4.3 para un valor específico de corriente de rayo. La distancia de atracción a un conductor r_c (distancia de atracción del conductor y cable de guarda) se calcula con la EC 4.1. Los gradientes del campo eléctrico locales alrededor de los conductores son un poco más altos que a nivel del suelo, así r_c es usualmente considerado mayor que r_g (distancia de atracción a la tierra) resultando $r_c \geq r_g$.

Los arcos de los círculos con los radios r_c se dibujan centrados al conductor de fase y al cable de guarda. Una línea horizontal se traza a una distancia r_g de la tierra.

- Si una guía descendente tiene una corriente (I) y los arcos inciden entre A y B, dibujados en la FIG 4.3a, la guía del rayo chocará en el conductor de fase.
- Si la guía del rayo incide en medio de 'B' y 'C', chocará en el cable de guarda, considerando que las guías de los rayos descenden en forma vertical. La distancia expuesta para una falla de blindaje es D_c .

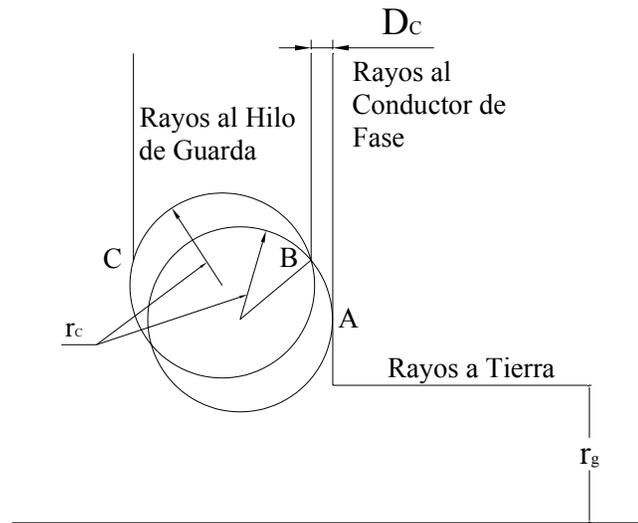


FIG. 4.3a

En la FIG. 4.3a se presenta la distancia expuesta para la guía final del rayo utilizando el modelo electrogeométrico con un ángulo positivo; mientras que en la FIG. 4.3b se utiliza el modelo electrogeométrico con un ángulo negativo. Debido a que la posición del cable de guarda cambia en la FIG 4.3b se elimina la distancia expuesta para una falla de blindaje.

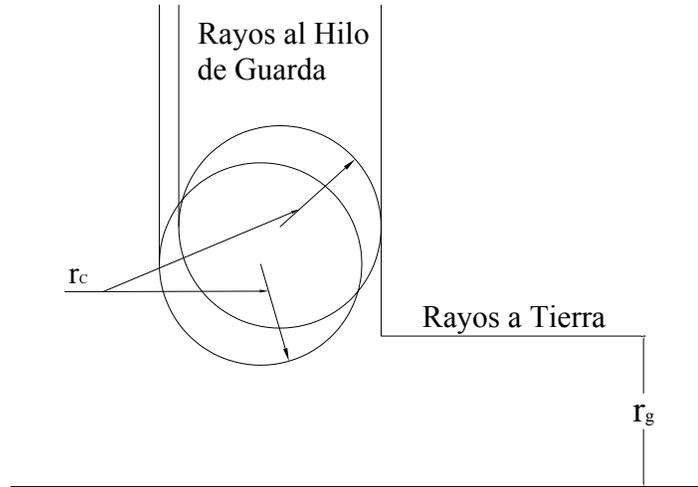


FIG. 4.3b

En el caso de dos cables de guarda, habrá solamente un índice de falla por blindaje en un lado de $N_g \times Dc \times L$, dando un valor específico de corriente para una línea de longitud L . La longitud de la guía final del rayo en el modelo electrogeométrico depende de la corriente, y ésta se necesita para calcular el índice de falla por blindaje. La densidad de probabilidad $f_1(I)$, de la primera corriente de descarga I_f , está dada por un par de distribuciones logarítmicas normales como las siguientes [B8].

$$f_1 = \left(\frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_{\ln} I}} \right) e^{-\frac{(\ln I/\bar{I})^2}{2\sigma^2 \ln}} \quad \text{EC 4.2}$$

Donde:

$$\begin{aligned} I < 20kA & \quad \bar{I} = 61.1kA & \quad \sigma_{\ln} = 1.33 \\ I < 20kA & \quad \bar{I} = 33.3kA & \quad \sigma_{\ln} = 0.605 \end{aligned}$$

La probabilidad acumulativa de I_f excede I está dada por integrar la ecuación anterior y la ecuación aproximada [B8]:

$$P(I_f > I) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{I_{inicial}}\right)^{2.6}} \quad \text{EC 4.3}$$

Donde:

$$2KA < I < 200KA$$

La $\bar{I}_{inicial}$ es 31 KA

Como la corriente incrementa las distancias de atracción r_c y r_g , por lo tanto también incrementa la distancia expuesta (Dc), disminuyendo los ángulos de blindaje normales. Finalmente, en un punto se alcanza una corriente $I_{m\acute{a}x}$ donde Dc es cero. El índice de falla por blindaje “Shielding Failure Rate” (SFR) es el número de rayos a tierra por unidad de tiempo a un conductor que se obtiene integrando el ancho de la exposición Dc para cada corriente, la probabilidad de esa corriente en cada lado para todas las posibles corrientes hasta $I_{m\acute{a}x}$ [B8] es de:

$$SFR = 2N_g L \int_{I=0}^{I=I_{m\acute{a}x}} Dc(I) f_1(I) dl \quad \text{EC 4.4}$$

Como notamos en la FIG 4.3 las distancias de atracción del cable de guarda y conductor de fase son iguales, mientras la distancia de atracción a tierra es más pequeña. Actualmente, existen nuevas expresiones que se recomiendan para calcular las distancias de atracción [B8]:

$$r_c = 10 \times I^{0.65} \quad \text{EC 4.4}$$

$$r_g = [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)] \times I^{0.65} \quad y_c < 40m \quad \text{EC 4.5}$$

$$r_g = 5.5 \times I^{0.65} \quad y_c \geq 40m$$

Donde:

y_c :Altura promedio del conductor.

La altura equivalente o promedio del conductor de fase en la línea de transmisión (y_c) se calcula de acuerdo a las características del terreno donde se localiza la línea.

Para un terreno plano:

$$y_c = hc - \frac{2}{3}(hc - hm)$$

Donde:

hm : Altura del conductor del punto medio del claro

hc : Altura promedio del conductor

$$y_c = hc - \frac{2}{3}(flecha) \quad \text{EC 4.6}$$

Para un terreno ondulado:

$$y_c = hc \quad \text{EC 4.7}$$

Para un terreno montañoso:

$$y_c = 2hc \quad \text{EC 4.8}$$

4.2.4 Falla de blindaje por flameo

En voltajes de transmisión altos, una falla de blindaje con una baja corriente no necesariamente puede causar un flameo. La mínima corriente o corriente crítica I_c requerida para un flameo se obtiene con la siguiente expresión [B8]:

$$I_c = \frac{2TCF}{Z_C} \quad \text{EC 4.9}$$

$$Z_C = 60 \sqrt{\ln \frac{2hc}{r} \ln \frac{2hc}{R_C}} \quad \text{EC 4.10}$$

Donde:

Z_C : Impedancia de sobretensión del conductor bajo corona.

hc : Altura promedio del conductor.

r : Radio del conductor [m].

R_C : Radio corona del conductor de un gradiente de 1500 Kv/m [m].

TCF : Tensión crítica de flameo.

Así el número de fallas de blindaje por unidad de tiempo que resulta por flameos (SFFOR), es:

$$SFFOR = 2N_g L \int_{I=I_c}^{I=I_{\max}} Dc(I) f_1(I) dl \quad \text{EC 4.11}$$

4.3 RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE

Cuando las descargas atmosféricas inciden en los cables de guarda o en las torres de las líneas de transmisión, debido a que los cables de guarda están conectados directamente a las estructuras, la corriente del rayo se conduce a tierra a través de éstas. Esta corriente en forma de onda transitoria se debe disipar en el suelo o terreno donde están instaladas las torres, para que esto ocurra, es necesario una *resistencia puesta a tierra* relativamente baja, ya que de lo contrario, la onda de sobretensión producida se refleja y se superpone en la parte superior de la torre con la onda incidente dando lugar a una sobretensión que puede producir un *Flameo Inverso* cada vez que este valor de tensión resulta mayor que la tensión de aguante. Para reducir la probabilidad de Flameo Inverso, se maneja el concepto de *Resistencia al Pie de la Torre* que representa la resistencia puesta a tierra.

El concepto de Resistencia al Pie de la Torre es el valor de la resistencia que debe tener el sistema de tierras donde se aterriza la estructura de la línea, ya que un valor no adecuado ocasionará que la corriente del rayo no se drene en dicho sistema de tierras y se refleje por medio de la estructura llegando al conductor de fase provocando un Flameo Inverso, generando un daño a la cadena de los aisladores.

El valor de Resistencia al Pie de la Torre que se recomienda no debe ser mayor a 10Ω [B6]. La Resistencia al Pie de la Torre (R_p) depende básicamente de la naturaleza del terreno (su resistividad o resistencia específica) y también de la forma de cómo se conecta a tierra la torre de la línea.

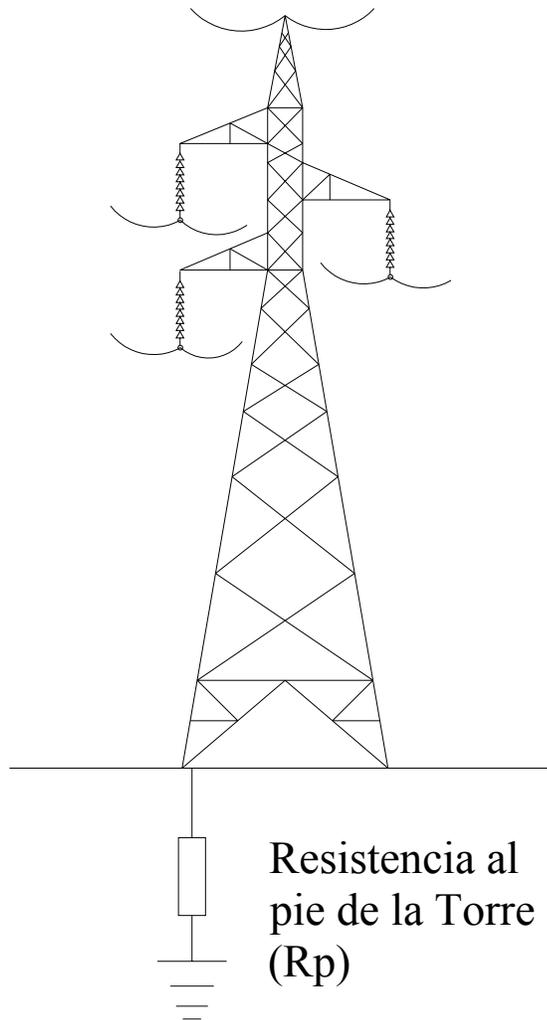


FIG. 4.4 Resistencia al pie de la torre.

4.3.1 Medición de la resistividad del suelo

Método de Wenner o de los 4 electrodos

La medición de resistividad del suelo es una forma rápida y práctica, aunque indirecta, de valorar las características y condiciones del suelo, ya que está en función del tipo, compactación, contenido de humedad y sales solubles en los estratos. Es el inverso de la conductividad eléctrica.

Debido a que la humedad del suelo y la temperatura no son constantes, éstas generan una variación en la medición. Por lo tanto, el valor de la resistividad sólo es verdadero para el momento de la medición [B6].

4.3.1.1 Procedimiento de Medición

- Clavar cuatro electrodos verticales en el suelo hasta lograr un buen contacto eléctrico, dispuestos en línea recta con una separación uniforme entre ellos. Se recomienda que las separaciones entre los electrodos verticales sean múltiplos de 1,6 m (1,6 m; 3,2 m; 4,8 m; 6.4 m, etc.) según se requiera¹.
- Se debe procurar que los electrodos verticales queden alineados y verticales, que no existan huecos alrededor de ellos y que estén clavados a la misma profundidad (b), sin exceder 16 cm para la medición a 1,6 m y 32 cm para la medición a 3,2 m entre electrodos verticales y así sucesivamente.
- Las terminales de corriente del instrumento $C1$ y $C2$ se conectan a los electrodos verticales de los extremos y las de potencial $P1$ y $P2$ a los electrodos verticales intermedios como se indica en la figura 4.5².
- Efectuar la medición con ayuda del equipo (de acuerdo a su instructivo) y tomar el valor de la resistencia en Ohms $[\Omega]$.
- Calcular la resistividad del suelo mediante la siguiente fórmula [B6]:

$$\rho = 2\pi aR \quad \text{EC 4.12}$$

¹ La separación entre los electrodos para efectuar la medición es variable, sin embargo la especificación CFE 00JL8-28 presenta valores establecidos para una separación entre los electrodos verticales de $a = 1.6$ y múltiplos de éste.

² Si el equipo cuenta con una Terminal de tierra (G), debe conectarse a un quinto electrodo o electrodo vertical, instalado a la mitad de la distancia entre los electrodos verticales de potencial (P1 y P2).

Donde:

R : Resistencia medida en (Ω)

a : Separación entre electrodos en (m)

ρ : Resistividad del suelo en (Ω)

$\pi = 3.1416$

Para $a = 1.6 \text{ m}$ $\Rightarrow \rho = 10R (\Omega - m)$

Para $a = 3.2 \text{ m}$ $\Rightarrow \rho = 20R (\Omega - m)$

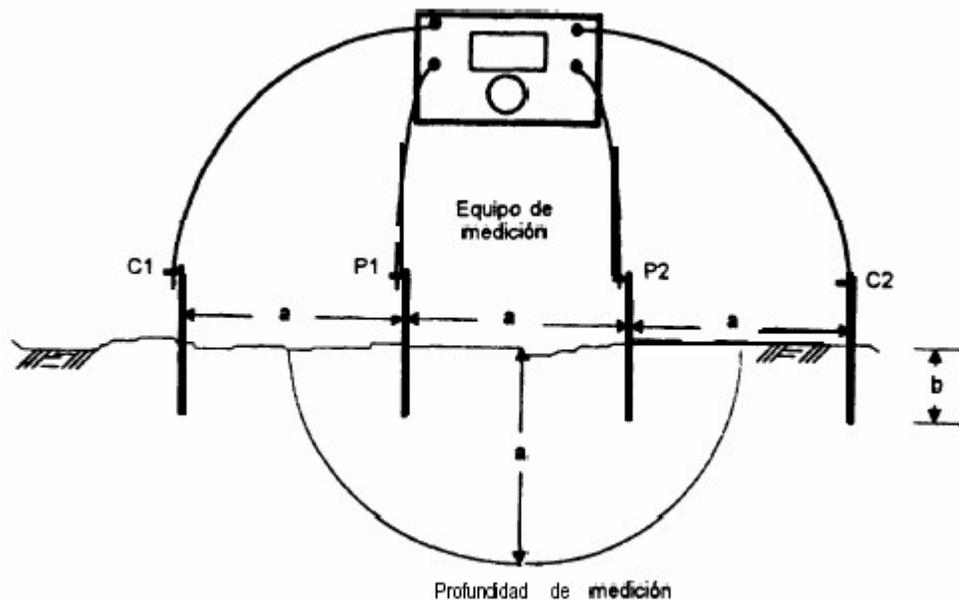


FIG. 4.5 Medición de resistividad por el método de “Wenner”

4.3.2 Medición de la resistencia eléctrica de la red de tierra

El objetivo principal es determinar de la manera más simple y práctica el valor de la resistencia entre la estructura de la línea de transmisión y el terreno en que se encuentra [B6].

Esta medición se basa en la Ley de Ohm ($R = VI$), en la cual se requiere la medición de la diferencia de potencial (V) y de la corriente eléctrica (I).

4.3.2.1 Principio de Medición

Se clavan dos electrodos verticales, llamados también sondas o electrodos a ciertas distancias de la pata de la estructura. Se aplica una corriente entre la pata y el electrodo vertical C , y se mide con un amperímetro y la diferencia de potencial se mide con un voltímetro entre la pata y el electrodo vertical P , véase la figura 4.6.

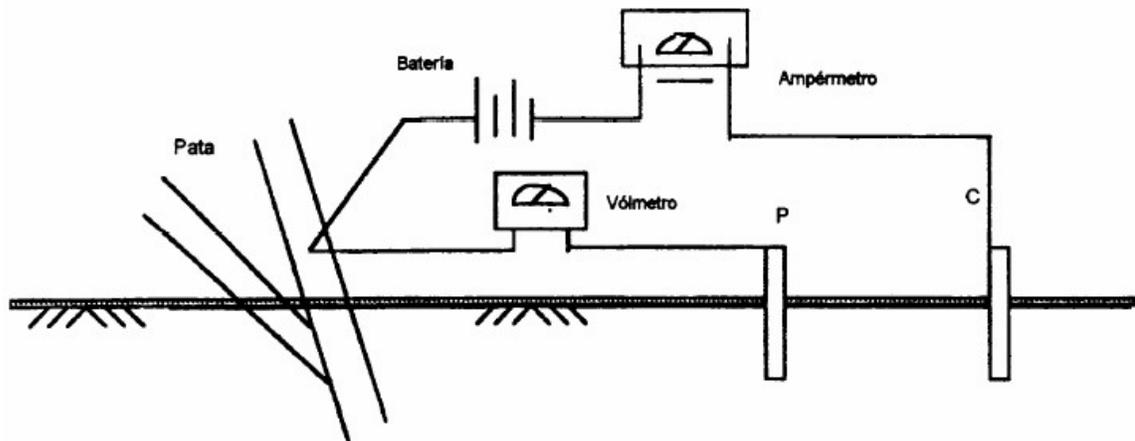


FIG. 4.6 Colocación de los electrodos verticales de corriente C y potencial P .

Si el electrodo vertical P se coloca en varios puntos entre la pata y el electrodo vertical C , de preferencia en línea recta, se puede obtener una serie de lecturas de tensión. Y por la Ley de Ohm, se determina la resistencia eléctrica en cualquier punto medido; por ejemplo, si la tensión " V " medida entre la pata y el electrodo vertical P es de 3 V, y la corriente aplicada " I " es de 0.3 A, la resistencia eléctrica en ese punto es de 10 ohms.

Moviendo el electrodo vertical P de la pata de la estructura hacia el electrodo vertical C se pueden obtener una serie de valores de resistencia eléctrica, los cuales pueden ser trazados en una gráfica, tal como se muestra en la figura 4.7.

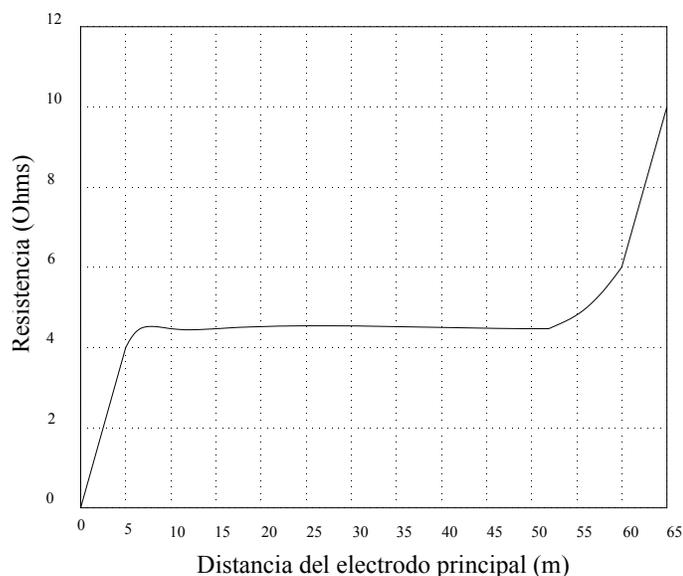


FIG. 4.7 Resistencia a diferentes distancias entre el electrodo vertical P y la pata de la estructura

A medida que el electrodo vertical P se aleja de la pata de la estructura, los valores de la resistencia se van incrementando hasta un punto en donde la variación de la resistencia es relativamente pequeña, si se continúa moviendo el electrodo vertical P hacia la C , se observarán nuevos incrementos en los valores de resistencia, ya que el valor correcto de la resistencia se encuentra cuando el electrodo vertical P se coloca en el punto de menor variación de resistencia. Esto es generalmente a un 62 % de la distancia entre el electrodo de tierra (pata) y el electrodo vertical de corriente C lo cual se conoce como la regla del 61,8 %.

4.3.3 Diseño de redes de tierra convencionales

El diseño de redes de tierra debe ser para obtener un valor menor o igual a 10Ω de la resistencia de tierra medida en campo, tomando como base la resistividad del suelo [B6].

El cálculo aproximado de la resistencia de puesta a tierra de estructuras de líneas aéreas tiene la finalidad de servir de herramienta para poder visualizar rápidamente los valores esperados de una configuración típica. Los elementos básicos en la instalación de una red de tierra en estructuras de líneas aéreas son:

- Electrodoos verticales.
- Contra-antenas.
- Patas de las torres.

4.3.3.1 Resistencia de los Elementos Básicos

4.3.3.1.1 Electrodo vertical

Esta forma de conexión a tierra se usa por lo general en terrenos que tienen un valor relativamente bajo de resistividad (ρ), los electrodos son varillas de acero recubierto de cobre para evitar el efecto corrosivo del suelo y tienen una longitud estándar de 3.05 m con un diámetro de 5/8" ó 1/2".

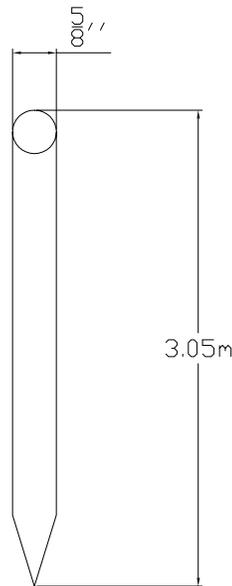


FIG. 4.8 Electrodo de acero recubierto de cobre

Los valores de referencia de resistividad del terreno usados para fines de cálculo cuando no se dispone de la información de las mediciones son los indicados en la siguiente tabla [B5, B6].

TABLA IV.1	
VALORES DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD ($\Omega - m$)
Terreno de Cultivo	10-100
Terreno Seco	100-1000
Terreno Rocoso	$10^3 - 10^6$
Roca	10^8

Los electrodos se conectan a las patas de las torres por medio de cables que son de acero o de cobre y van unidos por medio de conectores de presión o soldadura.

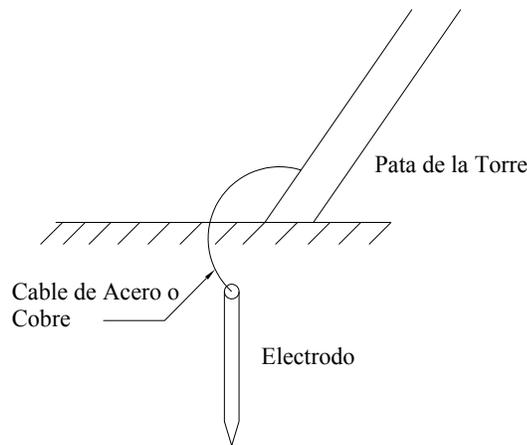


FIG. 4.9 Conexión de la estructura con el electrodo.

La resistencia de conexión a tierra de un electrodo vertical está dada por [B6]:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{r} - 1 \right) \tag{EC 4.13}$$

Donde:

R : Resistencia en (Ω)

ρ : Resistividad del terreno en ($\Omega - m$)

L : Longitud del electrodo vertical en (m)

r : Radio del electrodo vertical en (m)

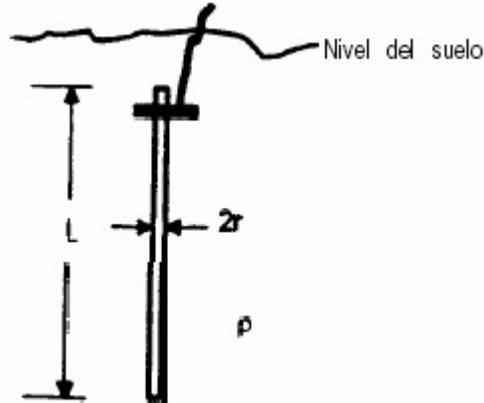


FIG. 4.10 Esquema de un electrodo de puesta a tierra

Para efectos prácticos se puede simplificar por la siguiente relación

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{\rho}{3} \quad \text{EC 4.14}$$

La cual considera que hay muy poca variación en la resistencia para los diferentes diámetros de los electrodos verticales comerciales (13,16 y 19 mm) y para la longitud típica de 3,05 m. Esta poca dependencia del radio, se observa porque dicho radio influye solamente en el término logarítmico, el cual requiere muy grandes variaciones para que pueda afectar en el resultado total.

4.3.3.1.2 Contra-antena (Electrodo Horizontal)

Esta red de tierras se hace con conductores que pueden ser de acero (en terreno no corrosivo como son los terrenos de cultivo o seco) o conductores de cobre o aluminio (solo se utilizan en terrenos corrosivos). Una contra-antena es un conductor enterrado en la tierra en paralelo, o a un ángulo de los conductores de la línea.

Este tipo de redes busca mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseñan como trayectorias horizontales, se colocan por lo regular a una profundidad entre 0.5 m a 1.0 m, y es deseable que el calibre del conductor de la contra-antena sea el mismo que el de los conductores de guarda.

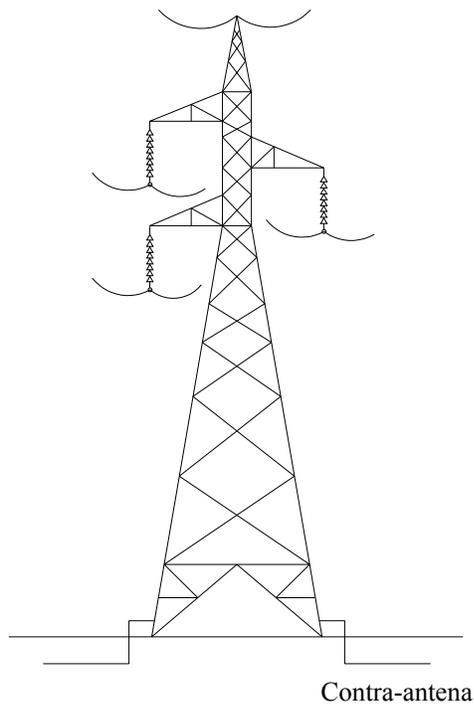


FIG. 4.11 Torre de una línea de transmisión aterrizada por medio de una contra-antena.

Este sistema de tierras se debe colocar en el derecho de vía de la línea de transmisión.

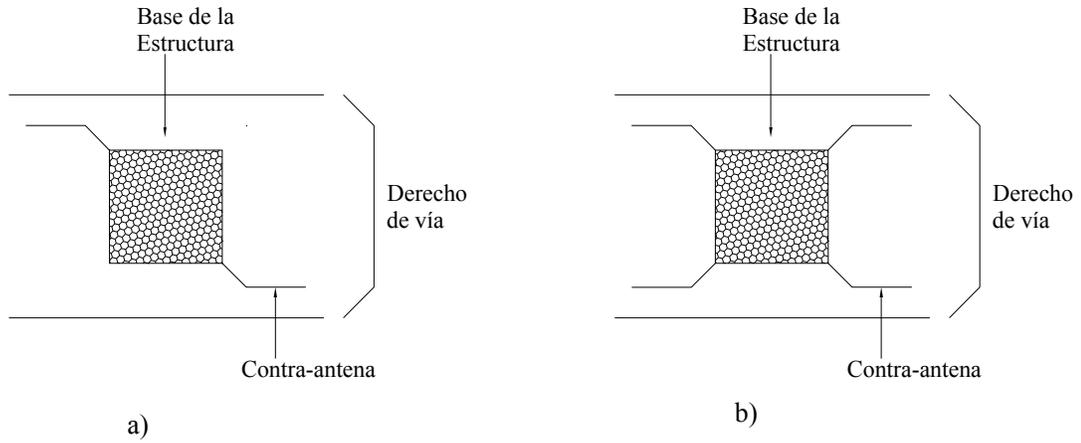


FIG. 4.12 Localización de la contra-antena dentro del derecho de vía

- a) Conectando la contra-antena a dos patas de la estructura.
- b) Conectando la contra-antena a cuatro patas de la estructura.

Para contra-antenas la longitud L se aplica la siguiente fórmula [B6]

$$R = \frac{\rho}{\pi L} \left(\ln \frac{2L}{r} - 1 \right) \tag{EC 4.15}$$

Y simplificando esta fórmula para $L \gg r$, se tiene que:

$$R = \frac{2\rho}{L} \tag{EC 4.16a}$$

Es decir, para la misma longitud de conductor, el conductor horizontal tendrá el doble de resistencia que el conductor vertical.

Para conductores de 6 m de longitud, se tiene

$$R = \frac{\rho}{3} \tag{EC 4.16b}$$

Esta aproximación es mayor entre 5% y 15 % calculado por la EC 4.15. Sin embargo, cuando se colocan varias contra-antenas, habrá efectos mutuos y la resistencia equivalente aumentará respecto al valor que resulta cuando se considera un circuito paralelo de las resistencias de cada contra-antena.

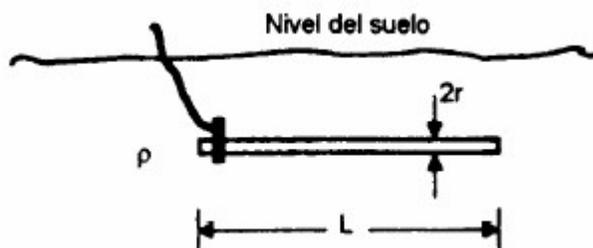


FIG. 4.13 Esquema de un electrodo tipo contra-antena.

4.3.3.1.3 Patas de la torre o estructura

Todas las estructuras autoportadas de LT's tienen 4 patas pudiendo ser que estén embebidas en concreto, conocida como cimentación de concreto, o enterradas directamente en el suelo, conocida como cimentación de acero.

4.3.3.1.3.1 Cimentación de acero

Podemos aproximar cada una de las patas, considerando un modelo de un electrodo enterrado con las siguientes dimensiones:

$$L = 3m$$

$$r = 0.10m$$

Un ejemplo de la resistencia al pie de la torre enterrada directamente al suelo es usando las dimensiones de la torre tipo 1 M1, para 115 KV.³

³ CFE-CPTT, Catálogo de Torres: 400 kV, 230 kV y 115 kV",1991. CFE-CPTT, Catálogo de Cimentaciones Normalizadas para Estructuras de 400 kV, 230 kV y 115 kV, 1998.

Si consideramos un valor de resistividad de $1200 \Omega \cdot m$ y aplicamos la EC 4.13 se obtiene:

$$R = \frac{1200}{6\pi} \left(\ln \frac{12}{1} - 1 \right) = 241 \Omega \text{ Por pata}$$

El equivalente de las cuatro patas en paralelo nos daría

$$R' = \frac{241}{4} = 60.25 \Omega$$

A través de esta relación los laboratorios de pruebas han medido valores de entre 50Ω y 60Ω , para resistividades entre $1100 \Omega - m$ y $1600 \Omega - m$.⁴

Tomando en cuenta diferentes resistividades de terreno, y usando este modelo obtenemos los valores aproximados de la resistencia a tierra de las patas de una torre de línea aérea cuando están enterradas directamente, sin concreto.

$$\rho = 100 \Omega \cdot m \qquad R' = 5 \Omega \qquad (1a)$$

$$\rho = 300 \Omega \cdot m \qquad R' = 15 \Omega \qquad (1b)$$

$$\rho = 500 \Omega \cdot m \qquad R' = 25 \Omega \qquad (1c)$$

$$\rho = 750 \Omega \cdot m \qquad R' = 37.7 \Omega \qquad (1d)$$

$$\rho = 1000 \Omega \cdot m \qquad R' = 50 \Omega \qquad (1e)$$

4.3.3.1.3.2 Cimentación en concreto

Cuando las patas de la torre están embebidas en concreto, se utiliza la EC. 4.17 [B6], que sugiere que el concreto puede tener resistividades entre $30 \Omega \cdot m$ y $90 \Omega \cdot m$, dependiendo del contenido de humedad y las diversas soluciones salinas del suelo.

⁴ Lara Zúñiga Carlos A, "Pruebas de Electrodo y Rellenos para Sistemas de Tierras de Líneas de Transmisión (primera parte)", LAPEM, CFE, reporte K3044-13-1996, expediente K4RP-5006, 30 de Abril de 1996.

$$R = \frac{1}{2\pi L} \left[\rho_c \left(\ln \frac{D}{d} \right) + \rho \left(\ln \frac{8L}{D} - 1 \right) \right] \quad \text{EC 4.17}$$

Donde:

D : Diámetro del envolvente de concreto en (m).

d : Diámetro del conductor (equivalente) embebido en el concreto en (m).

ρ_c : Resistividad del concreto en ($\Omega - m$).

ρ : Resistividad del terreno en ($\Omega - m$).

L : Profundidad del concreto enterrado y/o longitud de la varilla en (m).

Considerando que la longitud es de 3 m, el diámetro del conductor es de 0.2 m, el diámetro del concreto que envuelve la estructura de la pata es de 0.7 m, y la resistividad de dicho concreto es de $100 \Omega \cdot m$ tenemos:

$$R = \frac{1}{6\pi} [(125.3) + \rho(2.53)] \quad \text{EC 4.18}$$

Así que para ciertas resistividades de interés, tenemos los siguientes valores totales de la resistencia a tierra de la torre de línea aérea considerando las cuatro patas:

$$\rho = 100 \Omega \cdot m \quad R' = 5 \Omega \quad (2a)$$

$$\rho = 300 \Omega \cdot m \quad R' = 12 \Omega \quad (2b)$$

$$\rho = 500 \Omega \cdot m \quad R' = 19 \Omega \quad (2c)$$

$$\rho = 750 \Omega \cdot m \quad R' = 26.8 \Omega \quad (2d)$$

$$\rho = 1000 \Omega \cdot m \quad R' = 35 \Omega \quad (2e)$$

Estos resultados consideran $100 \Omega - m$ como resistividad del concreto con cierta humedad, sin embargo, puede aumentar dicha resistividad en caso de disminuir drásticamente la

humedad⁵. Así que se debe tomar con reserva el uso de estas formulaciones en condiciones especiales de poca hidratación.

Comparando los valores aproximados de la resistencia a tierra de las patas de una torre de línea aérea, cuando están enterradas directamente, (“1a” a “1e”); y los valores aproximados de la resistencia cuando tienen cimentación de concreto (“2a” a “2e”), observamos que la resistencia de las patas embebidas en concreto resultan menores que las enterradas directamente. Esto se debe a que la resistividad del concreto se consideró relativamente baja (en condiciones de humedad). Si revisamos la EC 4.17 observamos que la resistencia total está compuesta en una porción debida al concreto y otra debida a la resistividad del terreno.

4.3.3.2 Cálculos de los Electrodo Adicionales a las Patas de las Torres

Para dar el valor (especificado) de 10Ω de resistencia a tierra de las torres, se requiere una resistencia adicional en paralelo con la resistencia de las patas. Esta resistencia adicional, simbolizada como R_{ad} se cubrirá con la instalación de contra-antenas y electrodos verticales. Para las resistividades de terreno y resistencias dadas en (1a), (1b), (1c), (1d) y (1e) se tiene:

$$\rho = 100\Omega \cdot m \quad \text{(No requiere electrodos adicionales para cimentaciones de acero)} \quad (3a)$$

$$\rho = 300\Omega \cdot m \quad R_{ad} = 30\Omega \quad (3b)$$

$$\rho = 500\Omega \cdot m \quad R_{ad} = 16.7\Omega \quad (3c)$$

$$\rho = 750\Omega \cdot m \quad R_{ad} = 13.6\Omega \quad (3d)$$

$$\rho = 1000\Omega \cdot m \quad R_{ad} = 12.5\Omega \quad (3e)$$

Considerando despreciable la reducción en la resistencia de la red de tierra de la cimentación de concreto de la estructura, y normalizando la separación entre electrodos verticales a 6 m, es como se realiza el diseño para diferentes intervalos de resistividad del suelo [B6].

⁵ Dependiendo de la región y su temporada de sequías al año.

4.3.3.3 Longitud Efectiva de una Contra-antena ante Descargas Atmosféricas

La caída de tensión producida por una descarga atmosférica se acentúa intensamente en las secciones por donde se inyecta la corriente y tiende a disminuir rápidamente hacia las secciones donde avanzará posteriormente dicha corriente. Esta distribución la causa principalmente la inductancia propia del conductor. Al darse dicha distribución de tensiones, la corriente se drenará en mayor cantidad en las primeras secciones del conductor y tenderá rápidamente a disminuir hacia las secciones más alejadas del punto de inyección de corriente.

Como resultado, habrá secciones del conductor (las más alejadas) que prácticamente no colaborarán para la dispersión de la corriente al suelo. En estas secciones de conductores prácticamente ya no se drenará la corriente dependiendo de la distribución del potencial. Esta distribución estará principalmente definida por el efecto conjunto del frente de onda de la corriente y la inductancia del conductor, así como por la resistividad del terreno.

Para calcular la longitud efectiva de una contra-antena se utiliza la siguiente relación [B6]:

$$L_{ef} = 1.3\sqrt{T_f \rho} \quad \text{EC 4.19}$$

Donde:

L_{ef} : Longitud efectiva en (m).

T_f : Tiempo de frente en (μs).

ρ : Resistividad del terreno en ($\Omega - m$).

La tabla IV.2 y la figura 4.14 ilustran la aplicación de la EC 4.19.

Para el diseño o instalación de una red de tierras, no se debe exceder la longitud efectiva de una contra-antena para un tiempo de frente de $5 \mu s$ considerando el valor de resistividad del terreno.

TABLA IV.2
 Longitud efectiva de una contra-antena para
 diferentes valores de tiempo de frente y resistividad
 del suelo

Tiempo de Frente (μs)	Resistividad ($\Omega \cdot m$)	Longitud efectiva (m)
3	100	23
3	300	39
3	500	50
3	750	62
3	1000	71
5	100	29
5	300	50
5	500	65
5	750	80
5	1000	92

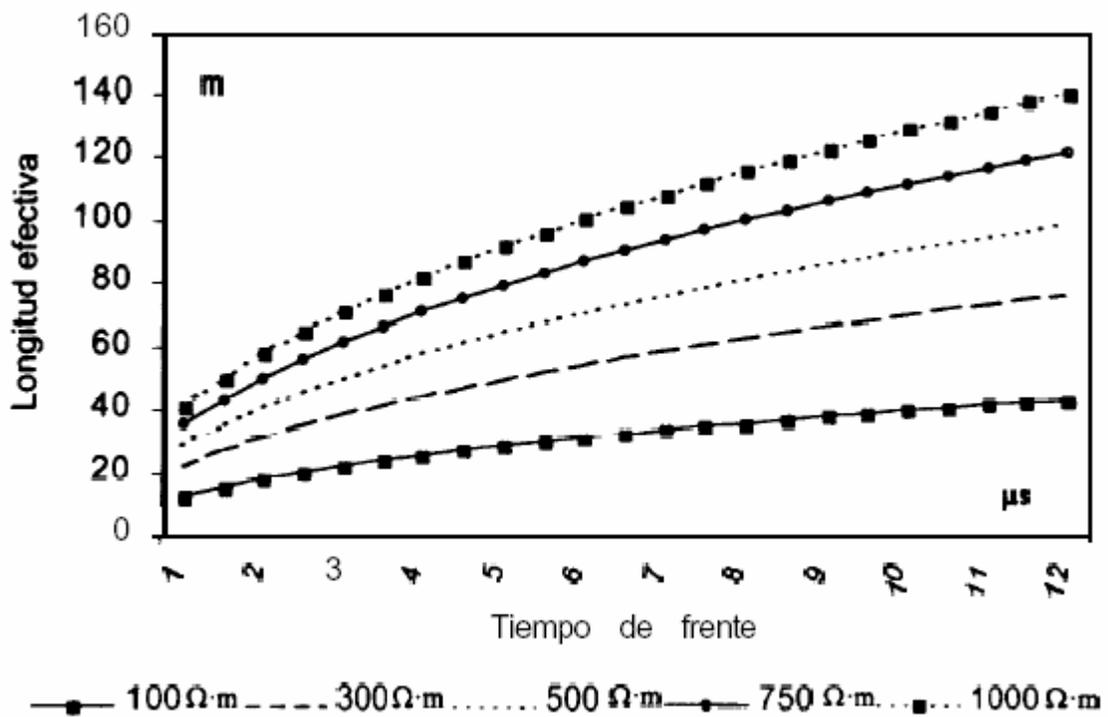


FIG. 4.14 Longitud efectiva de la contra-antena en función del tiempo de frente de la corriente de descarga atmosférica para diversas resistividades de terreno

4.4 CASO PRÁCTICO

Un buen *blindaje* en las líneas de transmisión presenta la mínima probabilidad de una falla a lo largo de la línea cuando incide una sobretensión por descarga atmosférica.

Analizamos el blindaje que poseen las estructuras normalizadas proporcionadas por CPTT-CFE de la LT Lerma-Champotón por medio del *modelo electrogeométrico* para calcular las *distancias de atracción del rayo*.

El resultado obtenido, tomando como ejemplo la torre TAS del fabricante de estructuras normalizadas marca TOMEXSA (Anexo D), fue que la zona de atracción de la tierra cubre la distancia expuesta para una falla de blindaje (D_c), es decir, cubre las zonas de atracción de los conductores de fase porque la zona de atracción de la tierra se encuentra por encima de la distancia expuesta.

El estudio del *tipo de suelo* en la zona de la LT Lerma-Champotón, proporcionado por el Área de Transmisión y Transformación Peninsular (ATTP), posee ciertas condiciones geofísicas tales como roca descomprimida y de baja consistencia y la presencia de una capa continua de roca alterada (sakcab) causando una mala calidad para la construcción de sistema de tierras.

Los valores de la *resistencia al pie de la torre* en la LT Lerma-Champotón se encuentran por debajo de los 10Ω . A pesar que el tipo de suelo es de mala calidad, la forma en la que se conecta a tierra la torre de la línea tiene la capacidad de dispersar la corriente del rayo que incide sobre la torre debido a que dicha conexión es utilizada para el esparcimiento de la corriente del rayo que incide en ésta, equilibrando con esto el efecto negativo producido por el suelo.

El problema surge cuando se presentan pérdidas en las conexiones a tierra, resultado de la sustracción del cable de cobre por el vandalismo, generando con ello, salidas a la LT y disminuyendo el nivel de confiabilidad. La sustracción del cable de cobre, por lo tanto, origina que la onda transitoria de la corriente del rayo no se disipe en el suelo ocasionando, por el contrario, que esta onda se refleje y se superponga de manera de que exista la probabilidad de

generar un *flameo inverso*. Por otra parte, este acto de vandalismo es una consecuencia inesperada e imprevista por CFE que contribuye a que se lleguen a vulnerar las redes de los sistemas eléctricos; responsabilidad a las autoridades correspondientes.

CAPITULO V

CÁLCULO DE DISTANCIAS EN AIRE

5.1 INTRODUCCIÓN

El diseño y procedimiento para calcular las distancias en aire de las líneas de transmisión, parte de conocer los tipos de sobretensiones que se pueden presentar en la línea de acuerdo a su origen y los efectos que ocasionan, que por lo regular, es una salida de la misma línea. En las líneas de transmisión se utilizan los llamados aislamientos autorecuperables (cadena de aisladores y el propio aire que sirve como medio aislante entre los conductores), que son los que recuperan sus características aislantes después de que son sometidos a un esfuerzo de tensión; para determinar la tensión de aguante que deben de tener los aislamientos se maneja el concepto de “*Tensión Critica de Flameo*” (*TCF*). Estos valores de tensión de aguante se han obtenido en base a la experimentación y en la actualidad son publicados en su carácter de normas por los diferentes organismos mundiales de investigación. Otro punto que debemos tomar en cuenta para el desarrollo del diseño del cálculo de distancias en aire, son las condiciones ambientales (contaminación) y atmosféricas del sitio donde se localice la línea.

5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Para el estudio de los esfuerzos dieléctricos en los aislamientos de los equipos e instalaciones, ocasionados por las sobretensiones, son clasificados en:

- Aislamientos Autorecuperables.
- Aislamientos No Autorecuperables.

5.2.1 Aislamientos Autorecuperables

Es el aislamiento que recupera completamente, y en un tiempo relativamente corto, sus características aislantes después de la aplicación de un esfuerzo de tensión aunque haya o no ocurrido una descarga disruptiva [B14, B15, B18]. Dentro de esta categoría se encuentran aislamientos como:

- Cadenas de aisladores de las líneas y subestaciones (porcelana o vidrio).
- Aisladores de equipo como las boquillas de transformadores.
- Aisladores de las cuchillas desconectadas.
- Aislamientos.
 - Soporte
 - Apartarrayos.
- Transformadores de instrumentos.

5.2.2 Aislamientos No Autorecuperables

Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes (quedan dañados permanentemente) o que no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de un esfuerzo de tensión [B14, B15, B18]. Dentro de esta categoría se encuentran bobinas de:

- Transformadores.
- Reactores.
- Generadores.
- Bancos de capacitores en su parte interna.

5.3 CONCEPTO DE TENSIÓN CRÍTICA DE FLAMEO

Como se ha mencionado, los aislamientos en los equipos e instalaciones eléctricas se dividen en autorecuperables y no autorecuperables, para las autorecuperables se define el concepto de “*Tensión Crítica de Flameo (TCF)*” o “*Voltaje de 50% de probabilidad de flameo (U_{50})*”.

El valor de la tensión que aparece en un sistema cuando se presenta una descarga atmosférica sirve como referencia para establecer los valores de prueba y diseño en los aislamientos de los equipos. Los valores de las sobretensiones de prueba tratan de reproducir la parte más severa de una sobretensión que es representativa del esfuerzo dieléctrico que debe soportar un aislamiento para una sobretensión producida por rayo.

Su parte representativa se hace en un laboratorio de alta tensión por medio de un equipo llamado “Generador de Impulsos¹” [B2, B5, B18], cuyo propósito es reproducir las ondas de sobretensión en una forma unidireccional. A este tipo de ondas se le conoce como ondas normalizadas por ser aceptadas internacionalmente para fines de prueba [B2, B14, B15, B18].

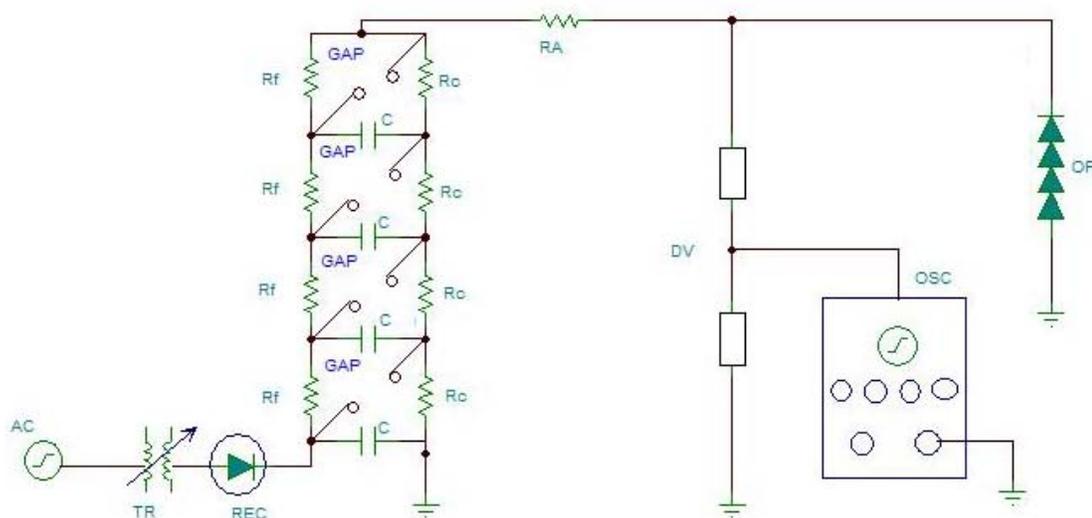


FIG. 5.1 Generador de impulsos.

Donde:

TR : Transformador variable
REC : Puente de rectificación

GAP : Electrodo GAPS de arco
DV : Divisor de voltaje

¹ Se hace uso de un circuito alimentado con corriente directa, formado por resistencias y capacitores, cuyo propósito es reproducir el efecto de un impulso de sobretensión. Para más información acerca de la operación del circuito generador de impulsos, ver el libro “Insulation Coordination for Power Systems” Autor: Andrew R. Hileman.

R_f : Resistencia de frente de onda	OSC : Osciloscopio
R_c : Resistencia de la cola de la onda	OP : Objeto de prueba
C : Capacitores	R_A : Resistencia de amortiguamiento

En la siguiente figura se ilustra la onda representativa de prueba de una sobretensión por rayo.

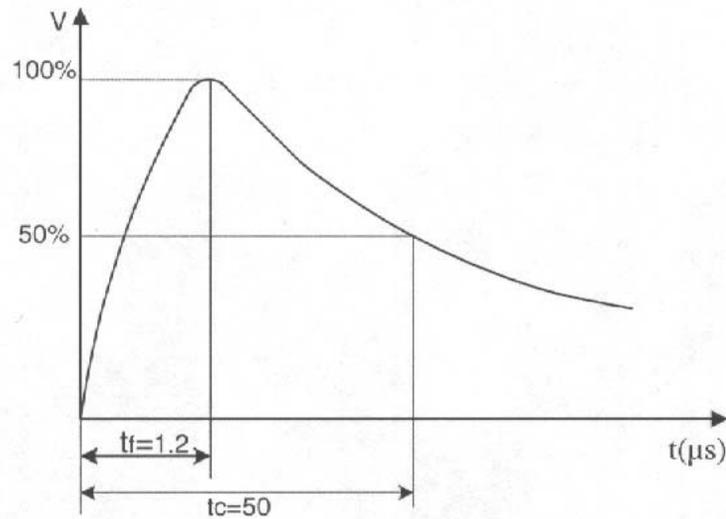


FIG. 5.2 Onda normalizada para representar una sobretensión por rayo.

Esta onda normalizada se dice que alcanza el 100% de la tensión de prueba en un tiempo denominado: “Tiempo de frente de onda” (t_f) de $1.2 \mu s$ y luego decae al 50% del valor de prueba en un Tiempo de cola (T_c) de $50 \mu s$.

5.4 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA **TENSIÓN CRÍTICA DE FLAMEO** (TCF) O EL U_{50} .

La distribución de la rigidez del aislamiento de los sistemas eléctricos se determina en los laboratorios de alta tensión. El generador de impulsos se usa para determinar en los aislamientos autorecuperables (cadena de aisladores, boquillas de transformadores, GAPS o distancias en aire), la TCF o U_{50} , esta cantidad es la única que se puede determinar experimentalmente y se supone que corresponde a una Distribución Normal de Gauss.

Todo valor de distribución media que es el 50% obtenido del valor experimental, puede tener una cierta desviación con respecto al valor teórico de 50% de probabilidad, a estas desviaciones se le conoce como *desviación estándar* [B5, B7].

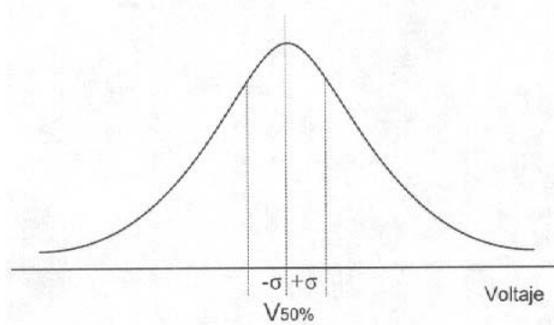


FIG. 5.3 Gráfica de la distribución normal de Gauss.

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 por el número de veces que se le aplicó el impulso en cuestión, suministra la polaridad de descarga p para la magnitud, polaridad y forma de onda del impulso en referencia. La curva de distribución de frecuencias se obtiene al representar la probabilidad p en función de la tensión aplicada V como se muestra en la FIG 5.4 [B2, B7]. Este sencillo criterio permite verificar si una distribución cualquiera satisface o conforma una Distribución Normal o de Gauss. El punto $p = 50\%$, reviste en alta tensión, una particular importancia, pues suministra la tensión 50% de probabilidad de flameo. Esta tensión indica que de un número total de intentos o impulsos, la mitad conduce a una ruptura de la rigidez dieléctrica del medio.

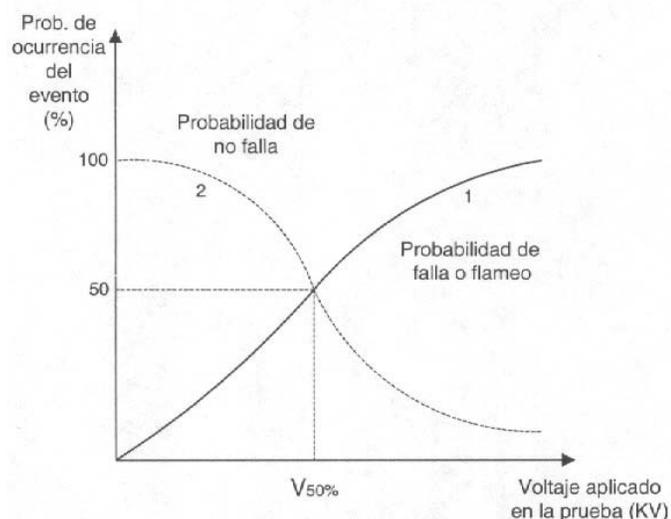


FIG. 5.4 Función de la distribución normal acumulativa: (1) indica la probabilidad de falla o flameo, mientras que (2) indica la probabilidad de soportar el impulso.

Si en un experimento con el generador de impulsos para determinar la TCF se parte de que se desconoce el valor aproximado del objeto en prueba, entonces se aplican valores de tensión en forma escalonada que se aumentan gradualmente para cada paso de tensión aplicada se anotan las veces que se produce el flameo de manera que el valor del TCF se obtiene por medio de la siguiente expresión [B5, B7]:

$$TCF = \frac{\sum_{i=1}^n N_i V_i}{\sum_{i=1}^n N_f} \quad \text{EC 5.1}$$

Donde:

N_i : Número de veces el voltaje aplicado por paso o nivel.

N_f : Número de flameos por paso.

V_i : Voltaje aplicado a cada paso.

n : Número de pruebas o pasos de voltaje.

La desviación estándar se calcula como:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (V_f - U_{50})^2}{\sum N_f}} \quad \text{EC 5.2}$$

5.5 CÁLCULO DE LA TCF O U_{50} APLICANDO LOS FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA, PRESIÓN BAROMÉTRICA Y HUMEDAD.

Para los valores obtenidos en forma experimental en un laboratorio de alta tensión, se hace referencia a las llamadas condiciones estándar de prueba [B2, B15] que son:

- Temperatura (T): 25° C.
- Presión Barométrica (b): 760 mmHg .
- Humedad (H): 11 gr / m².

Cuando las condiciones o pruebas de la instalación se encuentran a distintos valores de las llamadas condiciones estándar, entonces se aplican factores de corrección por Temperatura (T), Presión Barométrica (b) y Humedad (H).

$$TCF_{NE} = \frac{TCF}{\delta} K_h \quad \text{EC 5.3}$$

Donde:

TCF_{NE} : Tensión de 50% de probabilidad de flameo no estándar.

TCF : Tensión de 50% de probabilidad de flameo en condiciones estándar.

δ : Factor de corrección por temperatura y presión barométrica.

K_h : Factor de corrección por humedad

Para cálculos donde $K_h \approx 1$:

$$\delta = \frac{0.392 \times b}{273 + T} \quad \text{EC 5.4}$$

Donde:

b : Presión barométrica en el lugar de la instalación o condiciones no estándar ($mmHg$).

T : Temperatura en el lugar de la instalación o condiciones de estándar ($^{\circ}C$).

A nivel del mar la presión barométrica es igual a 760 $mmHg$ de modo que en condiciones estándar $\sigma = 1^2$ [B2].

² Para conocer el valor de δ a diferentes altitudes revisar en la Especificación: CFE L0000-06 “Coordinación de Aislamiento”, Tabla 6 “Factor de Corrección por Presión a Diferentes Altitudes”, Pág. 19 de 96, 800220

5.6 TENSIÓN DE AGUANTE DE IMPULSO

En los aislamientos autorecuperables se puede determinar la tensión de 50% de probabilidad de falla o tensión crítica de flameo TCF la cual no es posible en los aislamientos no autorecuperables, ya que en éstos, una falla dieléctrica produce su destrucción o daño permanente. Por esta razón la referencia para establecer las tensiones de aguante o *Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por rayo* ($NBAI$) se presentan en las pruebas en aislamientos autorecuperables.

El concepto del $NBAI$ es probabilístico y se determina en forma analítica a partir de una distribución de probabilidad normalizada de Gauss, en la que establece:

$$NBAI = U_{50}(1.0 - 1.28\sigma) \quad \text{EC 5.5}$$

Donde:

σ : Es la desviación estándar referida al valor de TCF y esta considerado a:

$$\sigma = 3\%$$

El valor del $NBAI$ tiene un 10% de probabilidad de falla o 90% de probabilidad de éxito, que representa un dato que se considera satisfactorio para los fines de diseño de equipo e instalaciones. Sustituyendo el valor de σ tenemos:

$$NBAI = 0.961U_{50} \quad \text{EC 5.6}$$

Los valores de referencia del $NBAI$ se asocian con la tensión nominal del equipo o instalación, o bien con su tensión máxima de diseño. Estos valores se encuentran en la siguiente tabla [B14, B15].

TABLA V.1 [B14]
Valores de NBAI

Tensión Nominal (kV)	Tensión máxima de diseño (kV)	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra (kV)
CATEGORIA I		
4.4	5.5	45, 60, 75
6.9	7.2	40, 60
13.8	15.5	75, 95, 110
23	27	95, 125, 150
34.5	38	125, 150, 200
69	72.5	325, 350
85, 115	123	450, 550
230	245	9850, 900, 950, 1050
CATEGORIA II		
400	420	1300, 1425

Notas:

Como observamos los niveles de Tensión se encuentran en dos categorías:

- Categoría I – Hasta 230kV.
- Categoría II – 400kV.

A partir de esta relación entre las tensiones de aguante por rayo y el valor de la TCF , se establecen los criterios de prueba del equipo, permitiendo determinar las distancias dieléctricas que se usan para dimensionar en aire subestaciones eléctricas y líneas de transmisión³.

Se concluyó a través de los resultados experimentales que se obtuvieron en las pruebas⁴, que para ondas de impulso por rayo, se obtiene la siguiente expresión:

$$TCF = Kd \quad [kV] \quad \text{EC 5.7}$$

Donde:

K : Constante de proporcionalidad en $(kV/m)^5$. Su valor se ha determinado en forma experimental.

³ Para mayor información referente a la elaboración de pruebas para obtener las distancias dieléctricas en aire, investigar en: "Manual- Transitorios Electromagnéticos" Autor: Enríquez Harper Gilberto

⁴ Generalmente las pruebas se refiere a las condiciones estándar de Temperatura (T), Presión Barométrica (b) y Humedad (H). Además por tratarse de una tensión destructiva en aire el valor de U_{50} se puede corregir de acuerdo a los factores estándar.

$$K = \frac{500 - 600}{550 \text{ kV/m}}$$

d : Distancia Fase-Tierra en (m).

Para d = Distancia Fase-Fase, se tiene el siguiente valor de k :

$$K = 520.3 \text{ kV/m}$$

Con la expresión 4.9 se determina las distancias dieléctricas requeridas en aire para las tensiones de aguante cuando se presentan sobretensiones por rayo⁶.

5.7 CÁLCULO DE DISTANCIAS DIELECTRICAS POR IMPULSO

$$NBAI \Rightarrow TCF_E = \frac{NBAI}{0.961}$$

(25°, 0msnm)

$$TCF_{NE} = \frac{TCF_E}{\delta}$$

$$\delta = \frac{0.392b}{273 + T}$$

$$d = \frac{TCF_{NE}}{K}$$

(FASE-TIERRA) ----- Conductor a la Torre. EC 5.8

$$K = 550 \text{ kV/m}$$

⁵ Gradiente de Tensión (kV/m).

⁶ Las relaciones anteriores son validas para determinar las distancias dieléctricas en aire para líneas de transmisión y subestaciones hasta 230kV, que usan cadenas de aisladores de suspensión.

$$d = \frac{TCF_{NE}}{K}$$

(FASE-FASE) ----- Entre conductores. EC 5.9

$$K = 520.3 \text{ kV/m}$$

Para calcular el número de aisladores de la cadena a partir de la distancia dieléctrica por impulso es:

$$\# \text{ Aisladores} = \frac{d}{altura_{\text{aislador}}} \quad \text{EC 5.10}$$

5.8 EFECTO DE CONTAMINACIÓN EN LOS AISLAMIENTOS AUTORECUPERABLES

Las líneas de transmisión que se encuentran localizadas donde existe contaminación se ven afectadas por este factor, que influye desde el punto de vista de diseño de la distancia de fuga del aislamiento. En presencia de ambientes contaminados, el fenómeno de flameo (descarga disruptiva) ocurre en el aislamiento externo bajo la tensión máxima del sistema a la frecuencia Industrial, y esto se hace más crítico en la presencia de llovizna, rocío, niebla y nieve. Estas condiciones se hacen más severas cuando las capas contaminantes se encuentran totalmente húmedas sin un lavado significativo. La corriente de fuga fluye a través de la capa contaminante formando bandas secas y disminuyendo la tensión de aguante debido a que el aislamiento presenta descargas parciales.

Como consecuencia, aparece a través de la porción húmeda del aislamiento un esfuerzo de tensión más elevado, originando bandas secas adicionales e incrementando la actividad de las descargas hasta que ocurre la ruptura dieléctrica del aislamiento (flameo).

En las instalaciones eléctricas se presentan básicamente tres tipos de contaminación, dependiendo de su origen específico en las diferentes regiones, siendo éstas:

- salina,
- industrial,

- desértica.

En la siguiente tabla se presenta una clasificación de los niveles de contaminación en base a las características ambientales de los diferentes sitios.

TABLA V.2
Niveles de Contaminación [B14, B15]

Nivel de Contaminación	Ejemplos de ambientes típicos
I - Ligera	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. - Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvia. - Áreas agrícolas (1). - Áreas montañosas. <p>Todas estas áreas deben estar situadas por lo menos de 10 a 20 Km del mar y no deben estar expuestas a vientos directamente del mar (2).</p>
II - Media	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con industrias que no producen humo particularmente contaminante y/o con una densidad promedio de casas equipadas con calefacción. - Áreas con alta densidad de casas y/o industrias sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias. - Áreas expuestas a vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa (por lo menos varios kilómetros de distancia) (2).
III - Alta	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de calefactores que producen contaminación. - Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos del mar (2).
IV - Muy alta	<ul style="list-style-type: none"> - Áreas de extensión moderadas sujetas a polvos conductivos y a humos industriales que producen depósitos conductivos. - Áreas de extensión moderada, muy cerca de la costa y expuestas a brisa del mar o a vientos fuertes y contaminantes del mar. - Áreas desérticas caracterizadas por grandes períodos sin lluvia que llevan arena y sal y sujetas a condensación regular

Notas:

- (1) El uso de fertilizantes en rocío o quema de residuos, puede llevar a estas áreas a niveles de contaminación altos, debido a la dispersión por vientos.
- (2) La distancia al mar depende de la topografía del área costera y de condiciones extremas de viento.

En base a experiencias en servicio de las líneas de transmisión y a pruebas de laboratorio en condiciones de contaminación natural y artificial, se tienen métodos para

seleccionar aisladores que tengan un comportamiento satisfactorio bajo condiciones de contaminación⁷.

Un método de cálculo de la distancia de fuga consiste en clasificar a cada zona de contaminación de acuerdo al grado de severidad en relación a un factor de distancia de fuga mínima específica, tal como se muestra en la tabla.

TABLA V.3

Relación entre el nivel de contaminación y el factor de distancia de fuga mínima específica [B14, B15].

Nivel de contaminación	Factor de distancia de fuga mínima específica "Kfe" en mm/kV (fase a fase)
Ligera	16
Media	20
Alta	25
Muy alta	31

Notas:

- En áreas de contaminación muy ligera se puede usar valores más bajos de 16 mm/kV, pero no menos de 12 mm/kV.
- En casos excepcionales de zonas extremadamente severas se pueden usar valores más altos de 31 mm/kV, pero la práctica ha sido aplicar buenos programas de mantenimiento preventivo en vez de aumentar la distancia de fuga.

La expresión que relaciona la distancia de fuga (df) en mm., se obtiene multiplicando el factor de distancia de fuga mínima específica (Kfe) en mm/kV por la tensión máxima de diseño de fase a fase del equipo en kV por el factor de corrección debido al diámetro en p.u., siendo:

$$df = Kfe \times Vd \times Kd \quad \text{EC 5.11}$$

El factor de corrección por diámetro del aislador (Kd) influye en el caso de los aisladores tipo poste y para los que se utilizan en transformadores de potencial y de corriente.

⁷ Los métodos de selección de aisladores se presentan en la Norma: NMX-j-150-1-2 "Guía de Aplicación de la Coordinación de Aislamiento".

Dependiendo del diámetro promedio del aislador, la distancia de fuga se incrementa por un factor " K_d " como se indica en la Tabla V.4.

TABLA V.4

Factor de corrección por diámetro del aislador [B14, B15].

Diámetro promedio del aislador " D_m " en mm	Factor de corrección por diámetro " K_d " en p.u.
$D_m < 300$	1.0
$300 \leq D_m \leq 500$	1.1
$D_m > 500$	1.2

Para calcular el número de aisladores de la cadena a partir de la distancia de fuga es:

$$\# \text{ Aisladores} = \frac{df_{\text{Teórica}}}{df_{\text{aislador}}} \quad \text{EC 5.12}$$

5.9 CASO PRÁCTICO

Fraguado de manera normativa por las especificaciones de la CFE, el *nivel básico de aislamiento* (550KV), de la línea de transmisión de 115KV, fue usado para calcular la *distancia dieléctrica al impulso por rayo* de la LT Lerma-Champotón. El número de *aisladores* que se obtuvieron teóricamente fue de 8 aisladores de tipo estándar evitando con ello la disminución de confiabilidad por descargas atmosféricas; además, se considera importante la *distancia dieléctrica por contaminación* para comparar los valores de ambas distancias. En dado caso que haya cierta preponderancia de aisladores por la distancia dieléctrica por contaminación será menester optar por la de mayor número según sea el caso.

En el caso, específico, de la LT Lerma-Champotón predominó la distancia dieléctrica por contaminación. Teóricamente es mejor que se utilicen 11 aisladores en vez de 8. Esto se debe a que la zona costera está expuesta a la brisa del mar o a vientos fuertes y a contaminantes de los mismos; sin embargo, hay que resaltar que aún con haber obtenido dicho dato en beneficio de la LT, actualmente ésta funciona o se mantiene con una cadena de 8 aisladores vulnerando el funcionamiento de la torre y poniendo en riesgo la confiabilidad de la línea al no haber un buen aislamiento del cable del conductor.

CAPITULO VI

ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LA LÍNEA DE 115 KV, 73110 LERMA-CHAMPOTON DE 57KM EVALUACIÓN ESTADÍSTICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA LÍNEA AÉREA FRENTE A SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

6.1 INTRODUCCIÓN

Debido que la estadística de la línea aérea expone un número elevado de salidas por descargas atmosféricas, se realizó el estudio de confiabilidad de la línea. Es importante hacer la observación de que el índice de confiabilidad que opera Comisión Federal de Electricidad en sus primeras líneas es de 1 salida/100 Km. /año. Si el valor obtenido es mayor a 1, entonces presentaremos las alternativas que permitan lograr el objetivo planteado.

6.2 DATOS DE ENTRADA

Para el desarrollo del estudio de confiabilidad es necesario tener la siguiente información:

- Valores de Resistencia al Pie de la Torre.
- Siluetas básicas de las torres
- Arreglo de la cadena
- Actividad de Densidad de Rayos a Tierra de la Línea

6.3 SÍNTESIS DE LA INFORMACIÓN

TABLA VI.1
Datos de la Línea

NOMBRE DE LA LÍNEA	73110 LERMA – CHAMPOTÓN
No. DE CIRCUITOS	1
TENSIÓN NOMINAL	115 KV
No. DE CONDUCTORES POR FASE	1
TIPO DE CONDUCTOR	HAWK 477KCM, ACSR
HILO DE GUARDA	ACERO 3/8’’
LONGITUD DE LA LÍNEA	57 KM
TAMAÑO DEL CLARO	84 A 640 m
TIPO DE ESTRUCTURAS A ANALIZAR	TAD30, TAS, TASG
ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	50 m

6.4 DESARROLLO DEL ESTUDIO

El estudio se divide en las siguientes etapas:

- Coordinación de Aislamiento.
- Estudio de blindaje
- Flameo Inverso

6.5 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

CÁLCULO DE LA RUPTURA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA

El objetivo que tiene realizar estos cálculos es el de encontrar la información necesaria para estimar el tamaño del equipo –aisladores-, así como la rigidez dieléctrica de los claros en aire. Para ello, el primer paso es calcular la distancia dieléctrica como a continuación se muestra:

Distancia dieléctrica por impulso

Los datos de la Línea de Transmisión Lerma-Champotón necesarios para este cálculo, son los siguientes:

$$H = 0 - 50 \text{ msnm}$$

$$V = 115 \text{ KV}$$

$$\text{NBAI para } 115 \text{ KV} = 550 \text{ KV}$$

Donde:

H = altura sobre el nivel del mar.

V = voltaje de la línea.

NBAI = Nivel Básico de Aislamiento al Impulso

Cabe destacar que para las líneas de transmisión, con una altura (H) mayor a 1000m, es necesario realizar la Corrección por Presión Atmosférica. Sin embargo, la LT en estudio no cumple con dicha condición, pues la altura no pasa los 50 m., y tal corrección no se lleva a cabo. Aún si se calculara, el valor resultante sería muy cercano a la unidad, por lo cual se desprecia dicho cálculo.

$$\text{NBAI} \Rightarrow TCF_E = \frac{\text{NBAI}}{0.961} = \frac{550}{0.961} = 572.3204 \text{ kV}$$

$$TCF = U_{50\%} = Kd$$

$$K = \frac{500 - 600}{550 \text{ kV/m}}, K = 530 \text{ kV/m}$$

Para $K = 550$

$$d = \frac{TCF_{NE}}{K} = \frac{572.3204}{550} = 1.0405m \quad (\text{FASE-TIERRA}) \quad \text{Conductor a la Torre.}$$

Para $K = 530$

$$d = \frac{TCF_{NE}}{K} = \frac{572.3204}{530} = 1.0798m \quad (\text{FASE-TIERRA}) \quad \text{Conductor a la Torre.}$$

Para Distancias de Fase a Fase:

Para $K = 520.3$

$$d = \frac{TCF_{NE}}{K} = \frac{572.3204}{520.3} = 1.0999m \quad (\text{FASE-FASE}) \quad \text{Entre conductores.}$$

Sabiendo que el tipo de aislador usado es el *estándar*, encontramos que las dimensiones por cada aislador son de 14.6cm ó 0.146m. Por lo tanto, tenemos que el número de aisladores obtenido es

$$\# \text{ Aisladores} = \frac{d}{\text{altura}_{\text{aislador}}}$$

$K = 550$

$$\# \text{ Aisladores} = \frac{d}{\text{altura}_{\text{aislador}}} = \frac{1.0405}{.146} = 7.1267 \approx 8 \text{ Aisladores}$$

$K = 530$

$$\# \text{ Aisladores} = \frac{d}{\text{altura}_{\text{aislador}}} = \frac{1.0798}{.146} = 7.3958 \approx 8 \text{ Aisladores}$$

Notamos que el número de aisladores no varía al usar un valor diferente de K .

Por Contaminación

$$df = Kfe \times Vd \times Kd$$

Por ser Península (península de Yucatán), tomamos el nivel de contaminación Alta:

Los datos son los siguientes:

$$Kfe = 25 \text{ mm/kV}$$

$$Vd = 123$$

$$Kd = 1.00$$

$$df = 25 \times 123 \times 1.00 = 3075 \text{ mm}$$

Si la Distancia de Fuga del aislador es $df_{\text{aislador}} = 29.2 \text{ cm}$, tenemos que:

$$\# \text{ Aisladores} = \frac{df_{\text{Contaminación}}}{df_{\text{aislador}}}$$

$$\# \text{ Aisladores} = \frac{3075}{292} = 10.53 \approx 11 \text{ Aisladores}$$

La tensión de aguante normalizado de impulso por rayo, bajo condiciones normalizadas, viene dado en la siguiente tabla.

TABLA VI.1
NBAI

Tensión Nominal (kV)	Tensión máxima de diseño (kV)	Nivel Básico de Aislamiento al Impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra (kV)
CATEGORIA I		
85, 115	123	450, 550

El valor de la TCF (tensión crítica de flameo) se obtiene en función del NBAI

$$CFO = TCF_E = \frac{NBAI}{0.961} = \frac{550}{0.961} = 572.3204kV$$

Con la tensión de aguante normalizado al impulso por rayo, analizaremos el comportamiento de la línea ante las sobretensiones originadas por descarga atmosférica.

6.6 DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

La densidad de rayos a tierra de la línea se obtiene del “Mapa de Densidad de Rayos a Tierra”¹. En el mapa obtenemos que la línea se encuentra en el estado de Campeche en la zona que contiene un intervalo de

$$6.00 - 8.75 \text{ rayos} / km^2 / \text{año}$$

Para nuestro estudio utilizaremos el máximo valor debido a la estadística de fallas².

$$8.75 \text{ rayos} / km^2 / \text{año}$$

¹ Editado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)

² Tabla de Estadística de Fallas de la LT Lerma - Champotón

TUNDERSTORM DAYS/YEAR

Es el número de tormentas día por año, se obtiene del mapa de frecuencia de tormentas editado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). También se obtiene de la siguiente Formula³

$$\text{No. de Rayos a Tierra por km}^2/\text{año} = N_g = 0.04T_d^{1.25}$$

Donde:

T_d : Es el número de días tormenta por año (nivel isocerámico).

Despejando el valor de T_d se tiene:

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

$$\frac{N_g}{0.04} = T_d^{1.25}$$

Aplicando propiedades de logaritmos:

$$\log_{10} \frac{N_g}{0.04} = \log_{10} T_d^{1.25}$$

$$2.3399 = 1.25 \log_{10} T_d$$

$$\log_{10} \frac{N_g}{0.04} = 1.25 \log_{10} T_d$$

$$\frac{2.3399}{1.25} = \log_{10} T_d$$

$$N_g = 8.75$$

$$1.8719 = \log_{10} T_d$$

$$\log_{10} \frac{8.75}{0.04} = 1.25 \log_{10} T_d$$

$$\log_B A = L \Leftrightarrow B^L = A$$

$$10^{1.8719} = T_d$$

³ La Formula se encuentra en el Capítulo III, Pagina 19, EC.3.2

$$T_d = 74.4560 \approx 75 \text{ Tormentas por Días/año.}$$

6.7 ESTUDIO DEL BLINDAJE

MODELO ELECTROGEOMETRICO

El Modelo Electrogeométrico se desarrolla de la siguiente manera:

Para un valor de corriente de rayo⁴ de 31 kA:

$$r_c = 10I^{0.65} = 10(31kA)^{0.65} = 93.1933m$$

Para las distancias de atracción a tierra para cada torre, tenemos:

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca **TOMEXSA**

- Torre TAS ±0 con una flecha f (50°) = 11.8m

$$r_g = [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)]I^{0.65} = [3.6 + 1.7 \ln(43 - 20.3533)](31kA)^{0.65} = 82.9796m$$

$$y_c = h_{torre} - \frac{2}{3} flecha = 28.22 - \frac{2}{3}(11.8) = 20.3533m$$

- Torre TASG ±0 con una flecha f (50°) = 11.8m

$$r_g = [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)]I^{0.65} = [3.6 + 1.7 \ln(43 - 22.3533)](31kA)^{0.65} = 81.5148m$$

$$y_c = h_{torre} - \frac{2}{3} flecha = 30.22 - \frac{2}{3}(11.8) = 22.3533m$$

⁴ Valor obtenido por Anderson y Eriksson.

- Torre TAD 30° con una flecha $f(50^\circ) = 12.3m$

$$r_g = [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)] I^{0.65} = [3.6 + 1.7 \ln(43 - 22.09)] (31kA)^{0.65} = 81.7155m$$

$$y_c = h_{torre} - \frac{2}{3} flecha = 30.29 - \frac{2}{3}(12.3) = 22.09m$$

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca **AESA**

- Torre TAS ±0 con una flecha $f(50^\circ) = 11.8m$

$$r_g = [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)] I^{0.65} = [3.6 + 1.7 \ln(43 - 20.3833)] (31kA)^{0.65} = 82.9586m$$

$$y_c = h_{torre} - \frac{2}{3} flecha = 28.25 - \frac{2}{3}(11.8) = 20.3833m$$

- Torre TASG ±0 con una flecha $f(50^\circ) = 11.8m$

$$r_g = [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)] I^{0.65} = [3.6 + 1.7 \ln(43 - 21.9833)] (31kA)^{0.65} = 81.7962m$$

$$y_c = h_{torre} - \frac{2}{3} flecha = 29.85 - \frac{2}{3}(11.8) = 21.9833m$$

- Torre TAD 30° con una flecha $f(50^\circ) = 11.42m$

$$r_g = [3.6 + 1.7 \ln(43 - y_c)] I^{0.65} = [3.6 + 1.7 \ln(43 - 21.8066)] (31kA)^{0.65} = 81.9288m$$

$$y_c = h_{torre} - \frac{2}{3} flecha = 29.42 - \frac{2}{3}(11.42) = 21.8066m$$

El ángulo de blindaje de las torres de la línea de transmisión, es de 25° . Los valores obtenidos en las distancias de atracción r_c y r_g varían ligeramente para cada una de las torres (Anexo I). Para fines prácticos del estudio de confiabilidad estas diferencias no afectan las zonas de atracción del conductor de fase y del hilo de guarda.

Se desarrolló el modelo electrogeométrico sobre la silueta de la torre tipo TAS del fabricante de estructuras normalizadas marca TOMEXSA, (Anexo D), en él se muestra que la zona de atracción de la tierra cubre las zonas de atracción de los conductores de fase, es decir, cubre las zonas de atracción de los conductores de fase porque la zona de atracción de la tierra se encuentra por encima de la distancia expuesta.

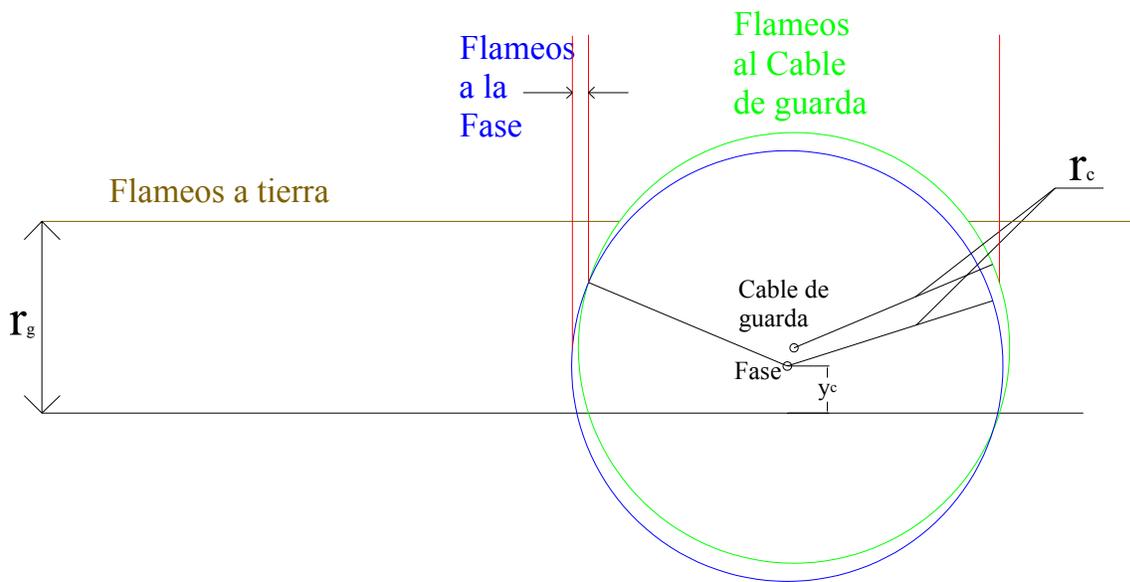


FIG. 6.1 Modelo Electrogeométrico

6.8 ANÁLISIS DEL FLAMEO INVERSO

Para la realización del estudio del fenómeno de Flameo Inverso sobre la línea, fue necesario el uso de un software especial usado como herramienta para un análisis más completo sobre dicho efecto.

Los datos que requiere el programa vienen dados a continuación:

CÁLCULO DE LA ALTURA DE LA CADENA DE AISLADORES.

Para la realización del cálculo de la altura del conductor con respecto al suelo, se tomaron en cuenta los datos de la tabla denominada “Lista de Partes y Materiales” de la Sección denominada “Conjunto de Suspensión Vertical para un Conductor por Fase” (Anexo F).

Tomando la “Alternativa A” que puede observarse en dicha sección, encontramos las siguientes distancias:

- Horquilla “Y” Bola larga 230.25 ± 2.0 mm
- Aisladores (11 por contaminación) 11 x 146 mm = 1606 mm
- Calavera ojo larga 254.00 ± 2.0 mm
- Grapa de suspensión

Debido a que hay una gran diversidad en la medida de las grapas y en los tipos también es necesario elegir la grapa de suspensión adecuada según la tabla de “Características Generales” de las Grapas de Suspensión.

Para determinar el diámetro del conductor, nos referimos a la tabla “Características del Cable del Conductor” a la columna Outside Diameter Inches. El diámetro marcado es 0.858 in y 0.883 in. Haciendo la conversión:

Para 0.858 in:

$$0.858in\left(\frac{2.54cm}{1in}\right) = 2.17932cm = 21.7932mm$$

Para 0.883 in:

$$0.883in\left(\frac{2.54cm}{1in}\right) = 2.24282cm = 22.4282mm$$

Volviendo nuevamente a la tabla de “Características Generales” de las Grapas de Suspensión, buscamos dichos valores en la columna Diámetro del Cable observando que dichos valores corresponden a la *Grapa de Suspensión SAL13*.

Haciendo, finalmente la sumatoria de todas las distancias, encontramos lo siguiente:

- | | |
|-------------------------------------|-----------------|
| • Horquilla “Y” Bola larga | 230.25 ± 2.0 mm |
| • Aisladores (11 por contaminación) | 1606.00 mm |
| • Calavera ojo larga | 254.00 ± 2.0 mm |

$$1652.25 \pm 4.0 \text{ mm}$$

CLAROS DE LONGITUD DESIGUAL: CLARO REGLA O CLARO PROMEDIO

Cuando en una línea existen claros de longitud desigual (el caso más general), cada claro debería ser tensionado de acuerdo a su propia longitud. Sin embargo, esto no es posible con los aisladores de suspensión ya que la cadena de aisladores se giraría para igualar la tensión en cada claro. También es impráctico estar rematando a la línea en cada claro (con cadenas horizontales) por separado. Empero, para eliminar este inconveniente, es posible suponer una tensión uniforme entre soportes de remate definiendo un claro equivalente, el cual se conoce como *Claro Regla* o *Claro Promedio* y basar todos los cálculos en este claro equivalente.

Si se conocen los claros entre soportes el claro regla puede calcularse de la ecuación:

$$L_e = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3 + L_3^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n}}$$

Donde:

L_e : Claro regla o Claro equivalente

L_n : Claro individual en la línea

Generalmente no es necesario tener un valor exacto del claro regla. Un claro regla aproximado puede calcularse como:

$$L_e = L_{avg} + \frac{2}{3}(L_{máx} - L_{avg})$$

Donde:

L_e : Claro promedio en la línea

L_e : Claro máximo en la línea

La tensión T en la línea puede estimarse usando este claro equivalente y la flecha para cada claro puede calcularse de la ecuación:

$$f = \frac{wL^2}{8T}$$

Teniendo como datos los de la Lista de Distribución de la LT Lerma-Champotón, tenemos que el *Claro Promedio* es:

$$L_e = \sqrt{\frac{L_1^3 + L_2^3 + L_3^3 + \dots + L_n^3}{L_1 + L_2 + L_3 + \dots + L_n}} = \sqrt{\frac{9,971,983,663}{56,599}} = \sqrt{176186.56978}$$

$$L_e = 419.7458m \approx 420m$$

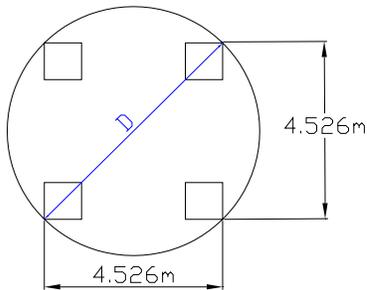
IMPEDANCIA DE LA TORRE

$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2}H_T}{r_T}$$

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca **AESA**

- TAD30

Patas de la Torre



$$D = \sqrt{(4.526)^2 + (4.526)^2} = 6.4007m$$

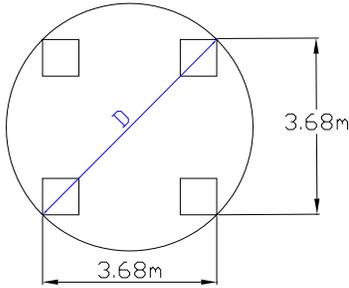
$$r_T = \frac{D}{2} = \frac{6.4007}{2} = 3.2003m$$

$$H_T = 29.42m$$

$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2} \times 29.42}{3.2003} = 195.4890\Omega$$

- TAS

Patatas de la Torre



$$D = \sqrt{(3.68)^2 + (3.68)^2} = 5.2043m$$

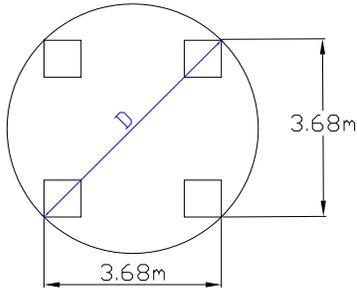
$$r_T = \frac{D}{2} = \frac{5.2043}{2} = 2.6021m$$

$$H_T = 28.25m$$

$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2} \times 28.25}{2.6021} = 205.4697\Omega$$

- TASG

Patatas de la Torre



$$D = \sqrt{(3.68)^2 + (3.68)^2} = 5.2043m$$

$$r_T = \frac{D}{2} = \frac{5.2043}{2} = 2.6021m$$

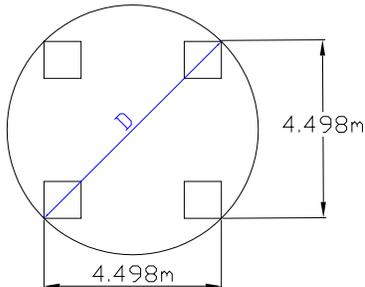
$$H_T = 29.85m$$

$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2} \times 29.85}{2.6021} = 208.7752\Omega$$

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca **TOMEXSA**

- TAD30

Patatas de la Torre



$$D = \sqrt{(4.498)^2 + (4.498)^2} = 6.3611m$$

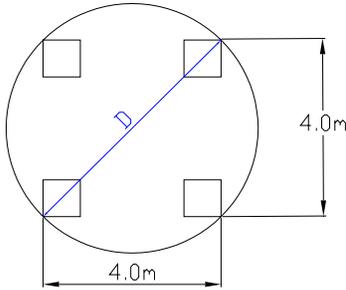
$$r_T = \frac{D}{2} = \frac{6.3611}{2} = 3.1805m$$

$$H_T = 30.29m$$

$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2} \times 30.29}{3.1805} = 197.6099\Omega$$

- TAS

Patas de la Torre



$$D = \sqrt{(4)^2 + (4)^2} = 5.6568m$$

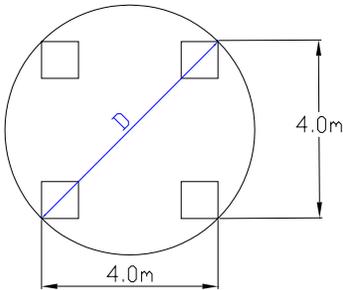
$$r_T = \frac{D}{2} = \frac{5.6568}{2} = 2.8284m$$

$$H_T = 28.22m$$

$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2} \times 28.22}{2.8284} = 200.4024\Omega$$

- TASG

Patas de la Torre



$$D = \sqrt{(4)^2 + (4)^2} = 5.6568m$$

$$r_T = \frac{D}{2} = \frac{5.6568}{2} = 2.8284m$$

$$H_T = 30.22m$$

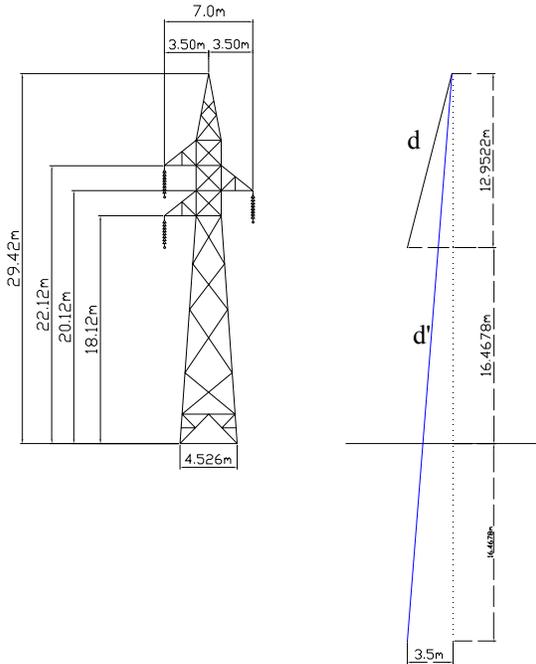
$$Z_T = 60 \ln \frac{2\sqrt{2} \times 30.22}{2.8284} = 204.5108\Omega$$

FACTOR DE ACOPLAMIENTO

$$C = \frac{\ln \frac{d'}{d}}{\ln \frac{2h_g}{r_g}}$$

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca AESA

- TAD 30



Cadena de aisladores

$$h_{ais} = 1.6522m$$

Altura del conductor

Se toma el conductor mas bajo con respecto al cable de guarda

$$h_c = 18.12 - 1.6522 = 16.4678m$$

Por teorema de Pitágoras

$$d = \sqrt{(12.95)^2 + (3.50)^2} = 13.4167m$$

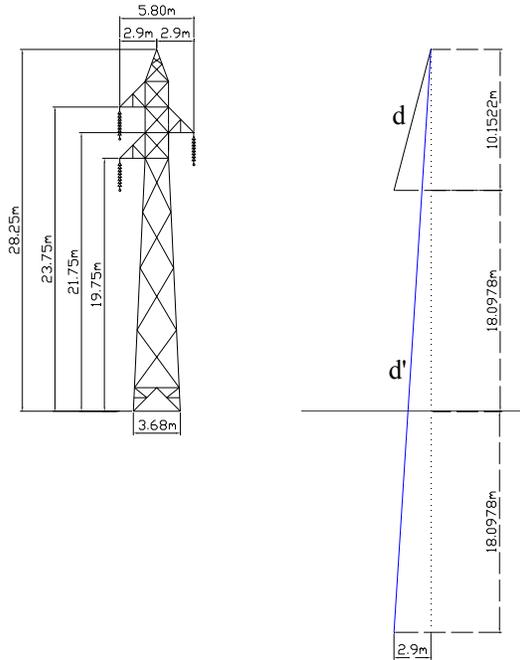
$$d' = \sqrt{(12.95 + 16.4678 \times 2)^2 + (3.50)^2} = 46.0210m$$

$$r_g = 0.385in \left(\frac{2.54cm}{1in} \right) \left(\frac{1m}{100cm} \right) = 0.009779m$$

Es factor de acoplamiento es:

$$C = \frac{\ln\left(\frac{46.0210}{13.4167}\right)}{\ln\left(\frac{2 \times 29.42}{0.009779}\right)} = 0.1416$$

- TAS



Cadena de aisladores

$$h_{ais} = 1.6522m$$

Altura del conductor

Se toma el conductor mas bajo con respecto al cable de guarda

$$h_c = 19.75 - 1.6522 = 18.0978m$$

Por teorema de Pitágoras

$$d = \sqrt{(10.1522)^2 + (2.90)^2} = 10.5582m$$

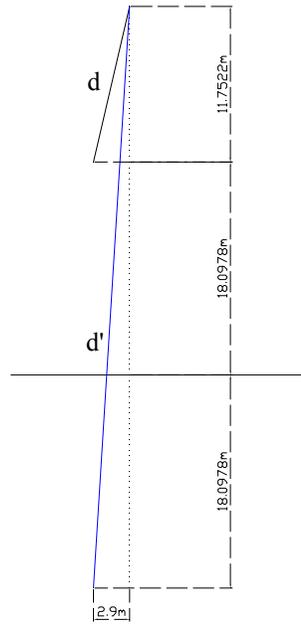
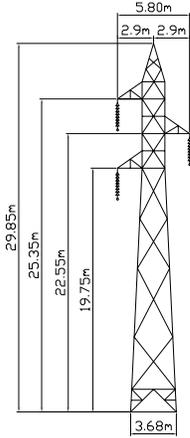
$$d' = \sqrt{(10.1522 + 18.0978 \times 2)^2 + (2.90)^2} = 46.4390m$$

$$r_g = 0.3851 \ln \left(\frac{2.54 \phi \eta}{1 \eta} \right) \left(\frac{1m}{100 \phi \eta} \right) = 0.009779m$$

Es factor de acoplamiento es:

$$C = \frac{\ln \left(\frac{46.4390}{10.5582} \right)}{\ln \left(\frac{2 \times 28.25}{0.009779} \right)} = 0.1710$$

- TASG



Cadena de aisladores

$$h_{ais} = 1.6522m$$

Altura del conductor

Se toma el conductor mas bajo con respecto al cable de guarda

$$h_c = 19.75 - 1.6522 = 18.0978m$$

Por teorema de Pitágoras

$$d = \sqrt{(11.7522)^2 + (2.90)^2} = 12.1047m$$

$$d' = \sqrt{(11.7522 + 18.0978 \times 2)^2 + (2.90)^2} = 48.0354m$$

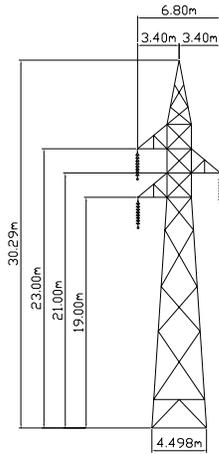
$$r_g = 0.385 \ln \left(\frac{2.54 \phi m}{1 \text{ in}} \right) \left(\frac{1m}{100 \phi m} \right) = 0.009779m$$

Es factor de acoplamiento es:

$$C = \frac{\ln \left(\frac{48.0354}{12.1047} \right)}{\ln \left(\frac{2 \times 29.85}{0.009779} \right)} = 0.1581$$

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca **TOMEXSA**

- TAD 30



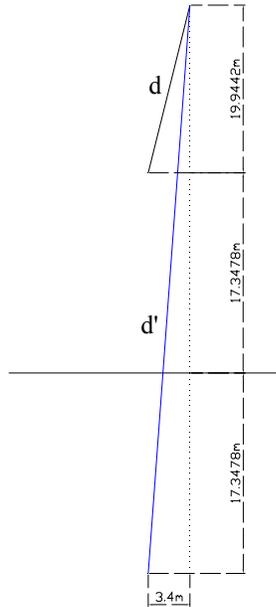
Cadena de aisladores

$$h_{ais} = 1.6522m$$

Altura del conductor

Se toma el conductor mas bajo con respecto al cable de guarda

$$h_c = 19 - 1.6522 = 17.3478m$$



Por teorema de Pitágoras

$$d = \sqrt{(12.9442)^2 + (3.40)^2} = 13.3832m$$

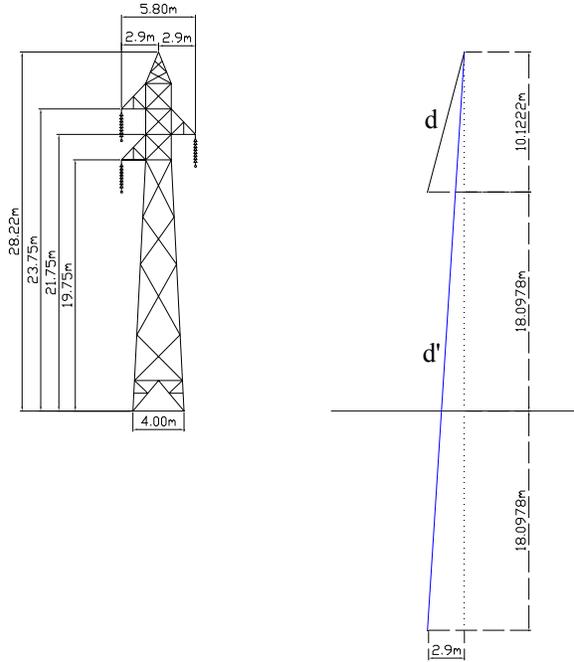
$$d' = \sqrt{(12.9442 + 17.3478 \times 2)^2 + (3.40)^2} = 47.4609m$$

$$r_g = 0.385 \ln \left(\frac{2.54 \phi m}{1 m} \right) \left(\frac{1 m}{100 \phi m} \right) = 0.009779m$$

Es factor de acoplamiento es:

$$C = \frac{\ln \left(\frac{47.4609}{13.3832} \right)}{\ln \left(\frac{2 \times 30.29}{0.009779} \right)} = 0.1457$$

- TAS



Cadena de aisladores

$$h_{ais} = 1.6522m$$

Altura del conductor

Se toma el conductor mas bajo con respecto al cable de guarda

$$h_c = 19.75 - 1.6522 = 18.0978m$$

Por teorema de Pitágoras

$$d = \sqrt{(10.1222)^2 + (2.90)^2} = 10.5294m$$

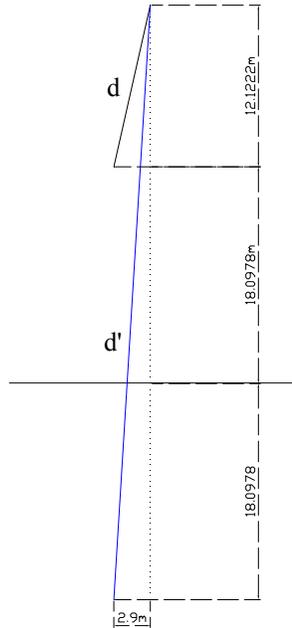
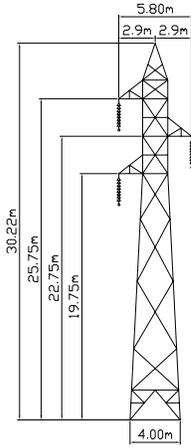
$$d' = \sqrt{(10.1222 + 18.0978 \times 2)^2 + (2.90)^2} = 46.4084m$$

$$r_g = 0.385 \ln \left(\frac{2.54 \phi m}{1 \text{ in}} \right) \left(\frac{1m}{100 \phi m} \right) = 0.009779m$$

Es factor de acoplamiento es:

$$C = \frac{\ln \left(\frac{46.4084}{10.5294} \right)}{\ln \left(\frac{2 \times 28.22}{0.009779} \right)} = 0.1713$$

- TASG



Cadena de aisladores

$$h_{ais} = 1.6522m$$

Altura del conductor

Se toma el conductor mas bajo con respecto al cable de guarda

$$h_c = 19.75 - 1.6522 = 18.0978m$$

Por teorema de Pitágoras

$$d = \sqrt{(12.1222)^2 + (2.90)^2} = 12.4642m$$

$$d' = \sqrt{(12.1222 + 18.0978 \times 2)^2 + (2.90)^2} = 48.4047m$$

$$r_g = 0.385 \ln \left(\frac{2.54 \phi m}{1 m} \right) \left(\frac{1 m}{100 \phi m} \right) = 0.009779m$$

Es factor de acoplamiento es:

$$C = \frac{\ln \left(\frac{48.4047}{12.4642} \right)}{\ln \left(\frac{2 \times 30.22}{0.009779} \right)} = 0.1523$$

RESISTIVIDAD DEL SUELO Y RESISTENCIA AL PIE DE LA TORRE

Debido al tipo de suelo (Anexo E) en el Estado de Campeche, el valor de la resistividad en área de Lerma – Champotón es aproximadamente de

$$\rho = 2000\Omega \cdot m$$

Las resistencias en las estructuras de la línea se muestran en el Anexo E. Para fines de cálculos, usaremos el valor más alto para el estudio que es:

$$R_p = 9.34\Omega$$

Los valores de la *resistencia al pie de la torre* en la LT Lerma-Champotón se encuentran por debajo de los 10Ω . A pesar que el tipo de suelo es de mala calidad, la forma en la que se conecta a tierra la torre de la línea tiene la capacidad de dispersar la corriente del rayo que incide sobre la torre debido a que dicha conexión es utilizada para el esparcimiento de la corriente del rayo que incide en ésta, equilibrando con esto el efecto negativo producido por el suelo.

ANÁLISIS DE FLAMEO INVERSO POR EL SOFTWARE BFR99

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca AESA

TAD 30

Program BFR99 Screen 1 of 3

- 1. Units: Metric
- 2. Ground Flash Density, Flashes/km**2/year NG: 8.749
- 3. Thunderstorm Days/Year TD: 74.46
- 4. Nominal System Voltage, KV VSYS: 115.00
- 5. Power System Voltage Factor KPF: .700

Options:

- 6. Include all values of PF Voltage? --> No
- 7. Number of Steps of PF Voltage NPF: 1
- 8. Use CIGRE Simplified Method? ----> No
- 9. Include Effects of Corona? -----> No
- 10. Insulation Strength Model
MODEL: LPM Equation
- 11. Change Time-Lag Curve for LPM-Detail Model
Present Values: 2us = 1.67 3us = 1.38

Calculation of Counterpoise Resistance

- Units: Metric
- 2. Number of counterpoise in parallel NCP: 4
- Distances between Counterpoises, meters
- 3. From CP 1 to CP 2 A12: 4.53
- 4. From CP 2 to CP 3 A23: 4.53
- 5. From CP 3 to CP 4 A34: 4.53
- 8. Length of each counterpoise, meters LCP: 6.00
- 9. Diameter, millimeters DIA: 9.779
- 10. Burial Depth, meters DPTH: 1.00
- 11. Soil Resistivity, ohm-meters RHO: 2000.00

Program BFR99 Screen 2 of 3

- 1. Shield Wire Surge Impedance, ohms ZG: 523.10
- 2. Tower Surge Impedance, ohms ZT: 195.49
- 3. Coupling Factor C: .142
- 4. Tower Height, meters HT: 29.420
- 5. Phase Conductor Height, meters HCO: 16.470
- 6. Shield Wire Horizontal Separation, meters SG: .00
- 7. Span Length, meters SL: 419.74
- 8. Lightning Impulse CFO (Pos. Polarity), kV CFOS: 572.32
- 9. Altitude, meters ALT: 50.00

Number of Counterpoise NCP: 4

- Resistance of each counterpoise:
- Approximate ROCPA1: 403.05
- "Exact" ROCP1: 419.32

- If Mutual Effects are neglected:
- Total Resistance: ROCP1/NCP
- ROCPT: 104.83

- Considering Mutual Effects:
- Total Resistance
- Approximate ROCPA: 63.66
- "Exact" ROCP: 138.96

- Ratio of Resistance with Mutual Effects to Resistance without Mutual Effects = ROCP/ROCPT
- RATIO: 1.326

Previous Values for Line Section No. 1

1. Percent of Line:	100.00
2. Soil Resistivity, ohm-meters:	2000.00
3. Tower Footing & Grd Rod Resistance:	9.34
4. Number of Counterpoise:	4
5. Resistance of each Counterpoise:	555.82
6. Length of each Counterpoise, meters:	6.00

Program BFR99 Screen 3 of 3 Input for Grounding

Concentrated				Counterpoise		
Line Sec. No.	Percent of Line	Soil Resistivity ohm-meters	Grounds Rods, Tower ohms	No.	Resistance of each	Length of each
1	100.00	2000.00	9.34	4	555.82	6.00
2	.00	.00	.00	0	.00	.00
3	.00	.00	.00	0	.00	.00
4	.00	.00	.00	0	.00	.00
5	.00	.00	.00	0	.00	.00
6	.00	.00	.00	0	.00	.00
7	.00	.00	.00	0	.00	.00
8	.00	.00	.00	0	.00	.00
9	.00	.00	.00	0	.00	.00
10	.00	.00	.00	0	.00	.00

Summary of Backflash Rate Calculations - Prg BFR99

Section No.	BFR, if Section = Entire Line		BFR, for Section	
	100 km-yr	100 mile-yr	100 km-yr	100 mile-yr
1	.13926E+02	.22412E+02	.13926E+02	.22412E+02

Total Backflash Rate for the Line -- Program BFR99

BFR, Backflash Rate:
 Flashovers per 100 km-years = .13926E+02
 Flashovers per 100 mile-years = .22412E+02

NL, Number of Flashes to Line:

Flashes per 100 km-years = 186.33
 Flashes per 100 mile-years = 299.87

Insulation Strength Model ---> LPM Equation
 Use CIGRE Simplified Method ---> No
 Include Effects of Corona ---> No

CFO at 50.00 meters = 569.00

TAS

Program BFR99 Screen 1 of 3

1. Units: Metric
 2. Ground Flash Density, Flashes/km**2/year NG: 8.749
 3. Thunderstorm Days/Year TD: 74.46
 4. Nominal System Voltage, kV VSYS: 115.00
 5. Power System Voltage Factor KPF: .700

Options:
 6. Include all values of PF Voltage? --> No
 7. Number of Steps of PF Voltage NPF: 1
 8. Use CIGRE Simplified Method? ----> No
 9. Include Effects of Corona? -----> No
 10. Insulation Strength Model
 MODEL: LPM Equation
 11. Change Time-Lag Curve for LPM-Detail Model
 Present Values: 2us = 1.67 3us = 1.38

Calculation of Counterpoise Resistance

Units: Metric
 2. Number of counterpoise in parallel NCP: 4

Distances Between Counterpoises, meters

3. From CP 1 to CP 2 A12: 3.68
 4. From CP 2 to CP 3 A23: 3.68
 5. From CP 3 to CP 4 A34: 3.68

8. Length of each counterpoise, meters
 LCP: 6.00

9. Diameter, millimeters DIA: 9.779
 10. Burial Depth, meters DPTH: 1.00

11. Soil Resistivity, ohm-meters RHO: 2000.00

Program BFR99 Screen 2 of 3

1. Shield Wire Surge Impedance, ohms
 ZG: 523.10
 2. Tower Surge Impedance, ohms
 ZT: 205.47
 3. Coupling Factor
 C: .171
 4. Tower Height, meters
 HT: 28.250
 5. Phase Conductor Height, meters
 HCO: 18.097
 6. Shield Wire Horizontal Separation, meters
 SG: .00
 7. Span Length, meters
 SL: 419.74
 8. Lightning Impulse CFO (Pos. Polarity), kV
 CFOS: 572.32
 9. Altitude, meters
 ALT: 50.00

Number of Counterpoise

NCP: 4

Resistance of each counterpoise:
 - Approximate ROCPA1: 403.05
 - "Exact" ROCP1: 419.32

If Mutual Effects are neglected:
 Total Resistance: ROCP1/NCP
 ROCPT: 104.83

Considering Mutual Effects:
 Total Resistance
 - Approximate ROCPA: 79.13
 - "Exact" ROCP: 145.14

Ratio of Resistance with Mutual Effects
 to Resistance without Mutual Effects
 = ROCP/ROCP1
 RATIO: 1.384

Previous Values for Line Section No. 1

1. Percent of Line:	100.00
2. Soil Resistivity, ohm-meters:	2000.00
3. Tower Footing & Grd Rod Resistance:	9.34
4. Number of Counterpoise:	4
5. Resistance of each Counterpoise:	580.54
6. Length of each Counterpoise, meters:	6.00

Program BFR99 Screen 3 of 3 Input for Grounding

Line Sec. No.	Concentrated			Counterpoise		
	Percent of Line	Soil Resistivity ohm-meters	Grounds Rods, Tower ohms	No.	Resistance of each	Length of each
1	100.00	2000.00	9.34	4	580.54	6.00
2	.00	.00	.00	0	.00	.00
3	.00	.00	.00	0	.00	.00
4	.00	.00	.00	0	.00	.00
5	.00	.00	.00	0	.00	.00
6	.00	.00	.00	0	.00	.00
7	.00	.00	.00	0	.00	.00
8	.00	.00	.00	0	.00	.00
9	.00	.00	.00	0	.00	.00
10	.00	.00	.00	0	.00	.00

Summary of Backflash Rate Calculations - Prg BFR99

Section No.	BFR, if Section = Entire Line		BFR, for Section	
	100 km-yr	100 mile-yr	100 km-yr	100 mile-yr
1	.13213E+02	.21264E+02	.13213E+02	.21264E+02

Total Backflash Rate for the Line -- Program BFR99

BFR, Backflash Rate:
 Flashovers per 100 km-years = .13213E+02
 Flashovers per 100 mile-years = .21264E+02

NL, Number of Flashes to Line:

Flashes per 100 km-years = 181.85
 Flashes per 100 mile-years = 292.65

Insulation Strength Model ---> LPM Equation
 Use CIGRE Simplified Method ---> No
 Include Effects of Corona ---> No

CFO at 50.00 meters = 569.00 kV

TASG

Program BFR99 Screen 1 of 3

- 1. Units: Metric
- 2. Ground Flash Density, Flashes/km**2/year NG: 8.749
- 3. Thunderstorm Days/Year TD: 74.46
- 4. Nominal System Voltage, kV VSYS: 115.00
- 5. Power System Voltage Factor KPF: .700

Options:

- 6. Include all values of PF Voltage? --> No
- 7. Number of Steps of PF Voltage NPF: 1
- 8. Use CIGRE Simplified Method? ----->No
- 9. Include Effects of Corona? -----> No
- 10. Insulation Strength Model
MODEL: LPM Equation
- 11. Change Time-Lag Curve for LPM-Detail Model
Present Values: 2us = 1.67 3us = 1.38

Program BFR99 Screen 2 of 3

- 1. Shield Wire Surge Impedance, ohms
ZG: 523.10
- 2. Tower Surge Impedance, ohms
ZT: 208.77
- 3. Coupling Factor
C: .158
- 4. Tower Height, meters
HT: 29.850
- 5. Phase Conductor Height, meters
HCO: 18.098
- 6. Shield Wire Horizontal Separation, meters
SG: .00
- 7. Span Length, meters
SL: 419.74
- 8. Lightning Impulse CFO (Pos. Polarity), kV
CFOS: 572.32
- 9. Altitude, meters
ALT: 50.00

Calculation of Counterpoise Resistance

EL VALOR DE LA RESISTENCIA DE LA CONTRA-ANTENA ES EL MISMO QUE LA TORRE "TAS"

Previous Values for Line Section No. 1

- 1. Percent of Line: 100.00
- 2. Soil Resistivity, ohm-meters: 2000.00
- 3. Tower Footing & Grd Rod Resistance:
9.34
- 4. Number of Counterpoise: 4
- 5. Resistance of each Counterpoise:
580.54
- 6. Length of each Counterpoise, meters:
6.00

Program BFR99 Screen 3 of 3 Input for Grounding

Concentrated

Counterpoise

Line Sec. No.	Percent of Line	Soil Resistivity ohm-meters	Grounds Rods, Tower ohms	No.	Resistance of each	Length of each
1	100.00	2000.00	9.34	4	580.54	6.00
2	.00	.00	.00	0	.00	.00
3	.00	.00	.00	0	.00	.00
4	.00	.00	.00	0	.00	.00
5	.00	.00	.00	0	.00	.00
6	.00	.00	.00	0	.00	.00
7	.00	.00	.00	0	.00	.00
8	.00	.00	.00	0	.00	.00
9	.00	.00	.00	0	.00	.00
10	.00	.00	.00	0	.00	.00

Summary of Backflash Rate Calculations - Prg BFR99

Section No.	BFR, if Section = Entire Line		BFR, for Section	
	100 km-yr	100 mile-yr	100 km-yr	100 mile-yr
1	.14396E+02	.23168E+02	.14396E+02	.23168E+02

Total Backflash Rate for the Line -- Program BFR99

BFR, Backflash Rate:
 Flashovers per 100 km-years = .14396E+02
 Flashovers per 100 mile-years = .23168E+02

NL, Number of Flashes to Line:

Flashes per 100 km-years = 187.96
 Flashes per 100 mile-years = 302.49

Insulation Strength Model ---> LPM Equation
 Use CIGRE Simplified Method ---> No
 Include Effects of Corona ---> No

CFO at 50.00 meters = 569.00 kV

Fabricante de Estructuras Normalizadas Marca **TOMEXSA**

TAD30

Program BFR99 Screen 1 of 3

 1. Units: Metric
 2. Ground Flash Density, Flashes/km**2/year NG: 8.749
 3. Thunderstorm Days/Year TD: 74.46
 4. Nominal System Voltage, kV VSYS: 115.00
 5. Power System Voltage Factor KPF: .700

Options:
 6. Include all values of PF Voltage? --> No
 7. Number of Steps of PF Voltage NPF: 1
 8. Use CIGRE Simplified Method? -----> No
 9. Include Effects of Corona? -----> No
 10. Insulation Strength Model
 MODEL: LPM Equation
 11. Change Time-Lag Curve for LPM-Detail Model
 Present Values: 2us = 1.67 3us = 1.38

Program BFR99 Screen 2 of 3

 1. Shield Wire Surge Impedance, ohms
 ZG: 523.10
 2. Tower Surge Impedance, ohms
 ZT: 197.61
 3. Coupling Factor
 C: .146
 4. Tower Height, meters
 HT: 30.290
 5. Phase Conductor Height, meters
 HCO: 17.347
 6. Shield Wire Horizontal Separation, meters
 SG: .00
 7. Span Length, meters
 SL: 419.74
 8. Lightning Impulse CFO (Pos. Polarity), kV
 CFOS: 572.32
 9. Altitude, meters
 ALT: 50.00

Calculation of Counterpoise Resistance

 Units: Metric
 2. Number of counterpoise in parallel
 NCP: 4
 Distances Between Counterpoises, meters
 3. From CP 1 to CP 2 A12: 4.50
 4. From CP 2 to CP 3 A23: 4.50
 5. From CP 3 to CP 4 A34: 4.50
 8. Length of each counterpoise, meters
 LCP: 6.00
 9. Diameter, millimeters
 DIA: 9.779
 10. Burial Depth, meters
 DPTH: 1.00
 11. Soil Resistivity, ohm-meters
 RHO: 2000.00

Number of Counterpoise NCP: 4

Resistance of each counterpoise:
 - Approximate ROCPA1: 403.05
 - "Exact" ROCP1: 419.32
 If Mutual Effects are neglected:
 Total Resistance: ROCP1/NCP
 ROCPT: 104.83
 Considering Mutual Effects:
 Total Resistance
 - Approximate ROCPA: 64.13
 - "Exact" ROCP: 139.13
 Ratio of Resistance with Mutual Effects
 to Resistance without Mutual Effects
 = ROCP/ROCP1
 RATIO: 1.327

Previous Values for Line Section No. 1

1. Percent of Line:	100.00
2. Soil Resistivity, ohm-meters:	2000.00
3. Tower Footing & Grd Rod Resistance:	9.34
4. Number of Counterpoise:	4
5. Resistance of each Counterpoise:	556.52
6. Length of each Counterpoise, meters:	6.00

Program BFR99 Screen 3 of 3 Input for Grounding

Concentrated				Counterpoise		
Line Sec. No.	Percent of Line	Soil Resistivity ohm-meters	Grounds Rods, Tower ohms	No.	Resistance of each	Length of each
1	100.00	2000.00	9.34	4	556.52	6.00
2	.00	.00	.00	0	.00	.00
3	.00	.00	.00	0	.00	.00
4	.00	.00	.00	0	.00	.00
5	.00	.00	.00	0	.00	.00
6	.00	.00	.00	0	.00	.00
7	.00	.00	.00	0	.00	.00
8	.00	.00	.00	0	.00	.00
9	.00	.00	.00	0	.00	.00
10	.00	.00	.00	0	.00	.00

Summary of Backflash Rate Calculations - Prg BFR99

Section No.	BFR, if Section = Entire Line		BFR, for Section	
	100 km-yr	100 mile-yr	100 km-yr	100 mile-yr
1	.14377E+02	.23137E+02	.14377E+02	.23137E+02

Total Backflash Rate for the Line – Program BFR99

BFR, Backflash Rate:
 Flashovers per 100 km-years = .14377E+02
 Flashovers per 100 mile-years = .23137E+02

NL, Number of Flashes to Line:

Flashes per 100 km-years = 189.61
 Flashes per 100 mile-years = 305.16

Insulation Strength Model ---> LPM Equation
 Use CIGRE Simplified Method ---> No
 Include Effects of Corona ---> No

CFO at 50.00 meters = 569.00 kV

TAS

Program BFR99 Screen 1 of 3

-
- | | |
|---|--------------|
| 1. Units: | Metric |
| 2. Ground Flash Density, Flashes/km**2/year | NG: 8.749 |
| 3. Thunderstorm Days/Year | TD: 74.46 |
| 4. Nominal System Voltage, kV | VSYS: 115.00 |
| 5. Power System Voltage Factor | KPF: .700 |

- Options:
- | | |
|--|---------------------|
| 6. Include all values of PF Voltage? --> | No |
| 7. Number of Steps of PF Voltage | NPF: 1 |
| 8. Use CIGRE Simplified Method? -----> | No |
| 9. Include Effects of Corona? -----> | No |
| 10. Insulation Strength Model | MODEL: LPM Equation |
| 11. Change Time-Lag Curve for LPM-Detail Model | |
- Present Values: 2us = 1.67 3us = 1.38
-

Program BFR99 Screen 2 of 3

-
- | | |
|--|--------------|
| 1. Shield Wire Surge Impedance, ohms | ZG: 523.10 |
| 2. Tower Surge Impedance, ohms | ZT: 200.40 |
| 3. Coupling Factor | C: .171 |
| 4. Tower Height, meters | HT: 28.220 |
| 5. Phase Conductor Height, meters | HCO: 18.098 |
| 6. Shield Wire Horizontal Separation, meters | SG: .00 |
| 7. Span Length, meters | SL: 419.74 |
| 8. Lightning Impulse CFO (Pos. Polarity), kV | CFOS: 572.32 |
| 9. Altitude, meters | ALT: 50.00 |
-

Calculation of Counterpoise Resistance

-
- | | |
|---|--------------|
| Units: | Metric |
| 2. Number of counterpoise in parallel | NCP: 4 |
| Distances Between Counterpoises, meters | |
| 3. From CP 1 to CP 2 | A12: 4.00 |
| 4. From CP 2 to CP 3 | A23: 4.00 |
| 5. From CP 3 to CP 4 | A34: 4.00 |
| 8. Length of each counterpoise, meters | LCP: 6.00 |
| 9. Diameter, millimeters | DIA: 9.779 |
| 10. Burial Depth, meters | DPTH: 1.00 |
| 11. Soil Resistivity, ohm-meters | RHO: 2000.00 |
-

Number of Counterpoise

NCP: 4

- Resistance of each counterpoise:
- | | |
|---------------|----------------|
| - Approximate | ROCPA1: 403.05 |
| - "Exact" | ROCP1: 419.32 |
- If Mutual Effects are neglected:
- Total Resistance: ROCP1/NCP
- ROCPT: 104.83
- Considering Mutual Effects:
- Total Resistance
- | | |
|---------------|--------------|
| - Approximate | ROCPA: 72.94 |
| - "Exact" | ROCP: 142.57 |
- Ratio of Resistance with Mutual Effects to Resistance without Mutual Effects = ROCP/ROCP1
- RATIO: 1.360
-

Previous Values for Line Section No. 1

1. Percent of Line:	100.00
2. Soil Resistivity, ohm-meters:	2000.00
3. Tower Footing & Grd Rod Resistance:	9.34
4. Number of Counterpoise:	4
5. Resistance of each Counterpoise:	570.26
6. Length of each Counterpoise, meters:	6.00

Program BFR99 Screen 3 of 3 Input for Grounding

Line Sec. No.	Percent of Line	Soil Resistivity ohm-meters	Grounds Rods, Tower ohms	Counterpoise		
				No.	Resistance of each	Length of each
1	100.00	2000.00	9.34	4	570.26	6.00
2	.00	.00	.00	0	.00	.00
3	.00	.00	.00	0	.00	.00
4	.00	.00	.00	0	.00	.00
5	.00	.00	.00	0	.00	.00
6	.00	.00	.00	0	.00	.00
7	.00	.00	.00	0	.00	.00
8	.00	.00	.00	0	.00	.00
9	.00	.00	.00	0	.00	.00
10	.00	.00	.00	0	.00	.00

Summary of Backflash Rate Calculations - Prg BFR99

Section No.	BFR, if Section = Entire Line		BFR, for Section	
	100 km-yr	100 mile-yr	100 km-yr	100 mile-yr
1	.12997E+02	.20916E+02	.12997E+02	.20916E+02

Total Backflash Rate for the Line – Program BFR99

BFR, Backflash Rate:
 Flashovers per 100 km-years = .12997E+02
 Flashovers per 100 mile-years = .20916E+02

NL, Number of Flashes to Line:

Flashes per 100 km-years = 181.73
 Flashes per 100 mile-years = 292.47

Insulation Strength Model ---> LPM Equation
 Use CIGRE Simplified Method ---> No
 Include Effects of Corona ---> No

CFO at 50.00 meters = 569.00 kV

TASG

Program BFR99 Screen 1 of 3

- 1. Units: Metric
- 2. Ground Flash Density, Flashes/km**2/year NG: 8.749
- 3. Thunderstorm Days/Year TD: 74.46
- 4. Nominal System Voltage, kV VSYS: 115.00
- 5. Power System Voltage Factor KPF: .700

Options:

- 6. Include all values of PF Voltage? --> No
- 7. Number of Steps of PF Voltage NPF: 1
- 8. Use CIGRE Simplified Method? -----> No
- 9. Include Effects of Corona? -----> No
- 10. Insulation Strength Model
MODEL: LPM Equation
- 11. Change Time-Lag Curve for LPM-Detail Model
Present Values: 2us = 1.67 3us = 1.38

Program BFR99 Screen 2 of 3

- 1. Shield Wire Surge Impedance, ohms
ZG: 523.10
- 2. Tower Surge Impedance, ohms
ZT: 204.51
- 3. Coupling Factor
C: .152
- 4. Tower Height, meters
HT: 30.220
- 5. Phase Conductor Height, meters
HCO: 18.098
- 6. Shield Wire Horizontal Separation, meters
SG: .00
- 7. Span Length, meters
SL: 419.74
- 8. Lightning Impulse CFO (Pos. Polarity), kV
CFOS: 572.32
- 9. Altitude, meters
ALT: 50.00

Calculation of Counterpoise Resistance

EL VALOR DE LA RESISTENCIA DE LA CONTRA-ANTENA ES EL MISMO QUE LA TORRE "TAS"

Previous Values for Line Section No. 1

- 1. Percent of Line: 100.00
- 2. Soil Resistivity, ohm-meters: 2000.00
- 3. Tower Footing & Grd Rod Resistance: 9.34
- 4. Number of Counterpoise: 4
- 5. Resistance of each Counterpoise: 570.26
- 6. Length of each Counterpoise, meters: 6.00

Program BFR99 Screen 3 of 3 Input for Grounding

Concentrated				Counterpoise		
Line Sec. No.	Percent of Line	Soil Resistivity ohm-meters	Grounds Rods, Tower ohms	No.	Resistance of each	Length of each
1	100.00	2000.00	9.34	4	570.26	6.00
2	.00	.00	.00	0	.00	.00
3	.00	.00	.00	0	.00	.00
4	.00	.00	.00	0	.00	.00
5	.00	.00	.00	0	.00	.00
6	.00	.00	.00	0	.00	.00
7	.00	.00	.00	0	.00	.00
8	.00	.00	.00	0	.00	.00
9	.00	.00	.00	0	.00	.00
10	.00	.00	.00	0	.00	.00

Summary of Backflash Rate Calculations - Prg BFR99

Section No.	BFR, if Section = Entire Line		BFR, for Section	
	100 km-yr	100 mile-yr	100 km-yr	100 mile-yr
1	.14636E+02	.23554E+02	.14636E+02	.23554E+02

Total Backflash Rate for the Line – Program BFR99

BFR, Backflash Rate:
 Flashovers per 100 km-years = .14636E+02
 Flashovers per 100 mile-years = .23554E+02

NL, Number of Flashes to Line:
 Flashes per 100 km-years = 189.35
 Flashes per 100 mile-years = 304.73

Insulation Strength Model ---> LPM Equation
 Use CIGRE Simplified Method ---> No
 Include Effects of Corona ---> No

CFO at 50.00 meters = 569.00 kV

Los resultados obtenidos en las corridas son muy desfavorables debido a que el índice de flameo inverso/100 Km. /año, tomando como ejemplo la torre tipo TAS, del fabricante de estructuras normalizadas marca TOMEXSA (anexo D), son demasiado altas. La Unidad de Ingeniería Especializada (UIE) de CFE menciona que no se tienen parámetros de comparación para estos valores, sin embargo, si tomamos en cuenta que CFE tiene un índice de flameo por descarga atmosférica de 1 flameo/100 Km. /año y el programa nos proporciona un índice de flameo/100 Km. /año, resultado de los datos ingresados, podemos hacer una comparación de éstos. Comparando los valores teóricos con los prácticos podemos decir que la confiabilidad de la LT Lerma-Champotón es muy baja, conclusión que será esbozada al final del texto.

CONCLUSIONES

El estudio de las Líneas de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional sirve para valorar la confiabilidad de éstas debido a las descargas atmosféricas. Su estudio es de gran importancia ya que las LT se encuentran conectadas a un gran número de consumidores de energía eléctrica que genera grandes ganancias; si la CFE no provee esta conexión con los usuarios, debido a salidas de falla por fenómenos atmosféricos, produce cuantiosas pérdidas. Es por eso que debemos realizar un buen diseño cumpliendo con las reglas que establecen las organizaciones nacionales e internacionales. Si el diseño es el apropiado y persisten las salidas de falla en la línea es necesario realizar un *estudio de confiabilidad en la línea*.

El caso práctico que estudiamos fue la Línea de Transmisión Lerma – Champotón de 57 Km., localizada en el Estado de Campeche. La tabla estadística de las fallas frente a descargas atmosféricas de la línea de transmisión Lerma – Champotón comprende de 1986 a 2003, que en un promedio por año, es de 0.20833×10^2 Salidas/ 100 Km. /año, mayor que el establecido por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que es de 1 salida/ 100 Km. /año. De acuerdo al índice que establece CFE, el número que debe tener la línea es de 0.57 salidas, para tal efecto fue necesario realizar un estudio de confiabilidad en la línea para analizarla a profundidad y encontrar las causas que generan las fallas.

Fue indispensable el valor de la densidad de rayos a tierra en el área del Estado de Campeche, donde está localizada la línea de transmisión ya que es necesario conocer la frecuencia en la que ocurren las descargas atmosféricas en un sitio determinado para el análisis de confiabilidad de la LT. Esta frecuencia se le conoce como el Nivel Isoceráunico cuyo valor se establece en un periodo de 11 años, la razón es que en este lapso se cubren todas las variaciones estacionales en una región. En México se cuenta con el mapa de frecuencia de tormentas 1999-2002 y el mapa de isodensidad de rayos a tierra 1983-1993 gracias a la colaboración del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y CFE. El valor de la densidad de rayos a tierra para la línea de transmisión Lerma – Champotón es de $8.75 \text{ rayos} / \text{km}^2 / \text{año}$.

De acuerdo al análisis de confiabilidad que realizamos en la línea de transmisión Lerma–Champutón, obtuvimos la distancia dieléctrica al impulso por rayo. Con este valor de la distancia y teniendo las dimensiones del aislador estándar, obtuvimos el número de aisladores que fue de 8 aisladores que comprende la cadena. Sin embargo, también calculamos la distancia dieléctrica por contaminación, esto es, que en la zona donde se encuentra la línea de transmisión es un área muy cerca de la costa expuesta a la brisa del mar y contaminantes del mar, por lo tanto, el nivel de contaminación es muy alta. Al calcular la distancia de fuga tuvimos como resultado 11 aisladores que es superior al número de aisladores por impulso; tal es la preferencia de tener un buen nivel de aislamiento, que se opta por el mayor número de ésta, ya que la porción húmeda del aislamiento genera un esfuerzo de tensión más elevado originando bandas secas adicionales e incrementando la actividad de las descargas hasta que ocurre un flameo. Sin embargo la LT opera con una cadena de 8 aisladores poniendo en peligro el nivel de confiabilidad de la línea. Para nuestro estudio tomamos el valor de la distancia dieléctrica por nivel de contaminación, ya que es indispensable que la línea se encuentre aislada de los fenómenos naturales.

Con el valor de la tensión de aguante al impulso normalizado de 550KV, que es el Nivel Básico de Aislamiento (NBAI) para una línea de 115kV, no hubo que realizar corrección por presión atmosférica. Esto se debió a que la línea de transmisión no pasa la altura de 50m. Con este valor se obtuvo la Tensión Crítica de Flameo (TCF) que fue de 572.30 KV.

Analizando el blindaje de las torres que se encuentran en la línea de transmisión con el dimensionamiento geométrico de las mismas, proporcionadas por CFE y con el cálculo de las distancias de atracción r_c y r_g se demuestra que la zona de atracción de la tierra cubre las zonas de atracción de los conductores de fase, es decir, la zona de atracción de la tierra cubre la distancia expuesta para una falla de blindaje (D_c). Por lo tanto, el blindaje en la línea de transmisión se encuentra bien diseñado.

La otra parte del estudio de confiabilidad fue el fenómeno de *Flameo Inverso*. Este fenómeno es producido cuando se sobreponen la onda incidente y la onda reflejada generada por un deficiente drenado de la corriente del rayo por conexión a tierra de las patas de la torre.

Para reducir la probabilidad de flameo inverso, se maneja el concepto de resistencia al pie de la torre, que representa la resistencia a puesta de tierra.

Mediante el software, proporcionado por Hileman [B2], en el programa BFR99 se hizo el análisis de flameo inverso en las torres que presenta la línea de transmisión.

El análisis de flameo inverso se realiza en diferentes secciones de la línea. Para efecto de nuestro análisis suponemos a la línea de transmisión como una sección al 100%, dos torres y un solo claro. Para esto, calculamos un claro promedio de toda la línea. Haciendo las corridas en el programa con estas suposiciones y calculando los demás datos que exige el programa (cálculo de la ruptura de la rigidez dieléctrica, distancia dieléctrica por impulso, por contaminación, tunderstorm days/year, cálculo de la altura de la cadena de aisladores, claros de longitud desigual: claro regla o claro promedio, impedancia de la torre, factor de acoplamiento, resistividad del suelo y resistencia al pie de la torre) el índice de flameo inverso obtenido para cada una de las torres estudiadas es muy elevado. La Tensión Crítica de Flameo (TCF) obtenida en el programa BFR99 fue de 569.0 KV que está por debajo de la TCF establecida en función del NBAI, de las especificaciones de CFE, esto es, que a una menor tensión establecida por las normas y especificaciones nacionales e internacionales, se genera un flameo.

Los resultados obtenidos en las corridas por el programa BFR99 no fueron lo que se esperaba, debido a que el índice de flameo inverso/100 Km. /año, (tomando como ejemplo la torre tipo TAS, del fabricante de estructuras normalizadas marca TOMEXSA (Anexo D)) se encuentra por encima de los niveles de confiabilidad de una LT. La CFE no tiene parámetros de comparación para estos valores, sin embargo, el programa nos proporciona un índice de flameo/100 Km. /año, resultado de los datos ingresados pudiendo hacer una comparación con el valor que proporciona la CFE de 1 flameo/100 Km. /año. Comparando los valores teóricos con los prácticos podemos decir que la confiabilidad de la LT Lerma-Champotón es muy baja ya que el índice de flameo/100 Km. /año el software está por encima del valor especificado por CFE.

Manipulando los valores de la línea de transmisión en el programa observamos que variando el valor de la resistencia al pie de la torre y la resistividad del terreno, disminuye considerablemente el índice de flameo inverso. Por ende, mejorando el sistema de tierras es posible atenuar el efecto de la corriente del rayo, esto se puede hacer mediante el uso de electrodos y contra-antenas considerando la longitud efectiva de ésta para descargas atmosféricas, establecido por la CFE, [B6].

La CFE está efectuando el mantenimiento y mejoramiento a los sistemas de tierra de la Península de Yucatán. Para la Línea de Transmisión Lerma-Champotón los trabajos realizados en el 2002 en el sistema de tierras (60 en los electrodos, 40 contra-antena) y corrección en las estructuras (70 estructuras) fueron para efecto de elevar el nivel de confiabilidad de la LT. Sin embargo aquí no acaba el problema, la inesperada pérdida de las conexiones a tierra, causada por la sustracción cable de cobre conectada a tierra, disminuye la confiabilidad de la línea. Es por eso que hay que buscar la manera que esto no se presente.

Por ende, hay que buscar la manera de eliminar el problema y esto es con la nueva tecnología que se está presentando ahora como los Supresores de Sobretensión por Descarga Atmosférica (SSDA). Con los SSDA, ya en función en algunas líneas de transmisión (LT's) por ejemplo Durango y Poza rica, hubo una disminución o incluso se anuló las salidas debido a descargas atmosféricas. Esta tecnología se está elaborando en la CFE y en el área metropolitana por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

ANEXO A

C	SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCION	GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN
F	G. P. T. T.	SUBGERENCIA DE INGENIERIA BÁSICA DE SE. Y L.T.
E		

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS
GENERALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
DE 115 kV, 1 CIRCUITO, 1 CONDUCTOR
POR FASE 477 KCM Y CABLE DE
GUARDA DE ACERO 3/8"

NÚMERO	CONCEPTOS	UNIDADES	VALORES
1	Voltaje máximo de operación	kV	123
2	Voltaje nominal de operación	kV	115
3	Voltaje crítico de flameo (U 50%) hasta 1000 m.s.n.m	kV	572.32
4	Nivel básico de aislamiento por rayo	kV	550
5	Nivel básico de aislamiento por maniobra de interruptores	kV	550
6	Impedancia característica de conductores, terreno plano	ohms	471.16
7	Impedancia característica de conductores, terreno ondulado	ohms	498.93
8	Impedancia característica de conductores, terreno montañoso	ohms	540.52
9	Impedancia característica de cables de guarda	ohms	523.098
10	Impedancia característica de la torre	ohms	155.106
11	Impedancia serie (secuencia cero)	ohms/km	0.4438+j1.7612
12	impedancia serie (secuencia positiva)	ohms/km	0.1287+j0.4913
13	Admitancia shunt (secuencia cero)	mhos/km	0.0+j1.9323E-6
14	Admitancia shunt (secuencia positiva)	mhos/km	0.0+j3.3459E-6
15	Potencia máxima de transmisión al límite termico de los conductores	MW	

ANEXO A

C	SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCION	GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN
F	G. P. T. T.	SUBGERENCIA DE INGENIERIA BÁSICA DE SE. Y L.T.
E		

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS
GENERALES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
DE 115 kV, 1 CIRCUITO, 1 CONDUCTOR
POR FASE 477 KCM Y CABLE DE
GUARDA DE ACERO 3/8"

NÚMERO	CONCEPTOS	UNIDADES	VALORES
16	Potencia característica (SIL)	MW	34.513
17	Pérdidas por efecto Joule $I^2 R$ con máxima potencia (SIL)	kW/km	18.11
18	Pérdidas por efecto Joule $I^2 R$ con 50% potencia (SIL)	kW/km	4.527
19	Pérdidas por efecto Joule $I^2 R$ con 25% potencia (SIL)	kW/km	1.131
20	Pérdidas por efecto corona máximas, tiempo seco (a 1000 m.s.n.m.) (a 2000 m.s.n.m.)	kW/km	0.2534 0.28512
21	Pérdidas por efecto corona máximas, tiempo humedo (a 1000 m.s.n.m.) (a 2000 m.s.n.m.)	kW/km	1.2672 1.4256
22	Nivel de ruido radio eléctrico máximo	DB	18.29
23	Derecho de vía, Zona Urbana	m	21
24	Derecho de vía, Zona Rural	m	24
25	Potencia específica	MW/m	1.534

ANEXO A

C	SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCION	GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN
F	G. P. T. T.	SUBGERENCIA DE INGENIERIA BÁSICA DE SE. Y L.T.
E		

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CONDUCTORES 477 KCM ACSR

ESPECIFICACIÓN CFE E0000-12

NÚMERO	CONCEPTOS	UNIDADES	VALORES
1	Designación Comercial		HAWK
2	Descripción corta	Cable ACSR	477.0
3	Designación AUG	KCM	477.0
4	Área de la sección total	mm ²	281.1
5	Área de la sección de aluminio	mm ²	241.6
6	Número de alambres de acero	Alambres	7
7	Número de alambres de aluminio	Alambres	26
8	Diámetro de cada hilo de acero	mm	3.44
9	Diámetro de cada hilo de aluminio	mm	2.68
10	Diámetro externo total	mm	21.8
11	Resistencia a la ruptura	KN (kg.)	86.52 8820
12	Peso aproximado	kg/m	0.975
13	Módulo de elasticidad inicial	kg/cm ²	5.86E+05
14	Módulo de elasticidad final	kg/cm ²	7.65E+05
15	Coefficiente de dilatación lineal inicial	10 ⁻⁶ /°C	17.53
16	Coefficiente de dilatación lineal final	10 ⁻⁶ /°C	18.82
17	Corriente a 60 Hz.	Amperes	670
18	Resistencia eléctrica a 25° y a 60 Hz.	ohms/km	0.1168
19	Radio medio geométrico a 60 Hz.	mm	8.808

ANEXO A

C F E	SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCION	GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN
	G. P. T. T.	SUBGERENCIA DE INGENIERIA BÁSICA DE SE. Y L.T.

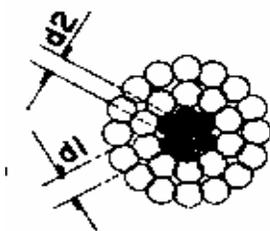
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE
LOS CONDUCTORES 477 KCM ACSR

ESPECIFICACIÓN CFE E0000-12

NÚMERO	CONCEPTOS	UNIDADES	VALORES
20	Factores de sobrecarga, con las siguientes condiciones:		
	<u>ALTURA S.N.M. DE 0 A 1400 M.</u>		
	50°C de temperatura sin viento, y sin hielo		1.0
	5°C de temperatura con viento de 100 km/h, sin hielo		1.52
	5°C de temperatura con viento de 125 km/h, sin hielo		1.83
	<u>ALTURA S.N.M. DE 1400 A 3200 M</u>		
	50°C de temperatura sin viento, y sin hielo		1.0
	-10°C de temperatura con viento de 70 km/h y 6 mm de espesor de hielo		1.82
	-10°C de temperatura con viento de 100 km/h, sin hielo		1.54



26/7 HILOS

FIGURA CABLE ACSR

ANEXO A

C F E	SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCION	GERENCIA DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN
	G. P. T. T.	SUBGERENCIA DE INGENIERIA BÁSICA DE SE. Y L.T.

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ALTA TENSIÓN

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE
LOS CONDUCTORES 477 KCM ACSR

MARCA	TORRE TIPO	PESO NIVEL ± 0 CON 4 EXT 0 Y CIMENTOS		LIMITACIONES MECÁNICAS			FLECHA (f) A 50°C (m)
		GALV. NORMAL	GALV. EXTRA	DEFLEX. (Grados)	CLARO EN VIENTO (m)	CLARO DE PESO (m)	
TOMEXSA	AD (TAS)	2136	2172	0	450	650	11.8
	AE (TASG)	2606	2650	0	750	1050	11.8
	TAD 30°	3036	3038	30	450	750	12.3
AESA	TAS	2618	2661	0	450	650	11.8
	TASG	3472	2529	0	750	1050	11.8
	TAD30°	3244	3297	30	450	750	11.42

ANEXO B

TABLA ESTADÍSTICA DE FALLAS DE LA LINEA LERMA-CHAMOTON (57 km.)											
TIPO DE FALLAS	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	TOTAL
	AÑOS										
(A0) ESTRUCTURAS											
(A1) HERRAJES											
(A2) AISLADORES											
(A3) CONDUCTORES											
(A4) HILO DE GUARDA	2		1					1		1	5
(A5) BRECHA											
(A6) CONTAMINACIÓN	2		2								4
(B0) DESCARGA ATMOSFÉRICA	4		9		9		9		2	2	35
(C0) VIENTO FUERTE											
(C1) QUEMA DE CAÑA	1										1
(C2) QUEMA DE VEGETACIÓN											
(D0) IGNORADA	2										2
TOTAL DE FALLAS	11		12		9		9	1	2	3	
INDICE DE SALIDAS POR FALLAS (ISF)	19.3		21.05		15.79						
INDICE DE CONTABILIDAD (ICC)	90.35		89.47		92.11						
IFLT							15.789	1.75	3.51	5.26	

ANEXO B

TABLA ESTADÍSTICA DE FALLAS DE LA LINEA LERMA-CHAMOTON (57 km.)											
TIPO DE FALLAS	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004		TOTAL
	AÑOS										
(A0) ESTRUCTURAS											
(A1) HERRAJES											
(A2) AISLADORES		2									2
(A3) CONDUCTORES					1						1
(A4) HILO DE GUARDA											
(A5) BRECHA							2				2
(A6) CONTAMINACIÓN							1				
(B0) DESCARGA ATMOSFÉRICA	5	10		6	4	12	7	9			53
(C0) VIENTO FUERTE							1				1
(C1) QUEMA DE CAÑA		1									1
(C2) QUEMA DE VEGETACIÓN						2		1			3
(D0) IGNORADA											
TOTAL DE FALLAS	5	13		6	5	14	11	10			
INDICE DE SALIDAS POR FALLAS (ISF)											
INDICE DE CONTABILIDAD (ICC)											
IFLT	8.77	22.81						17.54			

ANEXO C

LISTA DE DISTRIBUCIÓN DE LA L. T. LERMA CHAMPOTON

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.				
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO		TIPO	1	2	3	4
											Extensión en Metros			
1		152.5	105	74°30' DER	0+000			X	ARD	Morelos 1				
2	305					CERCA	X		B + 4	0	0	0	0	
3	375	340	400			L. T. 34.5KV, 4 CERCAS, BRECHA	X		B ± 0	0	0	0	0	
4	350	362.5	325				X		B ± 0	0	0	0	0	
5	496	378	320			L. T. 34.5KV, 3 CERCAS	X		B ± 0	3	3	2	2	
6	329	367.5	336				X		B ± 0	3	3	2	3	
7	352	340.5	396			L. T. 34.5KV	X		TAS - 6	0	0	0	0	
8	245	298.5	341				X		B ± 0	0	0	0	0	
9	367	306	451				X		B ± 0	1	1	0	0	
10	518	342.5	381			TELÉFONO, 2 CERCAS	X		B ± 0	1	1	0	0	
11	396	467	427				X		B ± 0	0	0	1	1	
12	295	345.5	462				X		B ± 0	0	0	0	0	
13	315	305	150			L. T. 34.5KV	X		B + 4	0	0	0	0	
14	640	477.5	590				X		TASG ± 0	1	1	1	1	
15	380	510	460			TELÉFONO, L. T. 34.5KV, CERCA, CARRETERA	X		B + 1	0	0	0	0	
16	393	381.5	206			L. T. 34.5KV		X	C - 3	1	1	0	0	
17	227	310	624	19°45' IZQ	5+609	L. T. 34.5KV	X		B + 4	1	1	0	0	
18	375	296	225			CERCA, CARRETERA, TELÉFONO	X		B ± 0	0	0	0	0	
19	479	417.5	250				X		B ± 0	1	1	0	0	
20	310	390	405				X		B ± 0	1	0	0	0	
	504	407	534				X		B ± 0	1	0	0	0	

ANEXO C

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.				
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO		TIPO	1	2	3	4
											Extensión en Metros			
21	504	392	301				X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
22	280	322.5	295				X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
	365													
23	420	392.5	440				X		$B \pm 0$	2	2	2	2	
	315													
24	315	367.5	415				X		$B \pm 0$	1	1	0	0	
	300													
25	300	307.5	320			TELÉFONO, CARRETERA	X		$TAS - 6$	0	0	0	0	
	398													
26	398	349	358			CARRETERA, TELÉFONO	X		$TAS - 6$	0	0	0	0	
	355													
27	355	376.5	331				X		$TAS \pm 0$	1	1	0	0	
	455													
28	455	405	500				X		$TAS - 6$	0	0	0	0	
	477													
29	477	466	377				X		$B + 4$	0	0	0	0	
	620													
30	620	548.5	698			26 RLAS, CAMINO, L. T. 34.5KV	X		$TASG + 6$	0	0	1	0	
	482													
31	482	551	432			BRECHA, 2 CERCAS	X		$TASG + 3$	2	2	2	2	
	295													
32	295	385	343			CERCA, L. T. 34.5KV	X		$TAS \pm 0$	0	0	0	0	
	560													
33	560	427.5	396				X		$TAS + 6$	1	0	0	0	
	612													
34	612	536	704				X		$TASG \pm 0$	1	1	1	1	
	568													
35	568	500	417				X		$TASG + 6$	0	0	0	0	
	84													
36	84	386	315				X		$TAS - 3$	0	0	0	1	
	376													
37	376	260	260	23° 00' IZQ	13+984			X	$TAD_{30} - 3$	0	0	1	1	
	480													
38	480	628	420				X		$TAS - 3$	0	0	0	0	
	545													
39	545	585	535				X		$TASG - 3$	0	0	0	0	
	405													
40	405	475	530				X		$TASG - 3$	0	0	1	0	

ANEXO C

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.			
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO	TIPO	1	2	3	4
										Extensión en Metros			
41	405	462.5	450				X		$B \pm 0$	0	0	0	0
42	520	380	335				X		$B \pm 0$	0	0	0	0
	240												
43	630	435	430			VESTIGIO ARQUEOLÓGICO	X		$TAS + 3$	0	0	0	0
44	281	455.5	436				X		$B \pm 0$	0	0	0	0
45	390	335.5	424				X		$TAS \pm 0$	1	1	1	1
46	490	420	410			BRECHA	X		$TAS + 3$	0	0	0	0
47	420	455	420			2 CERCAS	X		$TAS \pm 0$	0	0	0	0
48	316	368	376			BRECHA, 2 CERCAS	X		$TAS \pm 0$	0	0	0	0
49	440	378	334			CERCA, CAMINO	X		$B \pm 0$	0	0	0	0
50	340	390	320				X		$B \pm 0$	0	0	0	0
51	350	345	345			CERCA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0
52	335	342.5	340			CERCA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0
53	390	362.5	355			CERCA	X		$TAS \pm 0$	0	0	0	0
54	403	396.5	429				X		$TAS + 3$	0	0	0	0
55	351	377	346	18° 30' DER	21+289			X	$C \pm 0$	0	0	0	0
56	340	345.5	335				X		$B \pm 0$	0	0	0	0
57	340	340	345				X		$B \pm 0$	0	0	0	0
58	320	330	325			CERCA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0
59	335	327.5	330				X		$B \pm 0$	0	0	0	0
60	340	337.5	330				X		$B \pm 0$	0	0	0	0

ANEXO C

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.				
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO		TIPO	1	2	3	4
											Extensión en Metros			
61	340	340	350				X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
62	340	342.5	335				X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
63	345	345	350			CERCA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
64	345	340	335				X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
65	335	332.5	330			BRECHA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
66	330	332.5	340				X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
67	335	372.5	290			CAMINO, 2 CERCAS	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
68	410	435	590			2 CERCAS	X		$B + 4$	0	0	0	0	
69	460	402.5	330			BRECHA, 2 CERCAS	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
70	345	345	340			BRECHA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
71	345	340	345			BRECHA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
72	335	340	335			BRECHA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
73	345	335	340			CERCA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
74	325	345	325			CERCA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
75	365	360	395			CERCA	X		$B + 4$	0	0	0	0	
76	355	356	335			2 CERCAS, CAMINO, LT 34.5 KV	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
77	357	327.5	277			CERCA	X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
78	300	265	348				X		$B \pm 0$	0	0	0	0	
79	230	380	285	7° 5.2' IZQ	24+620			X	$E \pm 0$	1	1	-1	-1	
80	530	568.5	587				X		$L - 6$	0	0	0	0	
	607													

ANEXO C

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.				
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO		TIPO	1	2	3	4
											Extensión en Metros			
81	607	593.5	743				X		L-6	1	1	0	0	
82	580	482	349			BRECHA, 3 CERCAS	X		TASG ± 0	1	1	1	1	
	384					10 CERCAS, 3 CAMINOS	X		TAS + 3	0	0	0	0	
83	423	403.5	431			5 CERCAS, CAMINO	X		TAS + 3	0	0	0	0	
	335					2 CERCAS, BRECHA	X		B ± 0	0	0	0	0	
84	310	322.5	305			3 CERCAS, 2 BRECHA	X		B ± 0	0	0	0	0	
	330					3 CERCAS, LT 13.8KV	X		B ± 0	0	0	0	0	
85	344	320	325			CERCA	X		B ± 0	0	0	0	0	
	370					CERCA	X		B ± 0	0	0	0	0	
86	466	405	322			CERCA	X		B ± 0	0	0	0	0	
	510					CERCA	X		L-6	0	1	0	0	
87	370	440	320			CERCA	X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	510					CERCA	X		C-3	0	0	0	0	
88	370	440	565			CARRETERA, LT 34.5KV		X	C-3	0	0	0	0	
	365					CANAL	X		TASG ± 0	0	0	0	0	
89	355	360	310				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	380						X		TAS ± 0	0	0	0	0	
90	380	367.5	385	4° 00' IZQ	34+720		X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	359						X		TAS ± 0	0	0	0	0	
91	360	369.5	384				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	390						X		TAS ± 0	0	0	0	0	
92	390	359.5	331				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	390						X		TAS ± 0	0	0	0	0	
93	390	375	375			CARRETERA	X		TASG + 3	0	0	0	0	
	460					CAMINO CAÑERO	X		TAS ± 0	2	2	2	2	
94	460	425	390				X		TAS ± 0	2	2	2	2	
	470						X		L-6	0	0	0	0	

ANEXO C

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.				
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO		TIPO	1	2	3	4
											Extensión en Metros			
101	470	410	365				X		TAS±0	1	1	1	1	
	350									0	0	0	0	
102	405	375	350			CAÑAVERAL	X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	340									0	0	0	0	
103	340	370	385			ARROYO	X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	360									0	0	0	0	
104	360	350	340				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	345									0	0	0	0	
105	345	352.5	370				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	356									0	0	0	0	
106	349	250.5	315				X		TAS - 3	0	0	0	0	
	349									1	0	1	1	
107	349	352.5	375	14° 45' DER	40+421			X	C - 3	1	0	1	1	
	340									0	0	0	0	
108	340	369.5	375				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	425									2	2	2	2	
109	425	407.5	395				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	360									0	0	0	0	
110	360	392.5	435			2 CERCAS, BRECHA	X		TAS + 6	0	0	0	0	
	383									0	0	0	0	
110 A	383	371.5	340	1° 00' IZQ	421+45 AIERS 421+91 ADTE	CERCA	X		L - 6	0	0	0	0	
	415									0	0	0	0	
111	415	399	410			CERCA	X		TAS + 3	0	0	0	0	
	410									0	0	0	0	
112	410	412.5	480				X		TAS + 3	0	0	0	0	
	373									0	0	0	0	
113	373	390	370				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	355									0	0	0	0	
114	355	362.5	360				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	535									0	0	0	0	
115	535	445	355				X		TAS + 3	0	0	0	0	
	465									0	0	1	1	
116	465	500	575			CERCA	X		TASG ± 0	0	0	1	1	
	536									0	0	0	0	
117	536	500.5	521				X		TASG ± 0	0	0	0	0	
	310									0	0	1	1	
118	310	423	414				X		TAS - 3	0	0	1	1	
	335									0	0	1	1	
119	335	322.5	445				X		TAS ± 0	0	0	1	1	

ANEXO C

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.				
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO		TIPO	1	2	3	4
											Extensión en Metros			
120	335	351.5	260				X		TAS±0	0	0	0	0	
121	368	427.5	400	17° 47' IZQ	46+486			X	E ± 0	0	0	0	0	
122	487	428.5	505				X		TAS + 6	1	1	-1	-1	
123	360	370	310				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
124	330	375	370				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
125	370	367.5	360				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
126	365	345	360				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
127	325	301.5	269			CARRETERA	X		TAS - 3	0	0	0	0	
128	278	342	326	50° 56' IZQ	49+584			X	E ± 0	0	0	0	0	
129	406	493	575				X		TASG ± 0	0	0	0	0	
130	580	447.5	575			RÍO, CERCA	X		TAS - 6	0	0	0	0	
131	315	322.5	240			3 CERCAS	X		TAS ± 0	0	0	0	0	
132	330	317	244			2 CERCAS, CAMINO	X		TAS ± 0	0	0	0	0	
133	304	293	361				X		TAS - 6	0	0	0	0	
134	282	265	280	90° 05' DER	51+312			X	ARD	MORELOS 1				
135	248	359	380				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
136	470	447.5	400			4 CERCAS	X		TAS + 3	0	0	0	0	
137	425	422.5	450			5 CERCAS, VESTIGIO, TUBERIA DE AGUA, FALTA	X		TAS + 6	0	0	0	0	
138	420	377.5	385			2 CERCAS	X		TAS ± 0	1	1	1	1	
139	375	372.5	365			2 CERCAS, BRECHA	X		TAS ± 0	0	0	0	0	
	370					CERCA	X		TAS ± 0	0	0	0	0	

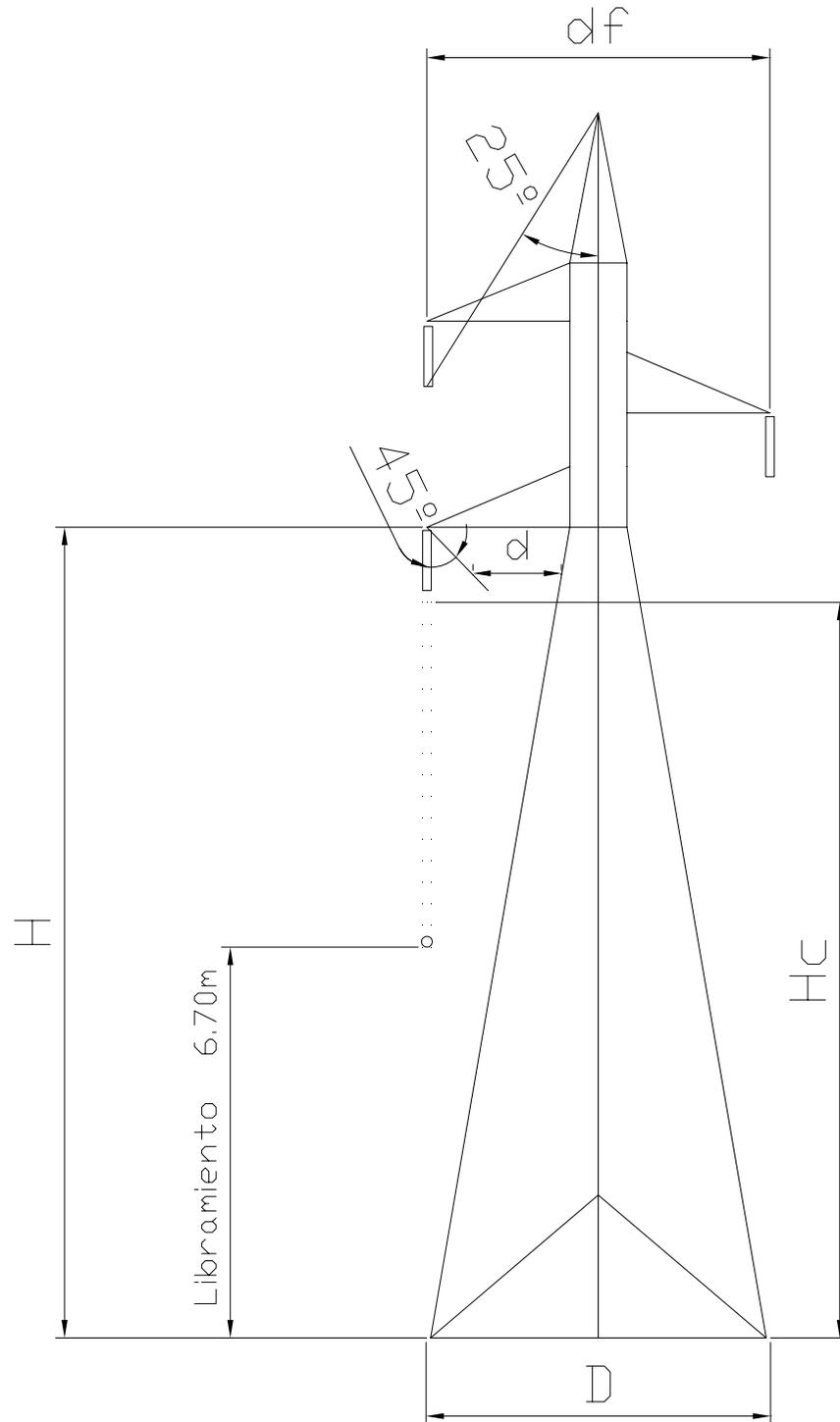
ANEXO C

TORRE No.	CLARO EN METROS			DEFLEXIÓN	LOC. EN KM	ROZAMIENTO	CABLES EN		TORRE	PATA No.				
	REAL	MEDIO HORIZONTAL	VERTICAL				SUSPENSIÓN	ROZAMIENTO		TIPO	1	2	3	4
											Extensión en Metros			
140	370	395	380			CERCA	X		TAS±0	0	0	0	0	
	420					3 CERCAS				0	0	0	0	
141	415	417.5	460			CERCA, BRECHA	X		TAS + 6	0	0	0	0	
142	554	484.5	334			CERCA, BRECHA	X		TASG ± 0	0	0	0	0	
	245					CERCA, BRECHA				1	1	0	0	
143	245	359.5	631				X		B ± 0	0	0	-1	-1	
144	490	367.5	245				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
145	276	388	346				X		TAS ± 0	0	0	0	0	
146		138	119	60° 10' DER	56+545			X	ARD	MORELOS 1				

ANEXO D

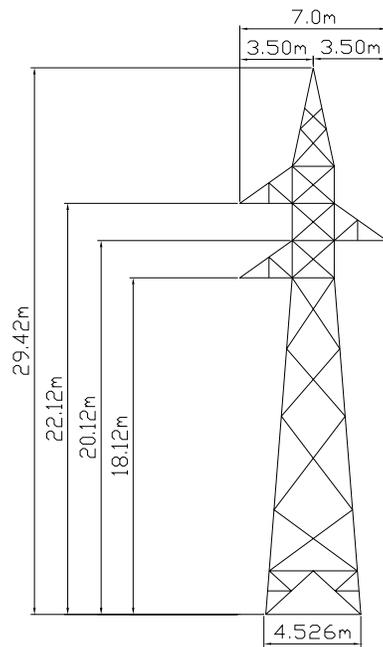
SILUETAS BÁSICAS DE LAS TORRES

Dimensiones de la Torre de Línea de Transmisión de 115 kV

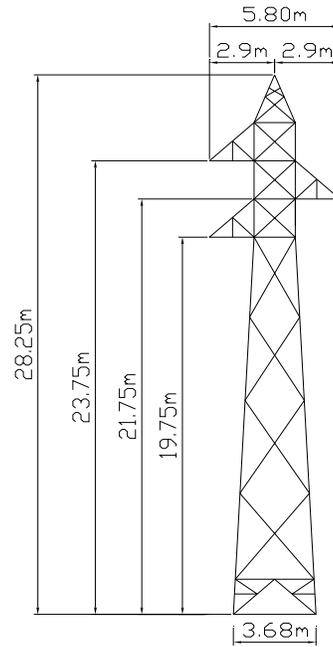


AESA

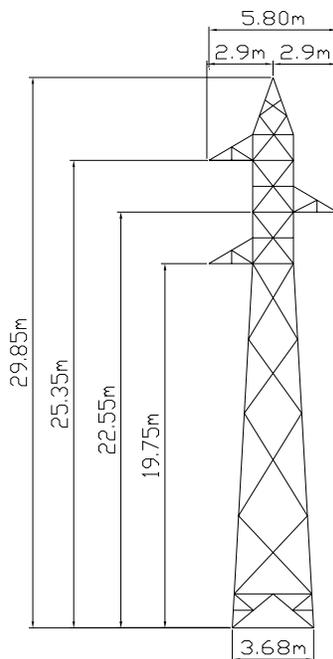
TAD 30



TAS

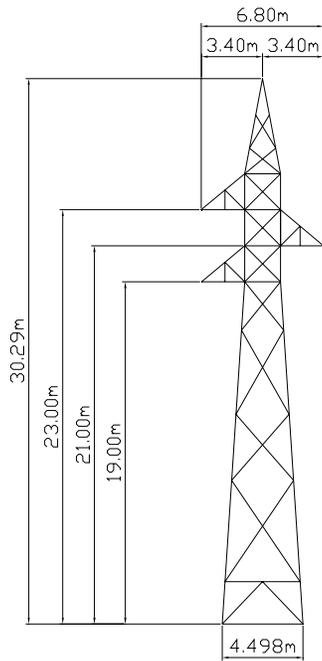


TASG

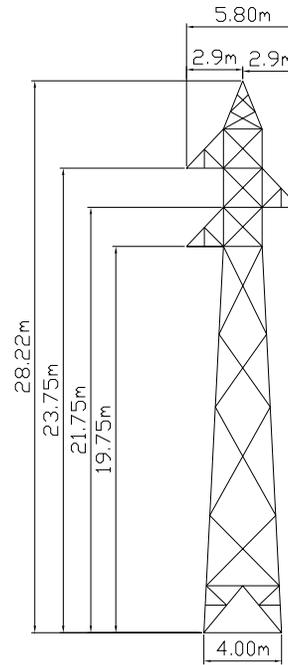


TOMEXSA

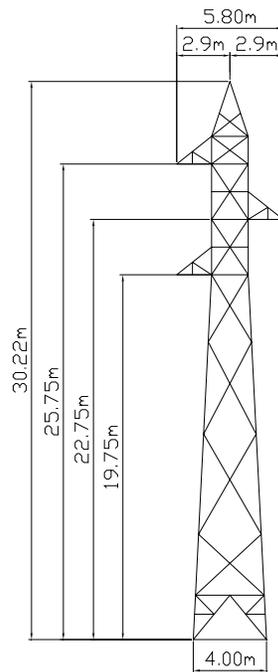
TAD 30



TAS



TASG



ANEXO E

TIPO DE SUELO

Las características del macizo rocoso para la cimentación y desplante de estructuras son buenas. Sin embargo, la exploración superficial y la del subsuelo mediante perforación y geofísica, muestran en algunos tramos de las líneas de transmisión, algunos paquetes de roca descomprimida y de baja consistencia. Así mismo se destaca la presencia de una capa continua de roca alterada (sakcab) y abundante disolución, condiciones que le confieren al macizo rocoso una mala calidad para la construcción somera de sistema de tierras.

La información en los registros de campo fue analizada para determinar en primera instancia las medias aritméticas de las lecturas de la resistencia del arreglo en campo (medidas a cada tres metros desde 16 hasta 40m). Posterior a las medias aritméticas representativas de la resistencia del sistema de tierras, se sometieron a una corrección atendiendo las directrices del manual y nomograma del equipo ABB Megger; a la que se le denominó *Remac* (resistencia media aritmética corregida). Los valores proporcionados por el Área de Transmisión y Transformación Peninsular (ATTP) se trataron de igual forma.

L. T 73110 Lerma – Champotón.

La perforación de barrenos hasta una profundidad máxima de 29 m permitió comprobar la alternancia de rocas carbonatadas recristalizadas e interestratificadas con horizontes de calizas deleznales, lutitas y calizas arcillosas todas estas rocas presentaron fracturamiento y alteración. Así mismo en algunos barrenos se detectaron cavernas de 1 a 2 m de diámetro. El nivel freático solo se detectó en las estructuras 31, 35, 122, 123 y 129, por estar ubicadas en la zona topográfica baja.

Los electrodos construidos en los barrenos de diámetro 8.89 cm en este tramo consumieron un promedio de 4.37 kg de GAP por metro lineal. El consumo mínimo se presentó en la estructura No. 7 y el máximo en la 15 con 2.5 kg/m y 9.65 kg/m

respectivamente. La variación en el rendimiento del GAP por metro es directamente proporcional al grado de fracturamiento y carsticidad del terreno.

Las resistencias medidas en 60 estructuras de esta línea, determinan que los rangos de la resistencia corregida (Remac) oscilan entre 0.34 a 5.98 ohms,

En seis casos de medición de resistencia de la estructura No. 8 se observa que la resistencia disminuye al incrementar la longitud de la zanja (contra – antena) y al aumentar el número de barrenos con varillas *copper weld*. Por otra parte se observa también que la resistencia es menor cuando se mide conectando el equipo a la estructura con respecto al cable bajante.

La prospección geoelectrica indica que las unidades U_1 , U_{2a} y U_{2b} con baja resistividad se consideran apropiadas para la construcción de electrodos alojados en barreno, o bien si dichas unidades no son profundas se pueden diseñar una combinación de contra – antena con electrodos hasta cortar dichas unidades, ver tabla.

Unidad Geofísica	Correlación Geológica	Rango resistivo en ohms	Espesor en (m)	Litología	Observaciones
U1	Qal, Qdt	4 – 87	1 – 18	Arcillas, depósitos de talud, alternancia de fragmentos de caliza	Materiales idoneos para emplazar sistemas de tierra
U2	Te (cz)	393–715	5 – 20	Caliza arcillosa recristalizada con escaso fracturamiento	Materiales apropiados para emplazar electrodos con GAP
U2A		123–285	6 – 10	Caliza arenosa recristalizada con escaso fracturamiento	Materiales atractivos para emplazar electrodos con GAP
U2B		8 - 103	5 - ND	Caliza arenosa con escaso fracturamiento	Materiales idoneos para emplazar sistemas de tierra mediante electrodos

MEDICIONES

Núm	Estructura No.	Valores previos a los trabajos de mejoramiento (mediciones realizadas por ATTP) Resistencia en ohms.		Valores posteriores a los trabajos de mejoramiento (mediciones realizadas por GEIC) Resistencia en ohms		Medición realizada en la (s) pata (s) No.	Fecha de medición	Tipo de Estructura
		Media aritmética	Media aritmética corregida	Media aritmética	Media aritmética corregida			
1	6	*		2.43	1.84	1 y 3	6/11/96	
2	7	2.34	1.77	4.50	3.60	2 y 4	6/11/96	TAS-6
3	8	6.91	5.43	7.33	6.77	4	15/12/96	
4	9	7.78	6.13	3.00	2.30	1 y 3	7/11/96	
5	10	12.38	9.62	3.29	2.53	1 y 3	7/11/96	
6	11	5.37	4.20	2.68	2.04	1 y 3	8/12/96	
7	12	4.39	3.41	2.14	1.81	1 y 3	7/11/96	
8	13	5.09	3.97	3.15	2.42	1 y 3	7/11/96	
9	14	*		2.81	2.14	1 y 3	9/11/96	TASG ±0
10	15	*		3.34	2.67	1 y 3	9/11/96	
11	16	6.63	5.21	4.54	2.63	2 y 4	6/11/96	
12	17	*		3.79	2.93	2 y 4	6/11/96	
13	18	*		1.87	1.39	2 y 4	9/11/96	
14	19	2.36	1.78	2.99	2.29	1 y 3	9/11/96	
15	20	4.03	3.12	2.45	1.94	1 y 3	10/11/96	
16	21	8.02	6.32	3.65	2.82	2 y 4	10/11/96	
17	22	3.83	2.96	3.23	2.48	2 y 4	10/11/96	
18	23	1.37	0.99	1.89	1.41	2 y 4	10/11/96	
19	24	4.87	3.80	4.48	3.48	2 y 4	10/11/96	
20	25	10.84	8.58	1.52	1.11	1 y 3	10/11/96	TAS-6
21	26	6.77	5.32	2.61	1.98	1 y 3	10/11/98	TAS-6
22	27	2.66	2.02	2.08	1.68	1 y 3	10/11/96	TAS 0
23	28	3.93	3.04	3.13	2.40	2 y 4	8/12/96	TAS-6
24	29	3.42	2.63	1.89	1.41	2 y 4	12/11/96	
25	30	4.50	3.50	2.16	3.02	1 y 3	8/12/96	TASG+6
26	31	*		1.24	0.89	1 y 3	12/11/96	TASG+3
27	33	*		2.50	1.90	1 y 3	15/12/96	TAS 6
28	34	4.91	3.53	2.50	1.90	2 y 4	8/12/96	TASG 0
29	35	*		0.56	9.34	2 y 4	12/11/96	TASG +6
30	36	5.8	4.64	4.89	2.81	1 y 3	12/11/96	TAS-3
31	37	6.47	6.08	2.70	2.08	1 y 3	12/11/96	TAD30-3
32	38	10.18	8.08	4.01	3.11	2 y 4	7/12/96	TAS-3
33	39	10.18	8.08	3.71	2.97	1 y 3	7/12/96	TASG-3
34	40	11.08	8.78	3.40	2.62	1 y 3	7/12/96	TASG -3
35	41	9.98	7.09	4.05	2.14	2 y 4	15/12/98	
36	42	9.26	7.32	3.50	2.79	1 y 3	7/12/96	
37	43	8.96	7.08	4.55	3.54	1 y 3	7/12/96	TAS +3
38	44	*		3.24	2.40	1 y 3	7/12/96	
39	45	*		2.40	1.82	2 y 4	7/12/96	TAS 0
40	46	*		2.20	1.65	2 y 4	7/12/96	TAS +3
41	47	*		2.99	2.39	1 y 3	7/12/96	TAS +3
42	48	*		3.35	2.50	1 y 3	8/12/96	TAS 0
43	49	*		2.64	2.01	1 y 3	7/12/96	
44	80	*		4.94	3.00	1 y 3	9/12/96	
45	81	*		2.68	2.04	2 y 4	9/12/96	
46	90	*		3.22	2.47	1 y 3	9/12/96	TAS 0
47	91	*		4.80	3.58	2 y 4	9/12/96	
48	100	*		4.48	3.48	2 y 4	15/12/96	
49	117	*		3.72	2.87	2 y 4	15/12/96	TASG 0
50	118	*		3.05	2.34	1 y 3	9/12/96	TAS -3
51	119	*		3.06	2.35	1 y 3	9/12/96	TAS 0
52	120	*		4.10	2.15	2 y 4	9/12/96	TAS 0
53	122	*		3.30	2.64	1 y 3	9/12/96	TAS +6
54	123	*		3.94	3.05	2 y 4	15/12/96	TAS 0
55	129	*		2.71	2.06	1 y 3	11/12/96	TASG 0
56	130	*		7.59	5.56	1 y 3	11/12/96	TAS -6
57	134	*		2.28	1.72	1 y 3	11/12/96	
58	135	*		1.93	1.48	1 y 3	11/12/96	TAS 0
59	144	*		2.17	1.53	2 y 4	11/12/96	TAS 0
60	145	*		4.40	3.42	2 y 4	11/12/96	TAS 0

MEJORAS EN EL SISTEMA DE TIERRAS

En el transcurso de vida de la línea, experimenta diversos contratiempos o salidas por causas conocidas, como quema de maleza, falla de aisladores, hilo de guarda en mal estado, contaminación, herrajes, brecha, etc., sin embargo la causa de falla mas común y por lo tanto la que más impacta, son las salidas por “Descargas Atmosféricas” (del orden del 80 %), causa por la cual se esta efectuando el mantenimiento y mejoramiento a los sistemas de tierra de la Península de Yucatán.

Para disminuir el número de salidas y garantizar el suministro de energía en la Península de de Yucatán, el ATTP desde 1998 sostiene con la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil, acuerdos de obras continuos, para efectuar trabajos de mejoramiento al sistema de tierras en LT's. Para la LT's Lerma – Champotón se muestra un resumen de los trabajos realizados

SUB-ÁREA	No. DE LÍNEA	ESTRUCTURAS CORREGIDAS POR AÑO					SISTEMA DE TIERRA		TOTAL ESTRUCTURAS CORREGIDAS POR LT
		1998	1999	2000	2001	2002	ELECTRODOS	CONTRA-ANTENA	
CAMPE-CHE	73110	60	-	-	-	44	60	40	70

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR E HILO DE GUARDA¹

CARACTERISTICAS DEL CABLE DEL CONDUCTOR

Characteristics of Aerial Lines
 Characteristics of Aluminum Cable Steel Reinforced (ACSR).
 (Aluminum Company of America)

Circular Mills or A.W.G. Aluminum	Aluminum			Steel		Outside Diameter Inches	Copper Equivalent* Circular Mills or A.W.G.	Ultimate Strength Pounds	Weight Pounds per Mille	Geo-metric Mean Radius at 60 Cycles Feet	Approx. Current Carrying Capacity** Amps	r_a Resistance Ohms per Conductor per Mille								X_a Inductive Reactance Ohms per Conductor per Mille at 1 Ft. Spacing All Currents			X'_a Shunt Capacitive Reactance Megohms per Conductor per Mille at 1 Ft. Spacing All Currents		
	Strands	Layers	Strand Dia. Inches	Strands	Strand Dia. Inches							25° C (77° F) Small Currents				50° C (122° F) Current Approx. 75% Capacity***				25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles
												d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles						
	477 000	26	2	0.1355	7							0.1054	0.858	300 000	19 430	3 462	0.0290	670	0.196	0.196	0.198	0.196	0.216		

*Based on copper 97%, aluminum 61% conductivity.
 **For conductor at 75° C, air at 25° C, wind 1.4 Miles per hour (2 ft/sec.), frequency = 60 cycles.
 ***"Current Approx. 75% Capacity" is the 75% of the "Approx. Current Carrying Capacity in Amps." And is approximately the current which will produce 50°C. conductor temp. (25°C. rise) with 25°C. air temp., wind 1.4 miles per hour.

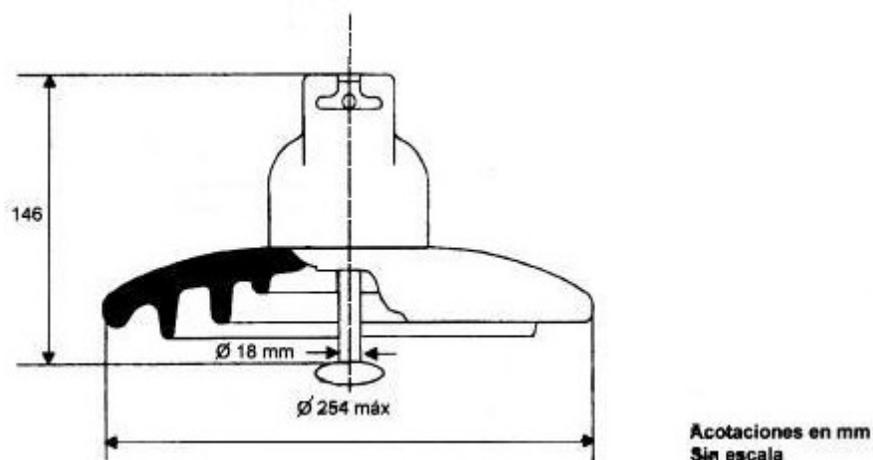
CARACTERISTICAS DEL CABLE DE HILO DE GUARDA

Characteristics of Copperweld
 Copperweld Steel Company

Nominal Conductor or Size	Number and Size of Wires	Out-side Dia-meter Inches	Area of Conductor Circular Mills	Rated Breaking Load Pounds		Weight Pounds per Mille	Geometric Mean Radius at 60 Cycles and Average Currents Feet	Approx. Current Carrying Capacity* Amps at 60 Cycles	r_a Resistance Ohms per Conductor per Mille at 75° C. (77° F.) Small Currents				r_a Resistance Ohms per Conductor per Mille at 75° C. (167° F.) Current Approx. 75% of Capacity**				X_a Inductive Reactance Ohms per Conductor per Mille at 1 Ft. Spacing Average Currents			X'_a Capacitive Reactance Megohms per Conductor per Mille at 1 Ft. Spacing			
				Strength	High				Extra High	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles
30% Conductivity																							
3/8 "	7 No. 8	0.385	115 600	11 440	13 890	1 710	0.00321	230	1.658	1.666	1.674	1.678	1.967	2.03	2.09	2.12	0.305	0.581	0.697	0.294	0.1471	0.1226	
40% Conductivity																							
3/8 "	7 No. 8	0.385	115 600	10 460	1 710	0.00497	270	1.244	1.252	1.260	1.264	1.476	1.530	1.584	1.606	0.279	0.536	0.644	0.294	0.1471	0.1226	

• Based on conductor temperature of 125° C. and an ambient of 25° C.
 • ** Resistance at 75° C. total temperature based on an ambient of 25° C. plus 50° C. rise due the heating effect of current.
 The approximate magnitude of current necessary to produce the 50°C. rise is 75% of the "Approximate Current Carrying Capacity at 60 Cycle

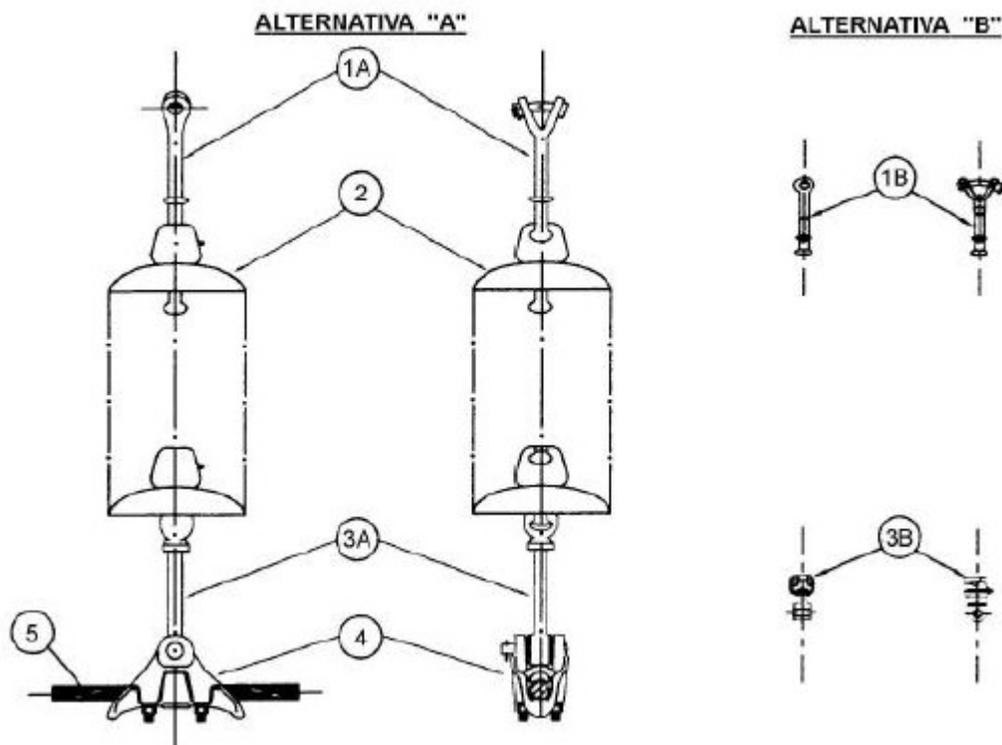
¹ "Tablas de Características Eléctricas de Líneas Aéreas"
 Jacinto Viqueira Landa y D. Barrios Morales

AISLADOR DE VIDRIO TEMPLADO TIPO SUSPENSION CON CALAVERA Y BOLA²

DATOS TÉCNICOS	SISTEMA			
	Métrico		Ingles	
	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Dimensiones				
Diámetro	254	mm	10	Pulg.
Espaciamento	146	mm	5 - 3/4	Pulg.
Propiedades Mecánicas				
Resistencia Combinada Electromecánica	11340	Kg.	25000	Lbs.
Carga de Trabajo a la Tensión	5670	Kg.	12500	Lbs.
Resistencias de Carga Sostenida – Tiempo	6804	Kg.	15000	Lbs.
Resistencia al Impacto	460	Kg.-cm.	400	Lbs.-Pulg.
Características Eléctricas				
Flameo en Seco a Baja Frecuencia	80	KV.	80	KV.
Flameo en Húmedo a Baja Frecuencia	50	KV.	50	KV.
Flameo al Impulso Positivo	125	KV.	125	KV.
Flameo al Impulso Negativo	130	KV.	130	KV.
Tensión de Perforación	130	KV.	130	KV.
Distancia de Fuga	292	mm.	11-1/2	
Distancia de Flameo en Seco	232	mm.	9-1/8	
Características de Radio Interferencia				
Tensión de Prueba a Baja Frecuencia (Valor Eficaz a Tierra)	10	KV.	10	KV.
Tensión Máxima de Radio Interferencia a 1,000 kHz.	50	μ V.	50	μ V.
Características Físicas				
Peso Neto	3.72	Kg.	8.2	Lbs.
Contenido del Huacal de Embarque	6	Pz.	6	Pz.
Volumen de Embarque	0.075	m^3	2.65	$Pies^3$
Peso Bruto de Embarque	28	Kg.	62	Lbs.

² Industrias Unidas, S. A. (IUSA)
 División Aislador de Vidrio (AV)
 Catalogo No. N-12
 Aislador Clase 52-5

CONJUNTO DE SUSPENSIÓN VERTICAL PARA UN CONDUCTOR POR FASE³



LISTA DE PARTES Y MATERIALES					
Parte	Descripción	Cant.	Material	Clave	Especificación
1 A	Horquilla "Y" bola larga	1	Acero forjado galvanizado	2H3B081311	2H1LT-15
2	Aisladores	---	Se adquieren por separado	---	---
3 A	Calavera ojo larga	1	Acero forjado galvanizado	2C3AC85501	2H1LT-16
4	Grapa de suspensión	1	Aleación Aluminio y Silicio	**	2C500-68
5	Cable conductor ACSR	---	Se adquiere por separado	---	---
1 B	Horquilla "Y" bola corta	1	Acero forjado galvanizado	2H3D093261	2H1LT-06
3 B	Calavera ojo corta	1	Acero forjado galvanizado	**	2C300-15
ESPECIFICACIONES APLICABLES					
CFE 20000-01*			Herrajes y Accesorios		
CFE 2H1LT-01*			Herrajes para Líneas de Transmisión		
CFE 2H1LT-41*			Conjunto de Herrajes para Líneas de Transmisión		
CFE 2C500-68*			Grapas de Suspensión y Remate de Aluminio		
CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**					
Alternativa					
Sección Transversal del Conductor					
PRUEBAS					
Mecánicas			Por herraje en forma individual		
Eléctricas (prototipo)			Como conjunto, radio interferencia y corona		

³ Especificación de Comisión Federal de Electricidad (CFE) 2H1LT-42.

* Última revisión.

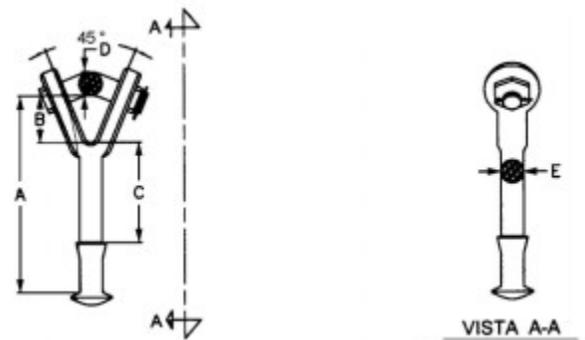
** La CFE las definirá.

PARTES DE LA CADENA DE AISLADORES DE SUSPENSIÓN VERTICAL PARA UN CONDUCTOR POR FASE

Las partes de la cadena de aisladores se describen a continuación.

ALTERNATIVA “A”

Horquilla “Y” Bola Larga

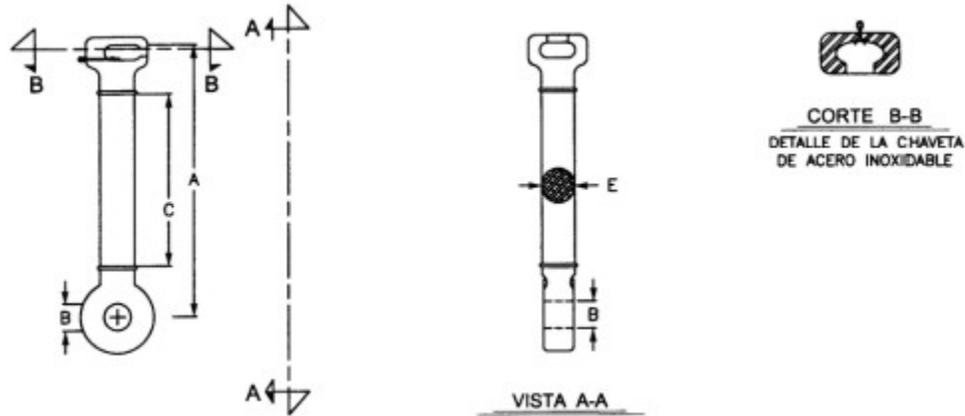


DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS							
Clave	A	B	C	D	E	Resistencia a la Tensión Mecánica (Ruptura)	Masa Aproximada
	(mm)					(kN)	(kg)
2H3B081311	230.25 ± 2.0	38.50 ± 2.0	149 ± 2.0	19.05 ± 0.5	22.22 ± 0.5	111.27	1.27

- La holgura entre tuerca y horquilla debe ser de 2mm.
- La bola con resistencia a la ruptura de 11,127 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-5⁴.

⁴ NORMA NMX-J-245. Última Edición

Calavera Ojo Larga

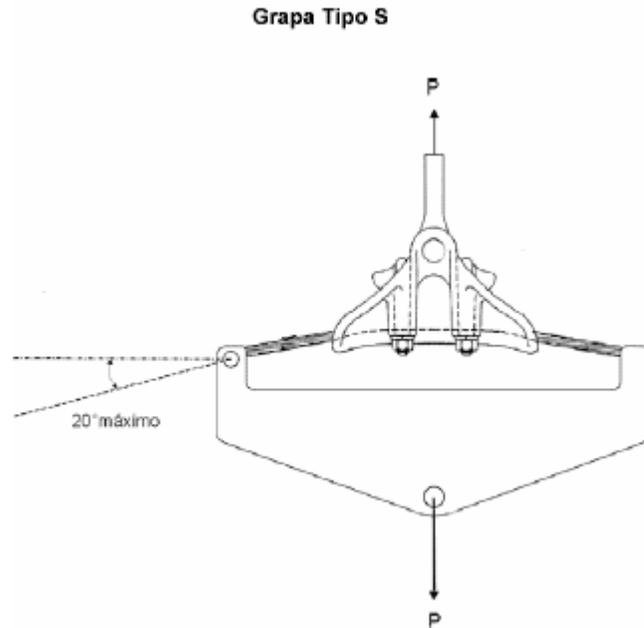


DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS						
Clave	A	B	C	E	Resistencia a la Tensión Mecánica (Ruptura)	Masa Aproximada
	(mm)				(kN)	(kg)
2C3AC85501	254.00 ± 2	17.46 ± 1	152 ± 2	22.22 ± 1	111.27	1.4

- La calavera con resistencia a la ruptura de 11,127 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-5⁵.
- La holgura máxima permitida en el ensamble de este herraje con su respectiva grapa de suspensión debe ser de 2mm máximo en ambos lados.

⁵ NORMA NMX-J-245. Última Edición

Grapa de Suspensión



CARACTERÍSTICAS GENERALES									
Descripción Corta	Horquilla a (mm) Mínimo	Diámetro del Cable (mm)		Resistencia a la Tensión Mecánica en (kN)			Masa Aprox. (kg)	No. de Abrazaderas recomendado	Clave
		Mínimo	Máximo	Ruptura		Deslizamiento			
				Cuerpo	Ojo				
Grapa Suspensión SAL6	20.6	6.4	19.1	80	-	-	1	2	2C5A52VE00
Grapa Suspensión SAL13	27.4	12.7	26.4	111	-	-	1.5		2C5A55TL00
Grapa Suspensión SAL23	36.9	22.8	35.3	111	-	-	2.1		2C5A57VL00
Grapa Suspensión SAL32	48.3	31.7	46.2	111	-	-	2.1		2C5A58LL00

- El último número en la descripción corta indica el diámetro mínimo para el cable que sujeta.
- El fabricante debe indicar el par de torsión (torque) apriete en la o las abrazaderas para evitar que el conductor se deslice sin dañarse.
- R = Recta.
AL = Aluminio o ACSR.
P = Pistola.

S = Suspensión.

El perno recto debe ser de 15.9 mm de diámetro a excepción del perno de la PAL 19 que puede ser de 19 mm.

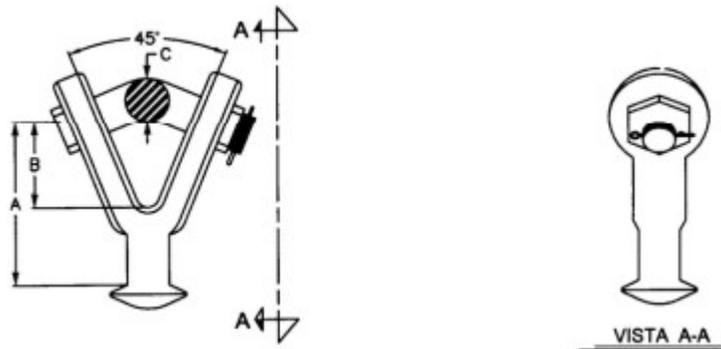
- Se debe verificar el ensamble de las grapas con el cable de mayor diámetro que va a alojar y con el accesorio de sujeción, para comprobar que no haya interferencia entre ellas (calavera, pernos, entre otros).

Notas:

- ◆ Los dibujos y las dimensiones mostradas anteriormente para las partes de la cadena de aisladores no se deben considerar como planos de fabricación.
- ◆ Las dimensiones y características mostradas, son las mínimas requeridas para ensamblar adecuadamente los componentes.
- ◆ Las dimensiones no indicadas en los dibujos deben ser determinadas por el fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.

ALTERNATIVA “B”

Horquilla “Y” Bola Corta

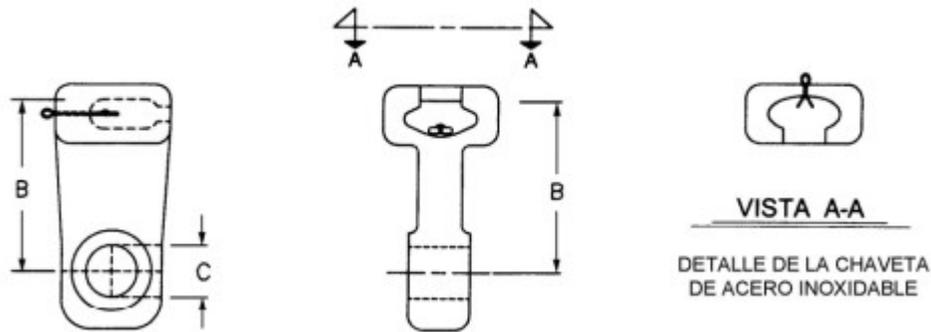


DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS					
Clave	A	B	C	Resistencia a la Tensión Mecánica (Ruptura)	Masa Aproximada
	(mm)			(kN)	(kg)
2H3D093261	69.75 ± 2	38.5 ± 2.0	19.05 ± 0.5	111.27	0.86

- La bola con resistencia a la ruptura de 11,127 kN es para ser instalada en aisladores de clase 52-5⁶.

⁶ NORMA NMX-J-245. Última Edición

Calavera Ojo Corta



DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS					
Clave	Conductor ACSR/AS	B	C	Resistencia a la Tensión Mecánica (Ruptura)	Masa Aproximada
				(mm)	(kN)
1030 A1	477	60 ± 2.0	17.90	111.27	0.90
1030 A5	795	60 ± 2.0	17.90	111.27	1.0
1030 A7	1.113	60 ± 2.0	17.90	111.27	1.0

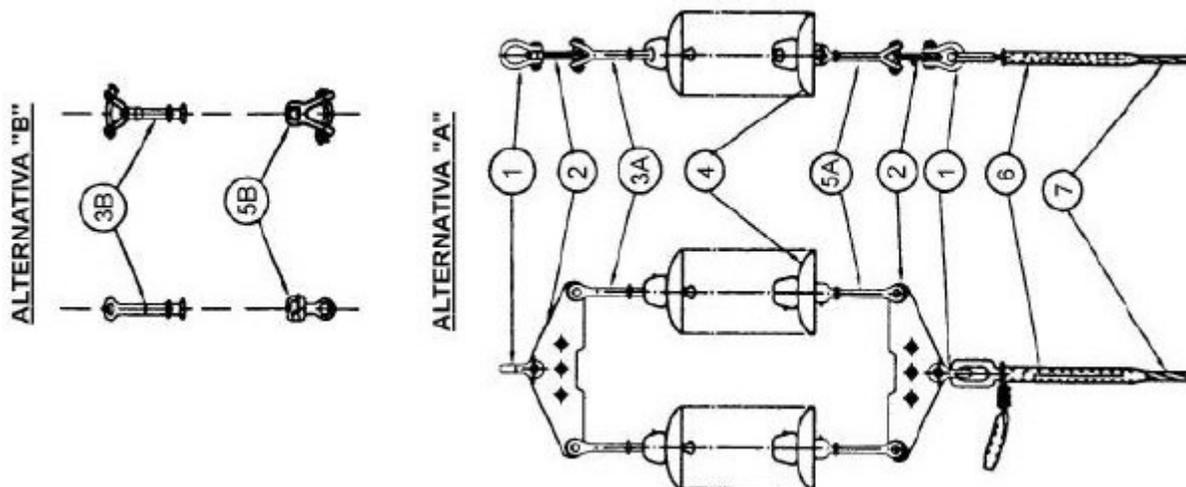
- La calavera es para ser instalada en aisladores de clase 52-5⁷.
- La holgura máxima permitida en el ensamble de este herraje con su respectiva grapa de suspensión debe ser de 5mm máximo en ambos lados.

Notas:

- ◆ Los dibujos y las dimensiones mostradas anteriormente para las partes de la cadena de aisladores no se deben considerar como planos de fabricación.
- ◆ Las dimensiones y características mostradas, son las mínimas requeridas para ensamblar adecuadamente los componentes.
- ◆ Las dimensiones no indicadas en los dibujos deben ser determinadas por el fabricante, quien debe revisar que las partes de los conjuntos ensamblen entre sí.

⁷ NORMA NMX-J-245. Última Edición

**CONJUNTO DE TENSIÓN PARA UN CONDUCTOR POR FASE CON CADENA
DOBLE DE AISLADORES⁸**



LISTA DE PARTES Y MATERIALES					
Parte	Descripción	Cant.	Material	Clave	Especificación
1 A	Grillete	2	Acero forjado galvanizado	Grillete GA3	2G300-84
2	Yugo triangular T	2	Acero estructural galvanizado	T1	2H1LT-09
3 A	Horquilla "Y" bola larga	2	Acero forjado galvanizado	2H3B081311	2H1LT-15
4	Aisladores	---	Se adquieren por separado	**	2C500-68
5 A	Calavera horquilla "Y" larga	2	Acero forjado galvanizado	---	---
6	Grapa de tensión a compresión	1	Cuerpo Aluminio Eslabón acero forjado galvanizado	**	2H1LT-14
7	Cable conductor ACSR	---	Se adquiere por separado	---	---
3 B	Horquilla "Y" bola corta	2	Acero forjado galvanizado	2H3D093261	2H1LT-06
5 B	Calavera horquilla "Y" corta	2	Acero forjado galvanizado	2C2AC73382	2H1LT-02
ESPECIFICACIONES APLICABLES					
CFE 20000-01*			Herrajes y Accesorios		
CFE 2H1LT-01*			Herrajes para Líneas de Transmisión		
CFE 2H1LT-41*			Conjunto de Herrajes para Líneas de Transmisión		
CARACTERÍSTICAS PARTICULARES**					
Alternativa					
Sección Transversal del Conductor					
PRUEBAS					
Mecánicas			Por herraje en forma individual		
Eléctricas (prototipo)			Como conjunto, radio interferencia y corona		

⁸ Especificación de Comisión Federal de Electricidad (CFE) 2H1LT-46.

* Última revisión.

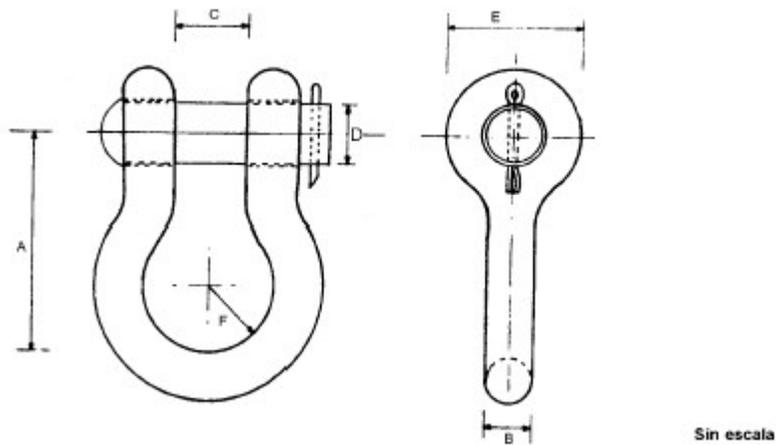
** La CFE las definirá.

PARTES DE LA CADENA DE AISLADORES DE TENSIÓN PARA UN CONDUCTOR POR FASE CON CADENA DOBLE DE AISLADORES

Las partes de la cadena de aisladores se describen a continuación.

ALTERNATIVA “A”

Grillete



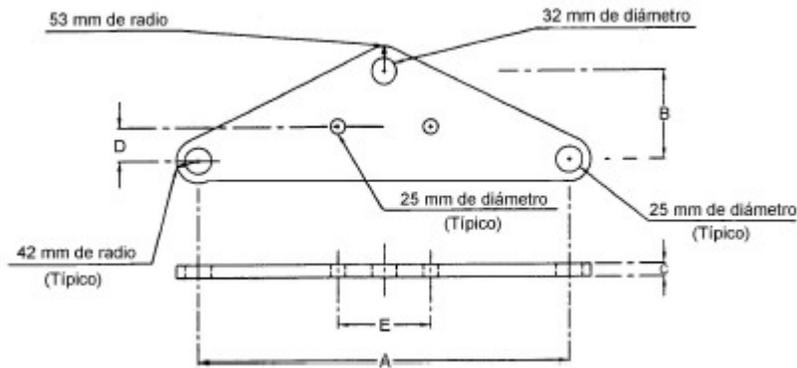
TOLERANCIA DE FABRICACIÓN EN (mm)		
Forjado	Diámetro	± 1.0
	Longitud	± 2.0

Descripción corta	Dimensiones (mm)						Masa aprox. (kg)	Resistencia a la ruptura (kN)	Clave
	A	B	C	D	E	F			
Grillete GA3	109	25	30	29	60	27	1.250	320	2G3A521301

Horquilla “Y” Bola Larga

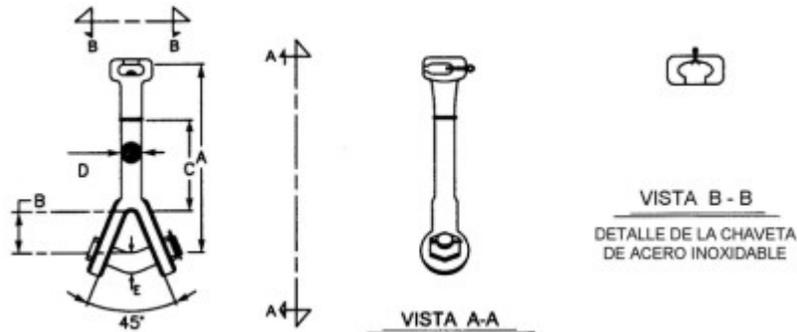
Esta parte fue descrita anteriormente.

Yugo Triangular T



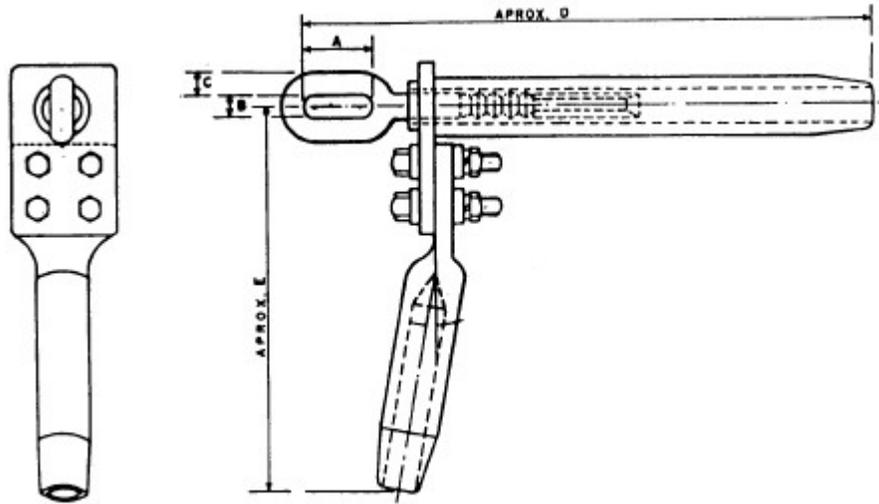
DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERISTICAS							
Clave	A	B	C	D	E	Resistencia a la ruptura (kN)	Masa aproximada (kg)
	(mm)						
T1	450 ± 2	76 ± 2	15.9 ± 2	38 ± 2	160 ± 2	111.27	8.0

Calavera horquilla “Y” larga



DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERISTICAS							
Clave	A	B	C	D	E	Resistencia a la ruptura (kN)	Masa aproximada (kg)
	(mm)						
2C2A593382	252.5 ± 2	38.50 ± 2	152.0 ± 2	19.05 ± 1	22.22 ± 0.5	111.27	1.6

Grapa de tensión a compresión



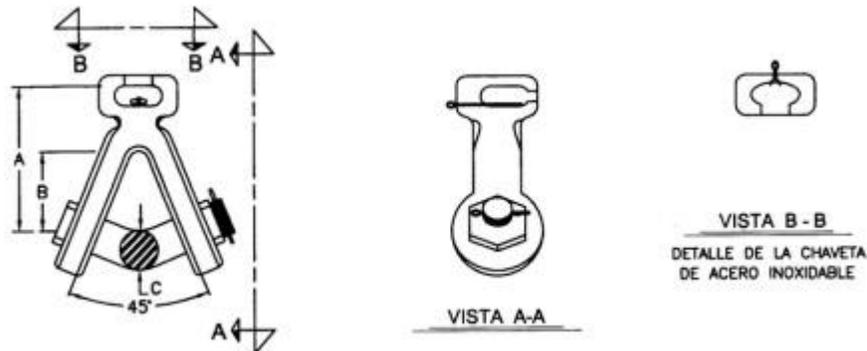
DIMENSIONES Y CARACTERISTICAS							
(mm)							
Clave	A	B	C	D	E	Cable kCM	Resistencia a la ruptura
2621600012	55	20	18	480	280	477	95% De la del cable

ALTERNATIVA “B”

Horquilla “Y” bola corta

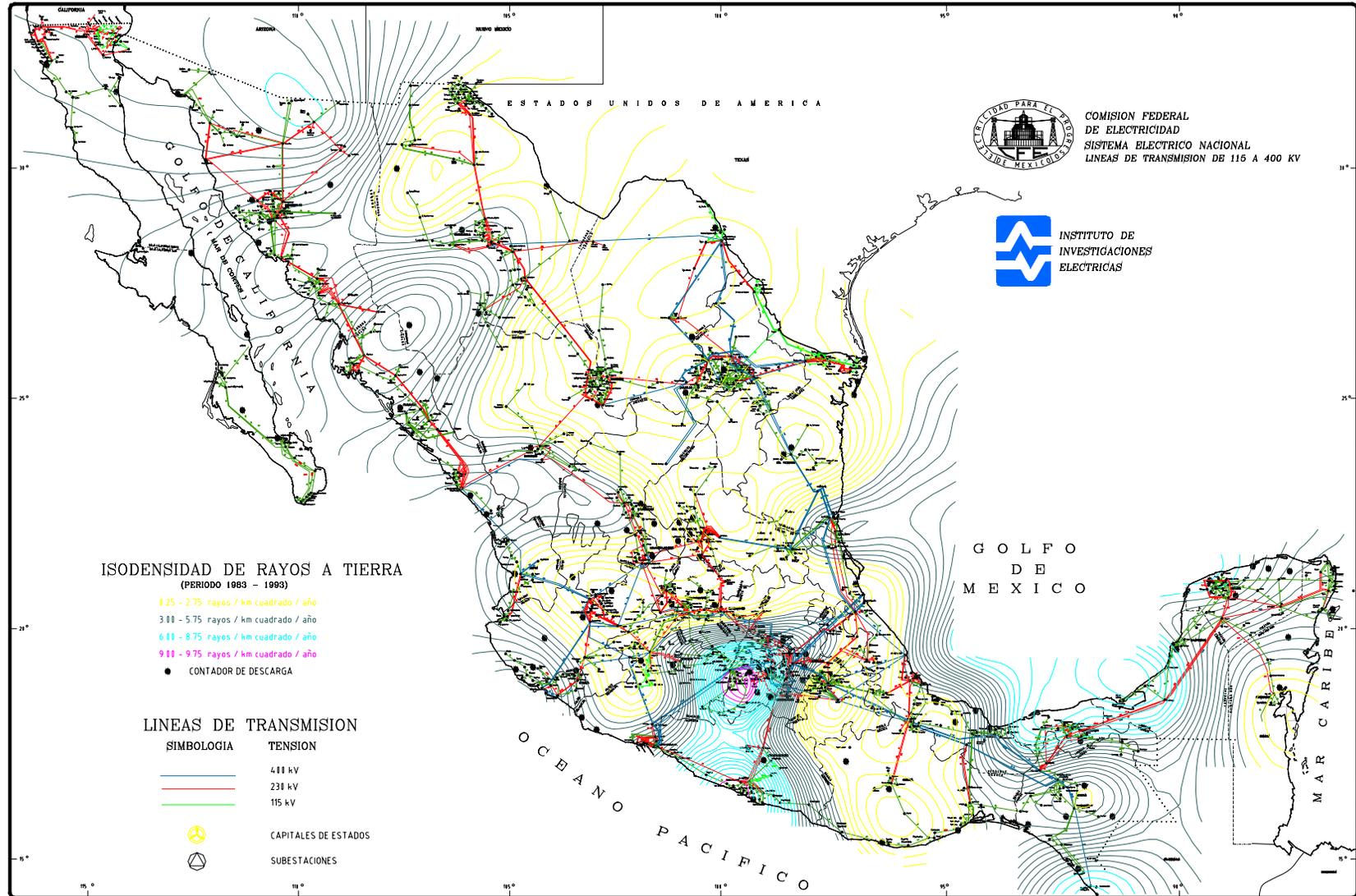
Esta parte fue descrita anteriormente.

Calavera horquilla “Y” corta



DIMENSIONES GENERALES Y CARACTERÍSTICAS					
Clave	A	B	C	Resistencia a la Tensión Mecánica (Ruptura)	Masa Aproximada
	(mm)			(kN)	(kg)
2C2AC73382	58 ± 2.0	38.5 ± 2.0	19.05 ± 0.5	111.27	1.13

Mapa de Isodensidad de Rayos a Tierra 1983-1993



BIBLIOGRAFIA

- [B1] Allan Greenwood, “Electrical Transients in Power Systems”, Second Edition, Edit John Wiley.
- [B2] Andrew R. Hileman “Insulation Coordination for Power Systems”, Edit. Marcel Decker, Inc.
- [B3] Castillo, G. y otros. “Metodología de diseño de aislamiento por descargas atmosféricas en líneas de transmisión”. Proyecto de grado U. Nacional, 1981. Director: Ing. Antonio Mejía Umaña.
- [B4] CIGRE WG 33.01, TF33.01.02 “Lightning Location Systems” Characterization of Lightning for Applications in Electric Power Systems, Dec 2002, pp 2-35
- [B5] Enríquez Harper Gilberto “Manual Transitorios Electromagnéticos”.
- [B6] Especificación CFE 00JL0 – 28 “Redes de tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69kV a 400kV”.
- [B7] IEC Publication 60 Part 1 “High-voltage test techniques – General definitions and test requirements”, 1989.
- [B8] IEEE Std 1942-1997 “IEEE Guide for improving the lightning performance of Transmission Lines”
- [B9] Lightning Protection of Transmission Lines with Polymer-Housed Surge Arresters presented at EEI T&D Meeting Palm Beach, FL May 18, 1994
- [B10] Lorenzo Bautista Rodolfo “Cálculo Electromecánico de Redes y Líneas Aéreas de Distribución”, 1995, p. 101
- [B11] Luis A. Siegert C. “Alta tensión y Sistemas de transmisión”, Edit. Limusa.

[B12] María Checa Luis “Líneas de Transporte de Energía” 3ª Edición, Edit. Alfaomega Marcombo

[B13] Morales Collantes, Arturo “Sobretensiones en los Sistemas Eléctricos”, Tesis T.UNAM/2003/MOR, pp. 1-8, 118-128

[B14] Norma NMX-j-150-1 “Coordinación de Aislamiento Parte 1: Definiciones Principios y Reglas”

[B15] Norma NMX-J-150-2 “Coordinación de Aislamiento Parte 2: Guía de Aplicación”, 2003.

[B16] Viqueira Landa Jacinto y Barrios Morales D. “Tablas de Características Eléctricas de Líneas Aéreas” pp. 1.1.1-1.1.5

[B17] Viqueira Landa Jacinto “Redes Eléctricas I” Representaciones y Servicios de Ingeniería, SA México 2ª Edición pp. 47-127, 439-462

[B18] Viqueira Landa Jacinto “Redes Eléctricas II” Representaciones y Servicios de Ingeniería, SA México 2ª Edición pp. 403-434