



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**ACTUALIZACIÓN DEL MAPA ISOCERÁUNICO DE GUATEMALA
Y SU INFLUENCIA EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Gilberto Rafael Tomas Laroj

**Asesorado por los: Ings. Fulgencio Garavito y
José Guillermo Bedoya Barrios**

Guatemala, mayo de 2004

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ACTUALIZACIÓN DEL MAPA ISOCERÁUNICO DE GUATEMALA Y SU
INFLUENCIA EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

GILBERTO RAFAEL TOMAS LAROJ

ASESORADO POR LOS INGS. FULGENCIO GARAVITO Y JOSÉ GUILLERMO
BEDOLLA BARRIOS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Guatemala, mayo de 2002

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing.	Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I	Ing.	Murphy Olympo Paíz Recinos
VOCAL II	Lic.	Amahán Sánchez Alvarez
VOCAL III	Ing.	Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br.	Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br.	Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO	Ing.	Pedro Antonio Aguilar Polanco

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing.	Sydney Alexander Samuels Milson
EXAMINADOR	Ing.	Francisco Javier Gonzalez López
EXAMINADOR	Ing.	Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing.	Luis Eduardo Durán Cordova
SECRETARIO	Ing.	Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ACTUALIZACIÓN DEL MAPA ISOCERÁUNICO DE GUATEMALA Y SU INFLUENCIA EN EL DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Tema que fuera asignado por la dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica- Eléctrica con fecha 8 de mayo de 2003.

Gilberto Rafael Tomas Laroj

DEDICATORIA

A Dios, por el amor que nos tiene a todos, sin importar nuestra condición social, económica o religión.

A mi madre, Irena Laroj de Tomas, por su apoyo incondicional en mi vida, por su comprensión y sobre todo por enseñarme con amor a ser mejor persona.

A mi padre, Gilberto Tomas, por la confianza que me tiene y por compartir sus conocimientos para sobresalir en la vida.

A mis hermanos y hermanas por la incondicional amistad.

A mis familiares, por el apoyo brindado.

A mis compañeros, por la amistad.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	v
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. ORIGEN DE LAS DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS	
1.1 Concepto de rayo	1
1.2 Formación de la carga en la atmósfera	1
1.2.1 Presencia de iones en el aire	2
1.2.2 Conductividad eléctrica en la atmósfera	3
1.2.3 Condensación de gotas de lluvia en el aire	4
1.2.4 Cambio de temperatura en la nube	6
1.3 El líder y la formación del rayo	6
1.3.1 Características del líder	9
1.3.2 Fases de la descarga	11
1.4 Polaridad de los rayos	13
1.4.1 Clasificación de los rayos	14
1.4.2 Dirección de los rayos	14
1.4.3 Otros tipos de rayos	16
1.5 Parámetros de las descargas por rayo	18
1.6 Mecanismos de las descargas por rayo	20
1.7 Caída del rayo y consecuencias	22
1.7.1 Caída directa	22

1.7.2	Caída indirecta o sobretensiones inducidas	22
1.7.3	Efecto de los rayos	23
1.7.3.1	Efecto en conductores enterrados	24
1.7.3.2	Efecto en instalaciones electrónicas	25

2. ESTRUCTURA DEL MAPA DE NIVELES ISOCERÁUNICOS EN GUATEMALA

2.1	Nivel cerámico	27
2.1.1	Densidad de rayos eléctricos a tierra (DRT)	28
2.1.2	Incidencia de rayos en función de la latitud	29
2.2	Variables asociadas con las descargas electroatmosféricas	30
2.2.1	Temperatura	30
2.2.2	Humedad relativa	31
2.2.3	Presión	31
2.2.4	Velocidad y dirección del viento	32
2.3	Identificación de estaciones meteorológicas de INSIVUMEH.....	33
2.4	Registro de datos históricos, período 1991-2002	34
2.5	Análisis estadístico de los datos históricos	35
2.5.1	Cálculo estadístico de los datos recopilados	36
2.6	Definición de nivel cerámico por cada estación meteorológica	38
2.7	Líneas isocerámicas (isolíneas)	40
2.7.1	Procedimiento para trazar las isolíneas o elaboración de mapas climatológicos	40
2.8	Mapa isocerámico de Guatemala	42
2.9	Mapa isocerámico de las descargas entre nubes (relámpagos)	44
2.10	Estudio cerámico en las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas del INDE	49

3. DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONTRA LAS DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS

3.1	Probabilidad asociada a las descargas electroatmosféricas	61
3.2	Probabilidad de la magnitud de la corriente de rayo	63
3.2.1	Cálculo de la corriente de rayo en función de la probabilidad	63
3.3	Mecanismo de impacto de rayo sobre una línea.....	64
3.3.1	Caída de rayos sobre un conductor de fase (línea aérea) ..	64
3.3.2	Caída de rayos sobre las estructuras (torres)	67
3.3.3	Caída de rayos sobre los cables de guarda	68
3.4	Protección de líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas (rayo)	70
3.4.1	Cálculo de la densidad de rayos a tierra (DTR)	70
3.4.2	Calculo del ángulo de blindaje del hilo de guarda	73
3.4.2.1	Modelo electrogeométrico	74
3.4.3	Diseño de contraantenas (<i>counterpoise</i>)	77
3.4.3.1	Función de las contraantenas	78
3.4.3.2	Cálculo de Re por contraantenas	79
3.5	Otras condiciones importantes	80
3.5.1	Altura sobre el nivel del mar	80
3.5.2	Grado de contaminación del ambiente	81

4. INFLUENCIA DEL NIVEL CERÁUNICO EN COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

4.1	Coordinación de aislamiento	83
4.2	Selección del aislamiento	84
4.2.1	Método empírico	84
4.2.2	Método técnico	85
4.3	Tensión máxima de un sistema trifásico (V_m)	86

4.3.1	Tensión de aguante (V_w)	87
4.4	Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (BIL = NBI)	89
4.5	Tensión de flameo inverso	90
4.6	Coordinación de aislamiento en líneas de transmisión	92
4.6.1	Requerimientos de diseño para las estructuras (torres)	92
4.7	Cadena de aisladores	94
4.7.1	Cálculo de aisladores de una línea de transmisión	94
4.7.2	Contaminación de los aisladores	95
4.8	Evaluación de salida de líneas al año por caída de rayos	97
4.8.1	Métodos de Clayton y Young	99
4.8.1.1	Utilización de las curvas de las figuras 37 y 38	100
4.8.2	Índice de salida en líneas de un circuito y un cable de guarda	106
4.8.3	Cálculo de salida de línea para cualquier nivel cerámico ...	106
4.8.4	Cálculo del número de fallas por blindaje	108
4.8.5	Cálculo del número de fallas en líneas sin hilo de guarda ...	110
CONCLUSIONES		111
RECOMENDACIONES		113
BIBLIOGRAFÍA		115
APÉNDICE 1		117
APÉNDICE 2		125

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Polarización de una gota de lluvia en un campo eléctrico	5
2.	Desplazamiento del líder en la atmósfera	7
3.	Característica de cortocircuito de una descarga electroatmosférica	8
4.	Característica del canal guía (líder)	10
5.	Proceso de una descarga electroatmosférica	12
6.	Frente de onda del primer rayo de polaridad negativa	13
7.	Descargas de polaridad ascendente (+) y descendente (-)	15
8.	Distintas formas de las descargas por rayo	17
9.	Curva de la distribución de amplitudes de corriente de rayo	18
10.	Curva de rayos en función de la latitud	29
11.	Mapa de niveles isoceráunicos en la república de Guatemala	43
12.	Niveles ceráunicos de relámpagos en la república de Guatemala	47
13.	Niveles ceráunicos de la actividad electroatmosférica en la república de Guatemala	48
14.	Diagrama unifilar interconectado de las 4 subestaciones	50
15.	Número de rayos en los bancos de transformación G.S	51
16.	Análisis de la línea Chimaltenango 69 KV	51
17.	Análisis de las líneas EGSSA 1 Y EGSSA 2 (69 KV)	52
18.	Análisis de línea Guadalupe 1 y 2, S/E G.S. (69 KV)	52
19.	Análisis de la línea Esclavos	53

20.	Análisis de línea Escuintla 1 y Escuintla 2 (230 KV)	53
21.	Análisis de línea Guate Sur – Guate Este 230KV	54
22.	Análisis de línea Guatemala sur - Guate Norte 230 KV	54
23.	Análisis de líneas Jurún 1 y Jurún 2 (138 KV)	55
24.	Análisis de los bancos de transformación 2 y 3 de G.N.	55
25.	Análisis de líneas Guadalupe 1 y 2 de G.N.	56
26.	Análisis de líneas Guatemala 2, 3 y 6 ambas de 69 KV	56
27.	Análisis de la línea Sanarate Novela 69 KV	57
28.	Análisis de línea Quixal 1 y 2, 230KV	57
29.	Línea Guate Este-Ahuachapán 230 KV	58
30.	Análisis de la caída de rayos en las S/E Escuintla 1 y S/E Escuintla 2	60
31.	Impacto del rayo sobre un conductor de fase	66
32.	Impacto del rayo sobre la torre y circuito equivalente	67
33.	Impacto del rayo sobre el hilo de guarda y circuito equivalente	69
34.	Esquema básico de blindaje	74
35.	Esquema básico de blindaje total	75
36.	Curva para determinar el ángulo de blindaje	76
37.	Curvas para el número de salidas por cebado inverso en líneas de 115KV a 345 KV en circuitos dobles y dos hilos de guarda	101
38.	Curvas para el número de fallas por cebado inverso en líneas de 115KV a 700 KV en circuitos horizontales y dos hilos de guarda	103
39.	Curvas para el número de fallas por cebado inverso en líneas de un circuito y un hilo de guarda	107
40.	Curvas para el índice de salidas por falla de blindaje en líneas de 115 – 400 KV	109

TABLAS

I.	Características importantes de los rayos descendentes y ascendentes ..	16
II.	Red de estaciones sinópticas de Guatemala	35
III.	Valores ceráunicos de la red de estaciones climáticas	39
IV.	Valores ceráunicos de red de estaciones sinópticas meteorológicas ...	40
V.	Número de días promedio de relámpagos en red climática	45
VI.	Número de días promedio de relámpagos en red sinóptica meteorológica	46
VII.	Valores promedio de caída de rayos en las líneas y bancos de la S/E Escuintla 1 y 2	59
VIII.	Densidad de rayos en la república de Guatemala	71
IX.	Niveles de aislamiento normalizadas ($1KV < V_m \leq 245 KV$)	86
X.	Clase y forma de ondas de tensiones y sobretensiones	88
XI.	Constantes para determinar la distancia de fuga en aisladores	96
XII.	Datos específicos de la red de subestaciones climáticas	117
XIII.	Datos específicos de la red de subestaciones sinópticas meteorológicas	119
XIV.	Datos recopilados de días de trueno en las S/E climáticas	120
XV.	Datos recopilados de días de truenos en las S/Es sinóptica meteorológica	121
XVI.	Datos recopilados de días de relámpagos en la red S/Es climáticas ...	122
XVII.	Datos recopilados de días de relámpagos en la red de S/Es sinóptica meteorológica	123
XVIII.	Información recopilados en la S/E de Guatemala Sur	125
XIX.	Información recopilados en la S/E de Guatemala Norte	126
XX.	Información recopilados en la S/E de Guatemala Este	126
XXI.	Descargas por fase en la subestación Escuintla 1	127
XXII.	Descargas por fase en la subestación Escuintla 2	127

LISTA DE SÍMBOLOS

Ds	Distancia o radio de salto del canal guía
I_{rayo}, I(t)	Corriente de rayo en kilo amperios
m.s.n.m	Metros sobre el nivel del mar
d.d.p.	Diferencia de potencial
μs	Microsegundo
ms	Milisegundo
Ng	Densidad de rayos (No. Rayos/ kilómetro ² / año)
TC	Nivel cerámico de una zona específica
Nc	Cantidad de rayos entre nubes
Ng	Cantidad de rayos a tierra
λ	Latitud
HR (%)	Humedad relativa (gr/m) en porcentaje
P(%)	Probabilidad de la presencia de rayo
V_{cond}	El voltaje de sobretensión de falla en el conductor
Zc	Impedancia característica del conductor de fase
ŷ	Altura media del conductor entre estructuras (vano)
ĥ	Altura del conductor de fase en la estructura o torre
f_c	Flecha del conductor de fase
ře	Radio medio geométrico del haz de conductores de fase
Rh	Radio del grupo o haz de conductores de fase,
S	Separación entre el haz de subconductores de fase
n	número de subconductores de fase
řs	Radio de un subconductor
VT	Sobretensión de falla en la torre
ZT	Impedancia característica de la torre

Ht	Altura de la estructura o torre
Rt	Radio de la torre
Vg	Voltaje de sobretensión del hilo de guarda
Zeq	Impedancia equivalente
Hg	Altura del cable de guarda en la torre
rg	Radio del hilo de guarda
Ic	Corriente de rayo que produce flameo
V50%	Tensión crítica de flameo
σ	Desviación estándar con respecto a V50%
Ĉ	Distancia del hilo de guarda al conductor de fase
θT	Ángulo de blindaje total
V50%diseño	Tensión crítica de flameo para diseño
Kh	Factor de humedad atmosférica
δ	Factor de densidad del aire por altitud y temperatura
K₃	Factor de electrodo de tierra
d'	Distancia de fase a tierra
L'	Altura de un aislador
dfuga	Distancia de fuga de fase a tierra
Kd	Factor indicativo del tipo de contaminación
hf-aisladores	Distancia o altura de fuga de los aisladores
NL	Índice de salida de línea por 100 Km/año,
h_{esp}	Esparcimiento horizontal entre hilos de guarda
Ni	Número de rayos caídos en una línea de 100 Km/año
Pi	Probabilidad de que la intensidad de rayo supere a Ic
\tilde{y}	Altura media del conductor más alto
Ic	Corriente del conductor de fase
d₁₂	Distancia entre los dos conductores más alto
d'₁₂	Distancia entre el conductor más alto a la imagen del conductor más próxima

GLOSARIO

CIGRE	Comité de coordinación de aislamiento.
Cúmulos nimbus	Nubes de tormentas, cargadas de electricidad.
Descarga atmosférica	Transferencia de carga en la atmósfera.
DTR	Densidad de rayos a tierra.
G.N.	Guatemala Norte.
G.S.	Guatemala Sur.
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
Iones	Partículas con carga positiva o negativa.
KWH	Kilo wattio por hora.
NBI	Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo.
OACI	Organización de aviación civil internacional.
OMM	Organización meteorológica mundial.

Rigidez dieléctrica	Intensidad del campo eléctrico para el cual un material deja de ser un aislador y se convierte en un conductor.
S/E	Subestación.
S/Es	Subestaciones.
TCF	Tensión crítica de flameo.
V/cm	Voltio por centímetro.
V/m	Voltio por metro.

RESUMEN

La electricidad en la atmósfera es un fenómeno natural. La experiencia ha demostrado que la tierra y la atmósfera no se encuentran eléctricamente en estado neutro. En general la tierra actúa como si estuviera cargada con electricidad negativa y el aire con electricidad positiva. De lo anterior, se establece la presencia de un campo eléctrico dirigido hacia la tierra; en presencia de lluvia o cambios bruscos de temperatura el aire se vuelve más conductivo por la presencia de más electrones libres, condición que invierte la dirección del campo eléctrico, es decir de tierra a nube. Esta nueva dirección del campo eléctrico, genera una corriente en dirección hacia la tierra, fenómeno conocido como descarga electroatmosférica (rayo).

Una forma de medir la actividad electroatmosférica en una zona específica, es cuantificar los días con presencia de tormentas eléctricas o días en que se escuchen truenos, esa forma de medición se denomina nivel cerámico, también conocido como parámetro de los rayos que caen a tierra.

La importancia de este parámetro en la industria eléctrica, es evaluar la probabilidad de salida de líneas de transmisión y fallas de flameo (arcos de retorno en los aisladores), por sobretensiones y sobrecorrientes de impactos de rayos. Esta evaluación es determinante para seleccionar los sistemas de protección eléctrica, en lugares de alto valor cerámico. De la misma manera, la incidencia de rayos produce un campo electromagnético en la atmósfera que es causa de distorsiones en las comunicaciones y estrés en las personas.

Para evaluar la actividad de las descargas atmosféricas en nuestro país, se realizó un estudio sobre la incidencia de rayos, para actualizar el mapa de niveles isoceráunicos de Guatemala. El período de análisis fue de 1991 a 1992, con años base de 365 días. Análisis efectuado en 46 puntos de observaciones meteorológicas del país, en la cual se analizó la información de campo correspondiente a cada una de ellas. Por último, se efectuó un estudio del número de rayos que impactan sobre las subestaciones eléctricas más importantes de nuestro país y sus respectivas líneas de transmisión, correspondiente al período de 1995 al 2003, como complemento del nuevo mapa ceraúnico.

OBJETIVOS

- **General**

Determinar el valor promedio de días por año, que existe presencia de descargas electroatmosféricas en la república de Guatemala y elaborar un nuevo mapa de niveles isoceráunicos.

- **Específicos**

1. Analizar las causas que dan origen a la formación de las cargas en la atmósfera y la formación de los rayos.
2. Explicar por medio de líneas de niveles Isoceráunicas, las regiones del país, donde existe mayor actividad de caída de rayos a tierra.
3. Estudiar los problemas que causa el impacto de los rayos en líneas de transmisión y darle soluciones.
4. Seleccionar los materiales y dispositivos de protección contra rayos en instalaciones eléctricas.
5. Evaluar la probabilidad de salida de líneas de transmisión por medios matemáticos en función del valor ceráunico.

INTRODUCCIÓN

Desde la más remota antigüedad el hombre fijó su atención en los fenómenos atmosféricos y buscó la forma de protegerse de los mismos. Una de ellas ha sido la descarga atmosférica o rayo, que por los problemas que causa a la actividad humana y en particular a la industria eléctrica, ha obtenido la importancia necesaria para que los científicos inviertan recursos para averiguar más sobre su naturaleza.

Las descargas causan sobretensiones y sobrecorrientes en líneas de transmisión eléctrica y la destrucción del equipo que permite su transporte. Ello repercute en la vida de las personas, porque de la electricidad depende la mayor parte de la actividad moderna y el trabajo industrial.

El presente trabajo estudia este fenómeno natural y sus principales características de origen; como la formación de la carga en la atmósfera y las causas que permiten su transporte en el aire. Del mismo modo, este estudio está enfocado a determinar el número de rayos que impactan en el suelo y los problemas que causan en su entorno, la cual es representada por líneas o curvas isocerámicas, con igual número de rayos por año que impactan en diferentes zonas de la república de Guatemala.

Se hace, además, un análisis cerámico sobre las líneas de transmisión eléctrica más importantes de la república de Guatemala. Este análisis describe el número de rayos caídos sobre las mismas en los últimos años. Dicho estudio es un parámetro para evaluar la capacidad del blindaje de las líneas actuales y de futuras líneas.

1. ORIGEN DE LAS DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS

Los fenómenos naturales son objeto de estudio desde la antigüedad, ya que permiten la estabilidad del medio ambiente. Uno de estos fenómenos, es la descarga electroatmosférica, que estabiliza la carga eléctrica generada en la atmósfera; en la actualidad sea tomado con seriedad debido a los problemas que causa a la actividad humana.

1.1 Concepto de rayo

La descarga eléctrica atmosférica o rayo (*lightning discharge*), es la transferencia violenta de carga positiva o negativa, de un campo eléctrico que se ha creado dentro de una nube, de nube a nube, de nube a tierra o bien de tierra a nube. La cual se produce a consecuencia del rompimiento de la rigidez dieléctrica del aire y de la conductividad propia de la atmósfera.

1.2 Formación de la carga en la atmósfera

La formación de la carga en la atmósfera se genera en la capa llamada troposfera (capa de aire que esta en contacto con la superficie de la tierra y que alcanza los 10 Km de altura), en ella también se producen las nubes, las lluvias, las tormentas, los vientos, etc. Esta carga se produce por los cambios meteorológicos predominantes que hacen varían constantemente el equilibrio eléctrico en el aire, ésta depende de las siguientes teorías:

- Presencia de iones en el aire
- Conductividad eléctrica en la atmósfera
- Condensación de gotas de lluvia en el aire
- Cambio de temperatura en la nube

1.2.1 Presencia de iones en el aire

La conductividad de la atmósfera depende en gran parte de iones (partículas dotadas de carga eléctrica positiva o negativa), que forman un átomo o grupo de átomos, que han ganado o perdido uno o varios electrones. La causa de la ionización del aire puede deberse a:

- Acción de sustancias radiactivas, contenidas en el terreno.
- Acción de sustancias radiactivas que se encuentran en el aire.
- La radiación cósmica.

Respecto a la ionización por radiación cósmica, los rayos alfa (α), sólo ionizan unos pocos centímetros de aire sobre el suelo, mientras que los rayos beta (β) ionizan mayor cantidad de aire, porque son más penetrantes. Los rayos (γ) gamma penetran enormemente, y crean mayor ionización en la atmósfera. Las radiaciones α y β de las sustancias radiactivas del suelo, producen aproximadamente una pareja de iones/cm³/seg en condiciones normales de presión y temperatura. Del mismo modo, las radiaciones de las emanaciones (calentamiento de los cuerpos) producen 5 iones/cm³/seg y las radiaciones cósmicas 2 iones/cm³/seg.

Por otra parte, con cielo despejado y aire puro, los iones tienen una movilidad de 1.5 cm/seg, en un campo eléctrico de 1 V/cm, estos iones se denominan «ligeros»; bajo estas condiciones de atmósfera existen concentraciones de 1000 a 2000 iones/cm³, con proporciones de 5 iones positivos por cada 4 iones negativos. Pero si el aire contiene polvo o partículas de combustión, es decir, núcleos de condensación, entonces se forman los iones «pesados» cuya movilidad es de 0.0005 a 0.0003 cm/seg en un campo eléctrico de 1 V/cm. Estos iones predominan en la superficie de la tierra con concentración de 1000 a 80000 iones/cm³.

Finalmente, la radiación solar y la radiactividad química también generan electrones libres en la atmósfera, ya que con altas presiones y aire seco, existe un exceso de radiación solar que aumenta la tensión eléctrica y la ionización positiva (+) en el aire, alcanzando valores de 20000 V/m, e incluso valores de 40000 V/m.

1.2.2 Conductividad eléctrica en la atmósfera

El aire como tal no es un aislador perfecto, porque posee una pequeña conductividad en condiciones normales de la atmósfera. Además en un día despejado el aire tiene carga positiva y la tierra carga negativa; esto da origen a la presencia de un campo eléctrico en la atmósfera dirigida hacia abajo y con una diferencia de potencial (d.d.p.), de 120 a 130 voltios/metro (V/m) en las cercanías del suelo, que se reduce en 1/10 de su valor en alturas de 6000 a 7000 metros sobre el nivel del suelo.

En condiciones de niebla o nubes de tormentas (cumulonimbos), el gradiente eléctrico de la atmósfera se invierte rápidamente, es decir, el campo eléctrico se dirige hacia arriba. Esta nueva dirección del gradiente eléctrico, hace que el aire se cargue negativamente, provoca que los iones positivos se muevan en un campo dirigido hacia la tierra y los iones negativos escapen de ella, en estas condiciones de atmósfera se origina una corriente que se dirige hacia abajo. Finalmente la intensidad de campo crece a medida que aumenta la humedad relativa y es máxima al caer la lluvia, nieve o granizo.

La conductividad eléctrica del aire también crece con la altitud, ya que a 3000 y 6000 m.s.n.m. es 15 ó 20 veces más fuerte que en las proximidades del suelo. Este aumento de conductividad es generado por la ionización de la radiación cósmica y iones ligeros que se presentan sobre la tierra, los cuales son conducidos hacia arriba por el campo eléctrico entre aire y tierra.

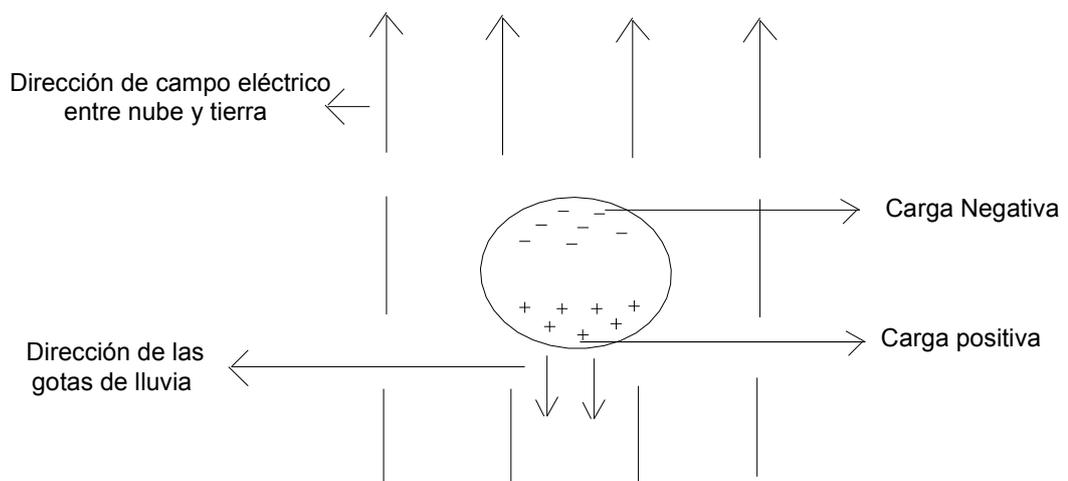
1.2.3 Condensación de gotas de lluvia en el aire

La atmósfera también está constituida por vapor de agua. Cuando el vapor de agua es movido a capas superiores por los vientos verticales, éste se condensa y no puede suspenderse en el aire, entonces cae en forma de lluvia, nieve o granizo. El concepto de la carga generada en dichas capas, obedece a la fusión de dos teorías, la de Simpson y la de Wilson. Ambas establecen un predominio de cargas positivas a una altura de 7 km, y carga negativa de 2 a 7 km., pero en el espacio de 2 km la carga es irregular, y hay subregiones de carga negativa y positiva. Las dos teorías mencionadas establecen lo siguiente:

- El roce entre partículas de hielo en la capa superior de la nube.

- La rotura de las gotas de agua por choques o la pulverización de las mismas, por corrientes de aire, causan que las partículas de agua se carguen positivamente, y el aire con carga negativa y por las corrientes de aire verticales se transportan nuevamente hacia arriba. Sin embargo, a medida que la velocidad del aire disminuye, las partículas de agua cargadas positivamente se agrupan en gotas grandes y caen de nuevo repitiéndose el proceso.
- La absorción de iones bajo la influencia de un campo eléctrico entre nube y tierra, provoca que una gota de lluvia en este campo, se polariza por inducción con carga negativa la parte alta y positiva en la parte baja, lo cual provoca que la gota de agua tome más iones negativos y repele los iones positivos. Esto permite que el aire se cargue positivamente y al mezclarse con partículas de agua más pequeñas, tomen el valor de ésta carga, y por la presencia de corrientes de aire, estas partículas se conducen a la parte alta de la nube, como se ve en la figura 1.

Figura 1. **Polarización de una gota de lluvia en un campo eléctrico**



1.2.4 Cambio de temperatura en la nube

Los cambios de temperatura en la nube son determinantes en la formación de carga eléctrica en ella; ya que, en zonas altas de la misma, la temperatura puede ser progresivamente más fría, hasta llegar bajo cero, en la cual las gotas de lluvia no pueden existir y se transforman en cristales de hielo, con movilidad de caída muy baja.

De la misma manera, la acción de corrientes verticales de aire, sobre los cristales de hielo, hace que estos se carguen negativamente y el aire positivamente; obviamente por el peso tienden a bajar a la base de la nube. Por la carga de estos cristales la nube adquiere una acumulación de carga negativa en su base o regiones puntuales de cargas negativas y positivas. Esta carga negativa en la base de la nube, induce en la tierra una carga positiva, que se desplaza paralelamente al movimiento de la nube y que aumenta por la presencia de humedad o precipitación.

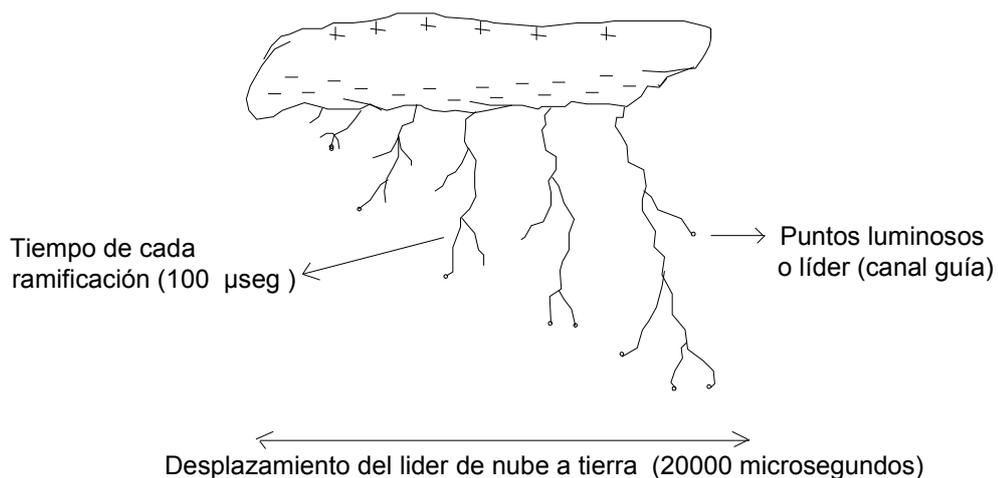
1.3 El líder y la formación del rayo

El campo eléctrico atmosférico en estado normal está dirigido hacia abajo y con una magnitud de 120 voltios/cm², pero si hay nubes y sobre todo, si hay cumulonimbos (nubes de gran actividad tormentosa), el campo se invierte y queda dirigido hacia arriba; alcanzando una diferencia de potencial (d.d.p) de – 20 kV/m, que induce a la separación de las cargas en la nube con dirección a la tierra. Por otra parte, en la nube se pueden alcanzar valores hasta de 10.000 voltios/cm² en las regiones donde se origina el rayo.

- **El líder (*leader*):** es el camino de una descarga eléctrica entre nube, de nube a tierra y de nube a nube; está precedida por la formación de un canal guía o línea fuertemente ionizada, en la que se acumulan cargas eléctricas producidas por la ionización del aire. Este canal sirve de guía para las posteriores ramificaciones que avanzan en forma de zigzag a razón de 50 a 100 metros/microsegundos, con descansos de 100 microsegundos en la cual se observan puntos luminosos.

Las ramificaciones en zigzag se deben a la resistencia que opone el aire fuertemente comprimido al paso de la descarga. Esta resistencia del aire en estado estable se comporta como aislante y cuando existe presencia de descarga, ésta se comporta como conductor; es decir, se rompe la rigidez dieléctrica de la misma. Dichas ramificaciones son más largas que la anterior a medida que se acercan a la tierra y son llamadas dardos o Saetas. El proceso del líder se describe en la figura 2.

Figura 2. **Desplazamiento del líder en la atmósfera**



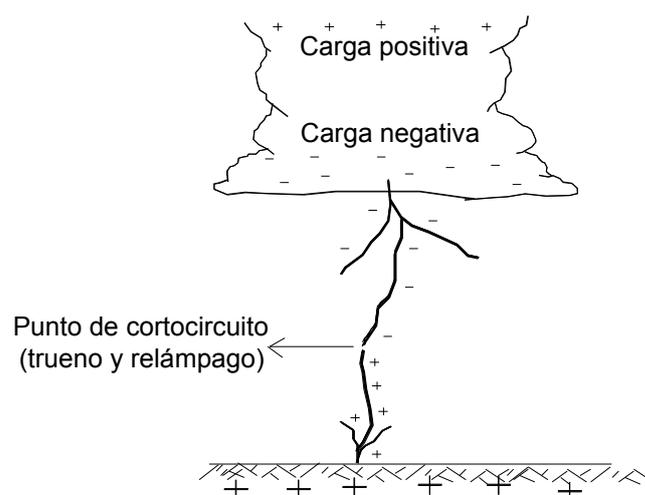
Fuente: **Coordinación de aislamiento**, ABB T& D Systems, marzo 2001. Pág. 14.

- **El rayo (*flash*):** es la consecuencia del cortocircuito en el espacio entre nube y tierra, que neutraliza la corriente de ambas cargas; cuando se rompe la rigidez dieléctrica de la atmósfera (aire).

Así mismo, el rayo se produce cuando el campo eléctrico alcanza valores de 10000 a 50000 V/m dentro de la nube. Además, se genera cuando el gradiente de potencial eléctrico entre la base de la nube (carga negativa) y el crecimiento de la carga positiva en la superficie de la tierra, alcanza un valor del orden de 3 millones de V/m.

Finalmente, cuando el líder se acerca a la superficie del suelo surge un arco de tierra a nube, producido por la acumulación de la carga positiva sobre el suelo. El contacto de ambas cargas por el canal guía equivale al cortocircuito o la neutralización de las mismas y en ese momento surge una corriente alta con velocidad de 30 a 150 m/ μ s superior a la del canal guía. Esta característica de la descarga atmosférica se describe en la figura 3.

Figura 3. **Característica del cortocircuito de la descarga atmosférica**



Fuente: **Fenómenos Eléctricos**, <http://www.atmosfera.cl/HTML/tema/otrosfenomenos>.

En el momento del cortocircuito también se neutraliza el gradiente de potencial entre nube y tierra o la variación del campo eléctrico entre las misma, motivo por el cual se origina un campo electromagnético en el punto del cortocircuito que se aleja a la velocidad de la luz.

- **Relámpago (*intracloud*)**: el brusco aumento de la presión causada por el calentamiento de la atmósfera asociado con la descarga atmosférica, es el origen de luminosidad denominada relámpago.
- **Trueno (*thunder*)**: es el efecto producido por la brusca elevación de la presión de 2 a 3 atmósferas en el canal guía, contraída por las fuerzas electrodinámicas durante la duración de la descarga. La cual constituyen las ondas de sonido.

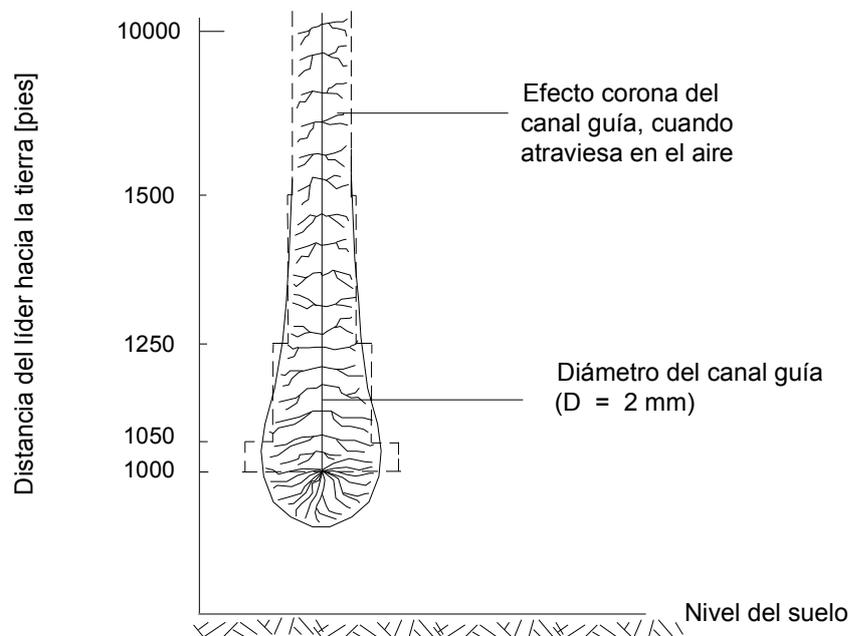
1.3.1 Características del líder

Una de las características más importantes del líder es el proceso de freno y aceleración, que se repite muchas veces en la descarga; y hace que el grupo de electrones iniciales siga un camino en zigzag, a pasos de 50 a 100 metros/microsegundos con intervalos de 100 microsegundos de duración. Esta característica del canal guía se debe a la resistencia que opone el aire fuertemente comprimido al paso de la descarga. Sin embargo, existen otras características de importancia, relacionada con el líder, como:

- **Corriente**: la corriente en el canal guía es de 10 a 220 Kilo-amperios y viaja a una velocidad aproximada de 1/6 de la velocidad de la luz.
- **Voltaje**: el voltaje del canal guía es de 50 kilovoltios/metro, pero a 300 m sobre el nivel del suelo esté puede ser de 50 MV (Megavoltios).

- **Velocidad:** la velocidad del canal guía, es de aproximadamente 0.15 centímetros por microsegundo, lo que representa 0.05% de la velocidad de la luz o 0.3 metro/microsegundo.
- **Temperatura del canal guía (líder):** en el canal guía o camino del rayo, el aire se calienta a temperaturas cercanas a los 30.000 °C (más que la temperatura de la superficie del Sol).
- **Tiempo:** el tiempo requerido por la corriente guía (*leader*) para alcanzar el suelo o la descarga de nube-tierra, es en promedio de 20000 μ s.
- **Diámetro:** el diámetro del canal guía es calculado en 1 y 2 milímetros como se muestra en la figura 4.

Figura 4. **Generalidades del canal guía (líder)**



Fuente: Coordinación de aislamiento, ABB T& D Systems, marzo 2001. Pág. 29.

1.3.2 Fases de la descarga

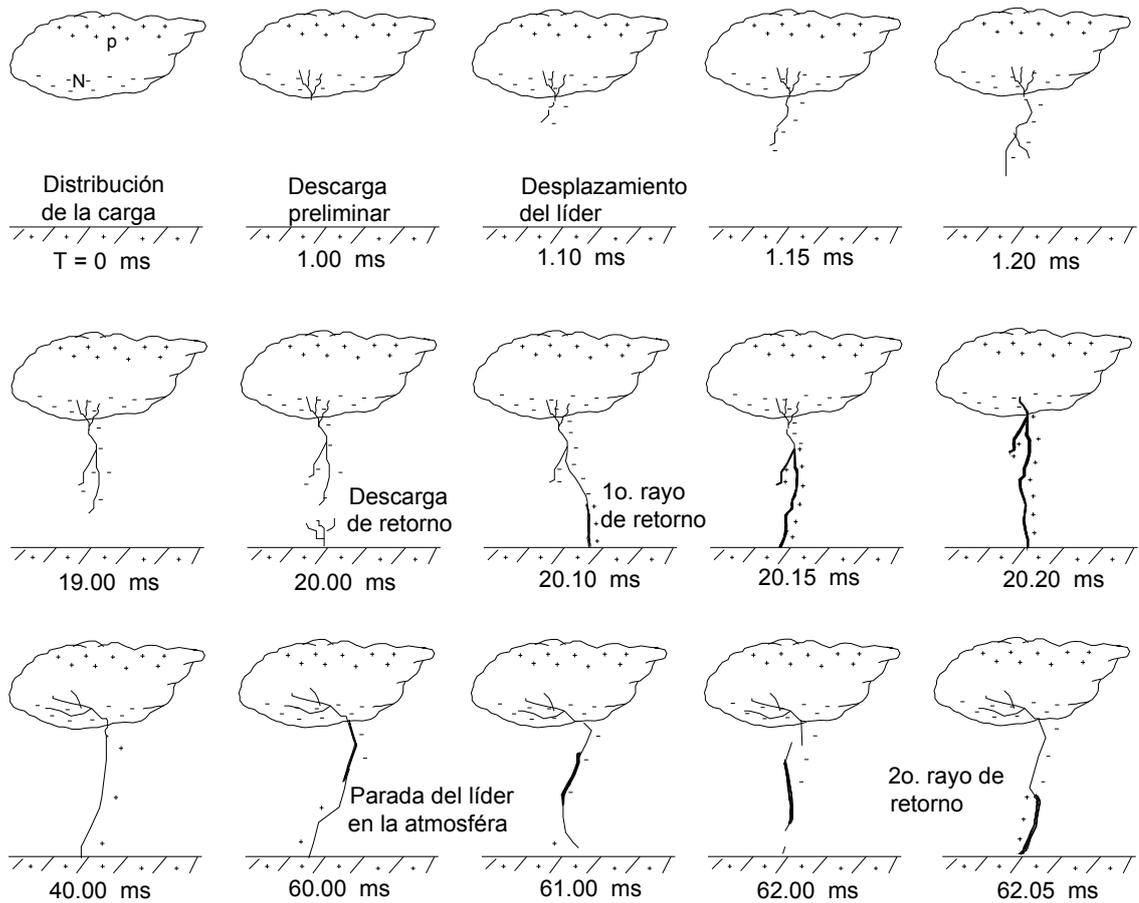
La fase de una descarga atmosférica, llamada también proceso completo del rayo (*attachment process*), consiste en el contacto de los precursores creado por el camino ionizado entre nube y tierra. Es decir, el contacto del rayo descendente (líder de la nube), y el rayo ascendente (líder del potencial de tierra), como se describe en la figura 3. En el cual este cortocircuito ocurre a cientos de metros sobre el nivel del suelo.

En la fase de la descarga, el rayo descendente se desplaza a una velocidad de 1×10^{-8} o 2×10^{-8} m/seg, con tiempo aproximado de 100 μ s. De la misma manera, el rayo ascendente de tierra a nube se desplaza con tiempo de cero a unos microsegundos, con una intensidad de corriente de cresta (pico de la forma de onda más alta) de 30 KA.

Las estadísticas de observaciones internacionales muestran que más del 50% de los rayos tienen 2 y 5 descargas individuales, con duración de 20 a 50 milisegundos (ms) unos de otros, pero se establecen 3 descargas en promedio con una duración de 0.003 ms. Sin embargo, con equipo moderno de la actualidad se han observado rayos con 40 descargas sucesivas.

Finalmente el rayo se desplaza en el aire buscando siempre la mayor conductividad y mínima resistencia o regiones de mayor humedad relativa en la atmósfera. En la figura 5 se muestra el proceso de una descarga de nube a tierra y los tiempos asociados al desplazamiento de la misma.

Figura 5. Procesos de una descarga atmosférica de nube a tierra



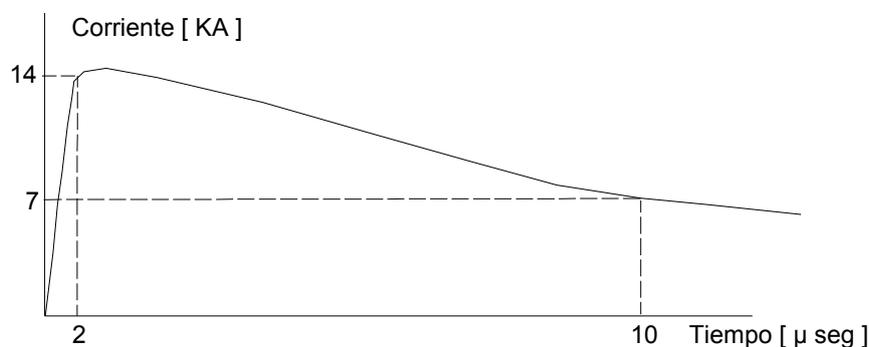
Fuente: Héctor L. Soibelzon, **Protección de redes de media tensión frente a las descargas atmosféricas**, junio 2000. Pág. 15.

1.4 Polaridad de los rayos

Según el signo del centro de carga en la nube, la descarga por rayo puede ser de polaridad positiva o negativa. Estudios estadísticos indican que el 80 a 90% de los rayos son negativos y el 10% son de polaridad positiva.

- **Rayo positivo:** los rayos positivos están formados por una sola descarga y su corriente tiene una duración del frente de onda de 20 a 50 microsegundos, con una amplitud que según mediciones realizadas, puede llegar a ser de 5 a 100 KA, hasta un máximo de 200 kA. Estas descargas por lo general caen en zonas montañosas.
- **Rayo negativo:** un rayo negativo está formado normalmente por varias descargas sucesivas. La primera de ellas está asociada con un frente de onda, de 10 a 15 microsegundos, como se muestra en la figura 6 y amplitud de corriente más débil que los rayos positivos. Las estadísticas indican que el 90%, de los rayos negativos (nube-tierra), se descargan en zonas llanas y climas templados.

Figura 6. Frente de onda del primer rayo de polaridad negativo



Fuente: **Descargas atmosféricas, Asociación electrotécnica argentina**, pág. 22.

1.4.1 Clasificación de los rayos

Los rayos se clasifican en fríos y calientes, por las características que presentan los picos de alta intensidad (magnitud máxima de corriente), y tiempo corto de la presencia de las mismas, de la siguiente manera:

- **Rayo frío:** dura alrededor de 10 ms, pero tiene una intensidad que varía entre 10 a 220 Kilo-amperios y es el más frecuente en la atmósfera. A este rayo se atribuye el astillamiento de los árboles, ya que provoca su violento secado. También se le conoce como el destructor de maderas y mampostería; además, es quien produce las sobretensiones y sobrecorrientes en los sistemas eléctricos.
- **Rayo caliente:** estos rayos tienen la característica de poseer una intensidad cercana a los 100 amperios, con una duración entre 100 y 200 veces más que el anterior, son los que producen la combustión de los materiales.

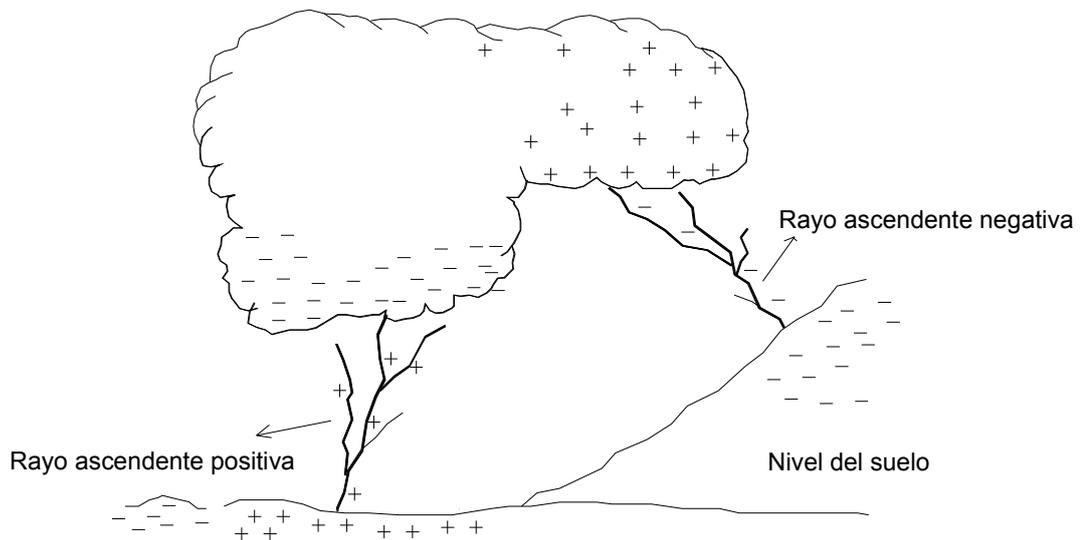
1.4.2 Dirección de los rayos

La dirección de los rayos depende del avance del canal guía, cuando éste avanza de la nube a la tierra se denomina rayo descendente y cuando va al contrario se llama rayo ascendente. Además, estos pueden ser de polaridad negativa o positiva y se diferencia a cada una de ellas como:

- **Descendente negativo:** se inicia en la nube con carga negativa y avanza hacia la tierra (carga positiva), como se ve las figuras 3 y 5.

- **Descendente positiva:** se inicia en la parte alta de la nube, y contienen carga positiva y se dirige hacia la tierra en donde existen puntos de acumulación de carga negativa. Generalmente se presenta en los picos altos de las montañas y volcanes.
- **Ascendente positiva:** se inicia sobre la tierra con carga positiva y se dirige a la base de la nube, la misma se presenta en terrenos de mucha conductividad y humedad; con una corriente que oscila en el rango de 1 KA a 400 KA. Como se muestra en la figura 6.
- **Ascendente negativa:** este rayo se inicia sobre la tierra (carga negativa) y se dirige a la parte alta de la nube (carga positiva). Se presenta, en los picos altos de las montañas o volcanes (ver figura 7).

Figura 7. **Descargas de polaridad ascendente (+) y descendente (-)**



Fuente: **Fenómenos eléctricos**, <http://www.atmosfera.cl/HTML/tema/otrosfenomenos>, octubre del 2003.

Las características de los rayos descendentes y ascendentes, se diferencian de acuerdo a la descripción de la tabla I.

Tabla I. Características importantes de los rayos descendentes y ascendentes

Descripción	Rayo descendente		Rayo ascendente	
	Medio	Máximo	Medio	Máximo
Valor de cresta de corriente	14.000 A	218.000 A	10 A	1000 A
Tiempo del frente de onda	1 μ seg.	10 μ seg.		
Tiempo hasta el valor medio	10 μ seg.	100 μ seg.	0.01 seg.	0.1 seg.
Carga (Coulomb)			100 C	300 C
Carga de rayo directo positivo	50 C	100 C		
Carga de rayo directo negativo	15 C	160 C		

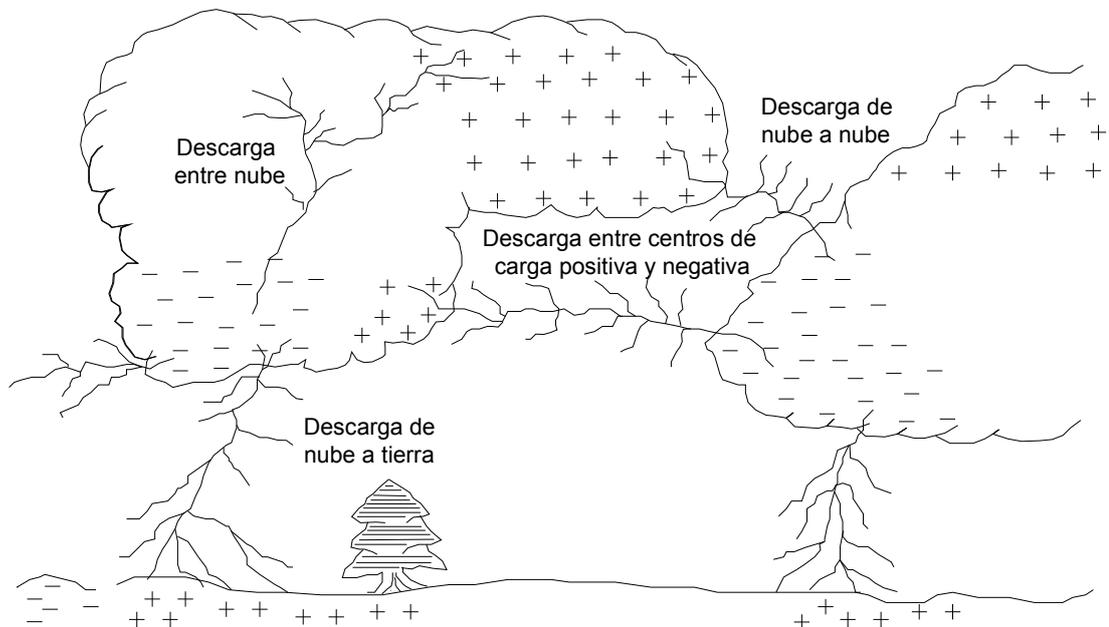
Fuente: **Descargas atmosféricas, Asociación electrotecnia argentina**, mayo 1990, pág. 23.

1.4.3 Otros tipos de rayos

Estos se generan de forma similar a las descritas en párrafos anteriores, con la única diferencia, que éstas se descargan en la atmósfera. Entre ellas están las siguientes:

- **Rayos entre nube (*Intra-Cloud discharge*):** se generan entre centros de cargas opuestas dentro de la misma nube y son denominadas como relámpagos (ver figura 8).
- **Rayos entre nubes (*inter-Cloud discharge*):** ocurren entre centros de carga de nubes diferentes y se descargan puenteando el espacio de aire entre ellas, que puede llega hasta 20 km; se les denomina relámpagos (ver figura 8).

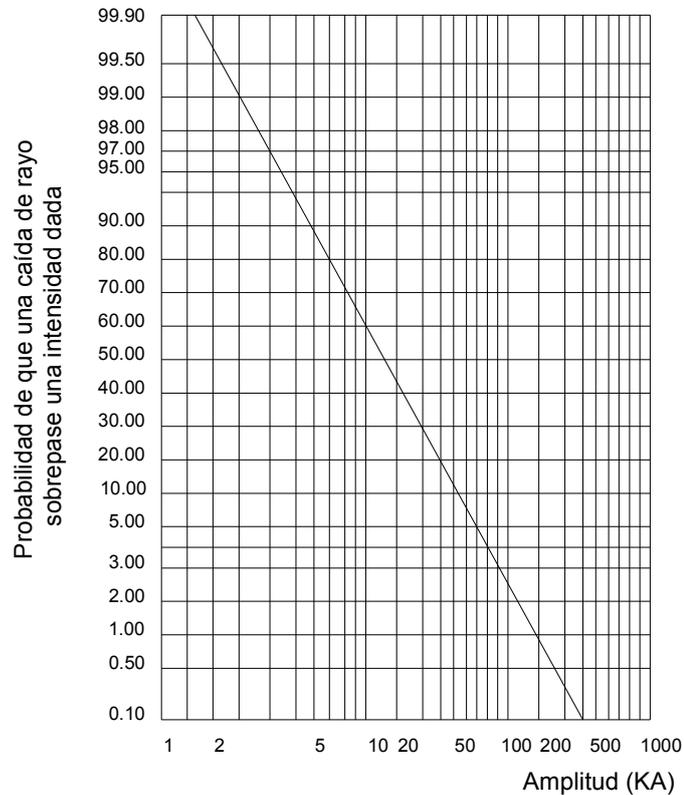
Figura 8. **Distintas formas de las descargas por rayo**



fuelle: **Informe sobre pararrayos**, <http://www.tnavpanaciudad.com.arg>, septiembre del 2003.

Con propósitos de aplicación es conveniente tener una idea de la distribución probabilística de la magnitud de la corriente del rayo, sobre la cual existen varias curvas de distribución obtenidas y diseñadas para tal fin. Una curva obtenida con el resultado de los estudios desarrollados en diferentes partes del mundo y que se puede tomar como una buena referencia (ver figura 7), reportada por el comité 33 de la CIGRE (Comité de Coordinación de Aislamiento), del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE). Curva que muestra una buena distribución de las amplitudes de corrientes de rayo a nivel mundial.

Figura 9. Curva de la distribución de amplitudes de corrientes de rayo



Fuente: Puesta a tierra en edificios y en instalaciones eléctricas, Paraninfo, agosto 2001.

1.5 Parámetros de las descargas por rayo

Los parámetros son los resultados de estudios que proporcionan un valor fijo relacionado con una variable. Dentro de estos estudios los más importantes son:

- **Nivel cerámico:** Es el número de días del año en los que, al menos, es oído un trueno. En algunas zonas de la tierra, el nivel cerámico puede tener una frecuencia igual a 300 días/año.

- **Densidad de rayos a tierra (DRT):** es el número de rayos a tierra por kilómetro cuadrado al año. Es un parámetro complementario del nivel cerámico que permite cuantificar la incidencia de rayos en una zona.
- **Polaridad del rayo:** signo de las cargas transferidas. Normalmente son electrones, pero en algunos casos pueden transferirse cargas positivas.
- **Impedancia del canal:** Se pueden considerar a la nube y a la tierra como placas de un condensador que se descargan a través de un canal con una impedancia de 5 kΩ, de carácter inductivo, debido a que la formación del canal requiere de cierto instante de tiempo.
- **Corriente de pico:** es el parámetro más importante de una descarga, determina el gradiente máximo de corriente de rayo o pico más alto de la forma de onda. Este resultado es importante para el diseño de protección contra rayos. Valores pico de 1 a 400 Kilo-amperios (KA), pero estadísticamente se toma como valor medio 30KA a nivel mundial.
- **Gradiente máximo de corriente del rayo:** es el valor utilizado para el cálculo de tensiones electromagnéticas inducidas en cualquier instalación eléctrica y es el causante de daños en equipos electrónicos. Se determina por el cambio de corriente (di) en función del tiempo (dt): por la relación:

$$\text{Gradiente máximo} = (di/dt)_{\text{max}} \quad (\text{KA/milisegundos})$$

- **Cuadrado de la corriente de impulso del rayo:** este parámetro se utiliza para el cálculo del calentamiento y los esfuerzos electromecánicos, al circular la corriente del rayo por conductores metálicos de las protecciones primarias.

- **Magnitud de la carga:** este valor es variable y es definido por la intensidad del rayo. Su valor oscila en el intervalo de 1 a 300 Coulombios (C), con un valor medio de 10 C por descarga.
- **Energía liberada por el rayo:** ésta puede ser del orden de 50 a 250 KWh (kilo-watts-hora) o 3000 Julios (J). Se extingue en un tiempo de 100-300 milisegundos, y alcanza el pico máximo en solo 1 o 2 microsegundos.
- **Impedancia del rayo:** la impedancia viene determinada por la rigidez dieléctrica del aire que opone una resistencia al paso de la corriente, la cual se debe a las partículas, y a los gases contenidos en la atmósfera. De estudios estadísticos se ha determinado una impedancia de 900 a 2000 ohmio/rayo.

1.6 Mecanismos de las descargas por rayo

Se basan en una serie de hipótesis que definen el proceso de la descarga del rayo. Estudios recientes define cuatro fases de la descarga, las cuales son:

- **Primera fase:** predescarga con la aparición de una radiación descendente, "líder", que se extiende desde la nube en dirección al suelo.
- **Segunda fase:** aparición de radiaciones eléctricas ascendentes, cuando la cabeza del líder descendente se aproxima al suelo. Generalmente estas radiaciones (o efluvios) surgen a partir de elementos que sobresalen de la superficie terrestre (árboles, chimeneas, antenas, pararrayos...), consecuencia del efecto punta.

- **Tercera fase:** creación de un canal ionizado entre la nube y el suelo cuando la cabeza del líder se une con los efluvios ascendentes. Se produce un cortocircuito entre la nube y la tierra que permite el paso de una corriente de alta intensidad, llamada descarga de retorno (*return stroke*).
- **Cuarta fase:** se puede observar un trazado de gran luminosidad entre la nube y la tierra. Los electrones situados cerca del suelo son los primeros en sentir la conexión y acelerarse hacia abajo.

En su recorrido hacia la tierra, el canal guía da un «salto final», hacia aquel objeto que está a una distancia de la cabeza del canal guía, igual a un valor que depende del potencial del líder y por lo tanto, de la intensidad de la descarga. Esta distancia de salto se calcula con la siguiente relación matemática.

$$D_s = 9.4 (I_{\text{rayo}})^{2/3}$$

D_s = distancia de salto del canal guía hacia un objeto (en metros).

I_{rayo} = corriente del rayo (en KA).

Al tomar en cuenta la diferencia que existe entre la intensidad del rayo que cae sobre un objeto en la tierra se modifica la ecuación, aplicándole un factor de corrección del 10% y queda de la siguiente forma:

$$D_c = 9.4 * (1.1 * I)^{2/3}$$

Esta ecuación tiene su aplicación cuando se consideran estudios de protección contra las descargas atmosféricas (capítulo 3).

1.7 Caída del rayo y consecuencias

En esta sección se hará énfasis en la incidencia de las descargas de nube a tierra (*Cloud-to-Ground discharge*), ya que es ésta la más estudiada y la que tiene mayor importancia, por causar la mayor cantidad de daños y problemas por caída directa o indirecta sobre cualquier objeto que alcanza.

1.7.1 Caída directa

El impacto directo de un rayo tiene como efecto predominante la destrucción física o pérdidas de vidas humanas. En cuanto a combustibles expuestos, el rayo puede producir incendios, debido a la alta temperatura contenida en el canal guía. Si bien la caída directa del rayo es la más devastadora, también es la más improbable.

1.7.2 Caída indirecta o sobretensiones inducidas

La caída indirecta de un rayo produce un campo electromagnético en la atmósfera o lejanías del punto de impacto; campo que induce en los sistemas eléctricos o líneas eléctricas una fuerza electromotriz, que causa sobretensiones o sobrecorrientes en ellas.

En sistemas eléctricos inferiores a 132 KV, este campo electromagnético es el causante de fallas producidas en ellas. De resultados estadísticos se estima que dos tercios de las fallas en redes de distribución de 13.2 KV, son debidas a inducción, producidas por la caída indirecta de rayos y el tercio (1/3) restante se debe a caída directa sobre la línea.

1.7.3 Efecto de los rayos

Los rayos son señales de alta frecuencia, gran potencial y alta corriente, es por ello, que son causa de destrucción e interferencias en sistemas eléctricos y electrónicos. Los efectos secundarios producidos por el impacto directo o indirecto de un rayo pueden ser:

- **La carga electrostática:** debido a la ionización del medio por donde pasa el canal guía, induce una carga estática en cualquier estructura inmersa en la tormenta y una diferencia de potencial en la estructura o conductor respecto a tierra (falla de sobretensión); la cual producen arcos secundarios en conductores eléctricos e interferencias.
- **Pulsos electromagnéticos:** los pulsos electromagnéticos son generados por el campo electromagnético transitorio que se forma por el flujo de la corriente a través del canal guía cuando se neutralizan ambas cargas. Estos pulsos magnéticos son muy significativos y de poca duración.
- **Los pulsos electrostáticos:** son el resultado directo de la variación del campo eléctrico de la atmósfera, generado por los cambios de tormenta. Pulsos que afectan a los conductores suspendidos sobre la superficie de la tierra. Por ejemplo, una línea telefónica aérea a una altura promedio de 10 metros sobre la tierra y en condiciones de tormenta eléctrica, se cargará con potencial de 100 kV a 300 kV con respecto a tierra.

- **Las corrientes de tierra:** la corriente transitoria de tierra es el resultado directo del proceso de neutralización que sigue a un impacto de rayo. Dicha neutralización se consume por el movimiento de la carga a lo largo o cerca de la superficie de la tierra, desde el punto donde se induce la carga hasta el punto donde termina el rayo.
- **sobrevoltaje transitorio:** se produce como consecuencia de los anteriores y pueden causar graves daños en los equipos o sistemas que no están adecuadamente protegidos. El sobrevoltaje puede producir carga electrostática, arcos secundarios entre alambres o entre tuberías y arcos en redes de tierra. Los arcos o chispas de corriente electrostática en un punto vulnerable, pueden iniciar incendios o explosiones.
- **Estrés de alta tensión:** El cuerpo humano también es una máquina bioeléctrica, que está polarizada eléctricamente y toda la actividad electromagnética del entorno le afecta, ya que modifica la resistencia eléctrica de la piel, lo que altera el ritmo cerebral y cardíaco. Así mismo, cambia el metabolismo e incluso altera la polaridad de la membrana celular.

1.7.3.1 Efecto en conductores enterrados

Cualquier conductor enterrado o cercano al punto de impacto, proveerá un camino más conductivo, desde donde se inicia, hasta donde termina el rayo; induciendo un voltaje con relación a esos conductores. Este voltaje inducido se le llama "corriente transitoria de tierra" y aparece en los alambres (conductores), tuberías y otras formas de transmisión que estén en el suelo. Finalmente la neutralización de un rayo de retorno en la tierra puede causar los siguientes efectos:

- Puede causar arcos a través de la tierra en tuberías de gas adyacentes, cables o sistemas de tierra.
- La corriente de sobrecarga puede correr en paralelo al sistema de tierras electrónicas existentes, la cual produce una elevación de potencial de tierra no uniforme.

1.7.3.2 Efecto en instalaciones electrónicas

Se debe tener en cuenta que en un radio de 1.5 kms del punto de impacto del rayo, las instalaciones electrónicas pueden ser perturbadas y en ocasiones destruidas. Las formas en que se acoplan estas interferencias producidas por el rayo son:

- **Acoplamiento resistivo:** al caer un rayo sobre una construcción o sobre la tierra, se produce una elevación del potencial eléctrico que afecta a las tuberías y a los cables enterrados y viajan a través de ellas hasta penetrar en las edificaciones, induciendo corrientes de 1.5 a 5 KA.
- **Acoplamiento inductivo:** las enormes corrientes del rayo al caer a tierra mediante descargadores establecen un camino, en el que generan un campo electromagnético que induce a otros conductores una fuerza magnetomotriz, principalmente por que no están apantallados.
- **Acoplamiento capacitivo:** es debido a la naturaleza de las altas frecuencias del rayo, que se acopla capacitivamente entre arrollamientos de alta a baja tensión (transformadores), y provoca fallas en las fuentes de equipos electrónicos, ya que estos son los más sensibles y débiles.

2. ESTRUCTURA DEL MAPA DE NIVELES ISOCERAUNICOS EN GUATEMALA

En el presente capítulo, se describe un estudio realizado en la república de Guatemala, que consistió en determinar la actividad electroatmosférica o la incidencia de rayos en nuestro país. El estudio tiene su importancia en el diseño y construcción de protecciones de nuevas subestaciones eléctricas y líneas de transmisión eléctrica. Del mismo modo, es un aporte para determinar el tipo de protección en edificios.

2.1 Nivel ceráunico

El nivel ceráunico es el número de días promedio por año, que al menos, se oye un trueno o que exista actividad de tormentas eléctricas en una región determinada. Nombre utilizado por los meteorólogos, para referirse a la actividad eléctrica en la atmósfera (rayos y truenos).

Las tormentas eléctricas pueden ser definida como un conjunto de fenómenos electromagnéticos, que dan lugar a la propagación de sonidos y efectos luminosos que ocurren en el momento de una descarga electroatmosférica.

Las regiones próximas al Ecuador, presentan un nivel ceráunico muy alto. Sin embargo, en los continentes y océanos la presencia de la misma es baja, debido a los vientos del norte que tienden a mover las nubes hacia el océano Pacífico.

2.1.1 Densidad de rayos eléctricos a tierra (DRT)

Es el número de rayos a tierra (descargas eléctricas) por unidad de área (Km²) y por unidad de tiempo (año). Y es la probabilidad que tiene un punto del terreno de ser alcanzado por una descarga electroatmosférica; además, es un parámetro complementario del nivel cerámico que permite cuantificar la incidencia de rayos en una zona.

La densidad de rayos se da en función del número de días al año en que se escuchan truenos. Dicha densidad de rayos se obtiene evaluando el valor cerámico de una zona específica, por medio de relaciones matemáticas empíricas para determinar la misma; una de ellas ha sido evaluada por el Comité de Coordinación de Aislamiento (CCA), del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), la cual es la siguiente:

$$N_g = a * (T_c)^b$$

N_g es la densidad de rayos eléctricos o número de rayos/Km²/año, **T_c** corresponde al nivel cerámico de una zona específica. **a** y **b** son constantes (**a** toma valores de 0.01 a 0.04 y **b** toma valores de 1.20 a 1.40).

Con propósitos de aplicación, el comité de coordinación de aislamiento del IEEE, ha definido la siguiente relación matemática para hallar la densidad de las descargas a tierra:

$$N_g = 0,04 * (T_c)^{1,25} \quad (\text{No. De rayos/km}^2/\text{año})$$

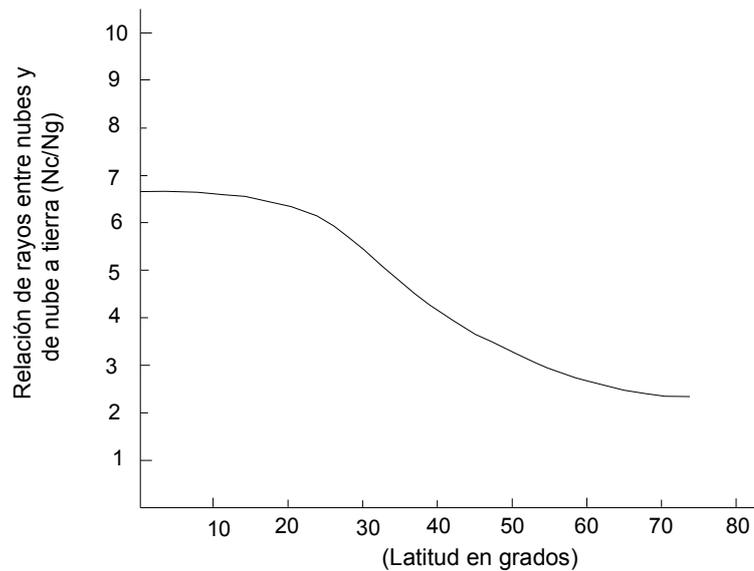
2.1.2 Incidencia de rayos en función de la latitud

La relación de la incidencia de rayos en función de la latitud, considera que en una tormenta atmosférica existe mayor cantidad de descargas entre nubes, que de nube a tierra. Esta relación es mayor en las regiones próximas al Ecuador y es expresada en un modelo matemático por la siguiente expresión:

$$N_c/N_g = 4,16 + 2,16.\cos^3 \lambda$$

N_c/N_g es la relación de número de rayos en función de la latitud, **N_c** es la cantidad de rayos entre nubes, **N_g** la cantidad de rayos a tierra y λ es igual a la latitud. Dicha relación matemática es representada en la figura 10.

Figura 10. **Curva de rayos en función de la latitud.**



Fuente: **Descargas atmosféricas** <http://sites.uol.com.br/sites.uol.com.br>

2.2 Variables asociadas con las descargas electroatmosféricas

En el desarrollo de una tormenta eléctrica la intensidad del campo varía con la sequedad y humedad del aire, como también de la suciedad y limpieza del mismo. Sin embargo, la intensidad del campo eléctrico varía en sentido inverso, debilitándose cuando el aire es más sucio y la temperatura baja, y aun menor cuando el aire es limpio y con temperatura alta.

De acuerdo a lo anterior, la conductividad de la atmósfera depende del número de pequeños iones (buenos conductores), y disminuye cuando el aire está sucio, porque las partículas se transforman en grandes iones (malos conductores). El aire limpio y transparente se caracteriza por tener un campo eléctrico débil y de gran conductividad.

2.2.1 Temperatura

La temperatura es una medida del estado de agitación intramolecular de los cuerpos y un factor importante para el estudio de las descargas atmosféricas, como se analizó en la sección 1.2. En los últimos años la temperatura ha tenido un aumento de $+0.6^{\circ}\text{C}$ (con una variación de $\pm 0.2^{\circ}\text{C}$) durante el siglo XX, sin embargo en la década de 1970 se registró un leve descenso, ascendiendo nuevamente durante las décadas de 1980 y 1990.

Publicaciones de estudios realizados en el ámbito internacional, reportan que la temperatura media del planeta, al nivel de superficie entre 1990 y el 2100, oscilará entre $+ 1.4^{\circ}\text{C}$ y $+ 5.8^{\circ}\text{C}$ bajo el aspecto más favorable. Esta tasa de aumento es entre 2 y 10 veces el observado durante el siglo XX, y de acuerdo a estudios paleoclimáticos es muy probable que no tenga precedentes por lo menos en los últimos 10.000 años.

2.2.2 Humedad relativa

En la atmósfera, a diferentes alturas sobre el nivel del suelo, el agua se puede encontrar en sus tres estados físicos, líquido, sólido y gaseoso; es decir como gotas de agua, hielo y vapor de agua.

La humedad relativa es la relación o razón entre el contenido de humedad real del aire y el que tendría si estuviera saturado de vapor de agua. Esta relación es expresada en forma matemática por la siguiente expresión:

$$\text{HR (\%)} = \frac{\text{Cantidad de vapor de agua real contenida en el aire}}{\text{cantidad de vapor de agua para saturar el aire}} * 100$$

2.2.3 Presión

La presión atmosférica es el peso de la columna de aire, de sección unitaria, que se extiende desde un plano horizontal cualquiera, hasta el límite exterior de la atmósfera. Es la fuerza (peso en Kg), que se ejerce sobre la unidad de superficie (metro²).

Cuando la temperatura aumenta la presión se eleva y cuando la temperatura baja, la presión baja. Estos cambios bruscos de la atmósfera permiten la creación de tormentas eléctricas, debido a la condensación estática de la carga en la atmósfera. Ya que a alturas diferentes sobre el nivel del suelo la presión es variable.

2.2.4 Velocidad y dirección del viento

El movimiento horizontal sensible a los sentidos del movimiento de las partículas del aire, es denominado viento. Es una magnitud vectorial, que posee dirección, sentido y magnitud (velocidad o espacio recorrido en la unidad de tiempo).

El aire en alturas muy elevadas es inestable porque los cambios de temperatura hacen que la densidad de aire (masa / volumen) sea variable. Es decir, a mayor temperatura la densidad del aire decrece (en forma alternativa). Sin embargo, un volumen fijo de aire es más pesado cuando el aire está frío y se hace más liviano a medida que el aire se calienta.

Finalmente estas características del viento, son las que permiten el desplazamiento (sentido, dirección y magnitud) de las nubes cargadas de electricidad por la atmósfera.

2.3 Identificación de estaciones meteorológicas de INSIVUMEH

El INSIVUMEH (Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología e Hidrología), es una institución dedicada a la investigación y a la predicción y prevención de desastres en Guatemala. Es avalado por la Organización Meteorológica Mundial (OMM), y por la Organización de Aviación Civil Internacional (OACI). INSIVUMEH cuenta con estaciones de observaciones climáticas y estaciones de observaciones sinópticas meteorológicas, las cuales se describen a continuación:

- **Estaciones de climatología:** están ubicadas a una distancia no mayor de 300 Km unas de otras y efectúan observaciones visuales y registros diariamente a las 7h, 13h y 18h. En Guatemala existe una red de estas estaciones, en las que se efectúan observaciones de temperatura, velocidad y dirección del viento, presión atmosférica, humedad relativa, descargas atmosféricas, cantidad de intensidad de lluvia, insolación y radiación solar.
- **Estación sinóptica meteorológica:** según el criterio establecido por la OMM y las recomendaciones de la OACI, establece que las estaciones sinópticas de superficie no deben ubicarse a distancias mayores de 100 a 150 Km unas de otras; tienen la característica de realizar observaciones a cada hora, o bien, a intervalos cortos cuando las condiciones del tiempo cambian constantemente. Si estas estaciones se ubican en el mar, las distancias entre ellas no debe ser mayores de 500 Km unas de otras. En Guatemala existe una red de estas estaciones (ver tabla II).

2.4 Registro de datos históricos período 1991-2002

El monitoreo de las observaciones meteorológicas en la república de Guatemala, esta compuesto por una red de estaciones, que surgió desde inicios de la aeronáutica civil. Desde entonces se han realizado y archivado observaciones de la atmósfera. Estos datos son una valiosa herramienta para la realización de estudios y fueron tomados como referencia para realización del estudio de la incidencia atmosférica (caída de rayos) en Guatemala.

Este estudio tiene como objetivo principal el diseño del mapa de niveles isoceráunicos en Guatemala. Se tomaron como referencia para el mismo, los datos históricos diarios comprendidos en el periodo entre 1991, 2002 y parte del año 2003.

Estos datos históricos que se recopilaron son registros tomados por las estaciones, climáticas y sinópticas de Guatemala, y están relacionados con las descargas electroatmosféricas de nube a tierra y las descargas entre nubes denominadas relámpagos (ver apéndice 1).

Finalmente cabe mencionar que las estaciones sinópticas de Guatemala, tienen una forma especial de funcionar; 6 de ellas realizan observaciones durante 13 horas del día (6:00 hrs. a 18:00 hrs.) y 5 las efectúan durante las 24 horas (ver tabla II).

Tabla II. **Red de estaciones sinópticas de Guatemala**

No	Departamento	Nombre de la estación	Horas funcionando
1	Alta Verapaz	Cobán	12
2	Chiquimula	Esquipulas	12
11	Escuintla	Puerto San José	24 *
9	Guatemala	Aeropuerto	24 *
8	Huehuetenango	Huehuetenango	24 *
10	Isabal	Puerto Barrios	24 *
3	Jutiapa	Montufar	12
7	Petén	Flores	24 *
4	Quetzaltenango	Labor Ovalle	12
5	Retalhuleu	Retalhuleu	12
6	Zacapa	La Fragua	12

* Estas estaciones reportan su información al archivo de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) durante cada hora; del cual proviene la información internacional sobre nuestro territorio, como por ejemplo, el mapa isoceráunico que reporta el Centro Nacional de la Investigación Científica (CNRS) de Francia o de la información que reporta Estados Unidos sobre el territorio centroamericano.

2.5 Análisis estadístico de los datos históricos

El estudio del análisis estadístico tiene como objetivo la presentación e interpretación de resultados aleatorios de un estudio planeado o de una investigación. Con la esperanza de justificar los resultados obtenidos de la información recopilada del estudio sobre la incidencia de las descargas atmosféricas. Así mismo, fue necesario recurrir a las siguientes técnicas estadísticas:

- **Definición del problema:** en esta etapa se definió el problema de estudio, que consiste en determinar las zonas de la república de Guatemala, donde se manifiesta mayor incidencia de las descargas atmosféricas (rayos).
- **Recopilación de la información:** esta etapa consistió en la recopilación de datos de la red nacional de observaciones meteorológicas.
- **Depuración:** esta consistió en estudiar los datos recopilados y observarlos para que se ajusten a la verdad, ya que datos falseados, bien sea por el instrumento de medición o por observación meteorológica, pueden conducir a resultados erróneos.
- **Clasificación y depuración:** consiste en ordenar los datos de forma que se facilite su análisis e interpretación (ver apéndice I).
- **Inferencia:** esta etapa consiste en hacer conclusiones acerca de los resultados obtenidos en el estudio; sean estos en tablas o gráficas.

2.5.1 Cálculo estadístico de los datos recopilados

Los cálculos estadísticos se realizaron después de haber clasificado y depurado los datos de la investigación; se efectuaron con el fin de obtener resultados puntuales y satisfactorios de cada región determinada o punto de observación. Para ello se recurrió a la estadística aritmética, ya que proporciona resultados objetivos y directos. fueron utilizadas las siguientes relaciones aritméticas:

- **Media aritmética (Me):** es la relación que existe entre la suma de los datos de la distribución (X_i) y el número de datos (N), expresada en la siguiente ecuación:

$$Me = \frac{\sum X_i}{N_i}$$

- **Desviación estándar:** la desviación permite determinar la raíz cuadrada del cuadrado de las desviaciones respecto a la media aritmética, con cierto grado de certeza, donde están localizados los valores de una distribución de frecuencia con relación a la media aritmética. Esta permite determinar con gran precisión el porcentaje de elementos que caen dentro de rangos específicos.

$$Desvest = \sqrt{\frac{\sum(X_i - Me)^2}{N - 1}}$$

- **Coefficiente de variación:** la media o valor esperado de un grupo de datos, es de especial importancia en estadística, debido a que determina el lugar donde se centra la distribución. No obstante, por si misma, la media aritmética no proporciona una adecuada descripción de la forma de la distribución. De modo que para comparar la variación entre diferentes muestras de datos es conveniente usar, el coeficiente de variación, que es una relación entre la desviación estándar y la media aritmética, ello permite la confianza de los datos o la eliminación de los mismos.

$$\text{Coeficiente de variación} = \frac{Desvest}{Me} * 100$$

2.6 Definición de nivel cerámico por cada estación meteorológica

Después de evaluar toda la información recopilada, en forma científica y con la aplicación de técnicas estadísticas, se obtuvieron resultados satisfactorios que permitieron asignarle a cada región del país, un valor real de número de días de tormentas eléctricas por año (o nivel cerámico), respecto a cada estación que fue objeto de estudio. Estos datos finales se muestran en las tablas III y IV, se especifican en ellas los nombres de las estaciones y el departamento donde se realizan las observaciones y finalmente el valor cerámico que corresponde a cada una de ellas.

Por otra parte, los resultados obtenidos de todo lo anterior, corresponden a los doce años (365 días/año) de estudio (1991 – 2002); de los que se revisaron aproximadamente cuatro mil trescientos ochenta días (4380) por cada subestación climática y sinóptica meteorológica del país. Con un total de doscientos un mil cuatrocientos ochenta (201480) días de análisis para la obtención del nuevo mapa isocerámico de Guatemala.

Tabla III. **Valores ceráunicos de la red de estaciones climáticas**

No	Departamento	Nombre de la estación	Valor Ceráunico
1	Alta Verapaz	Cahabón	40
2	Alta Verapaz	San Agustín	29
3	Baja Verapaz	Cubulco	23
4	Baja Verapaz	San Jerónimo	14
5	Chimaltenango	La Alameda Icta	33
6	Chimaltenango	San Martín Jilotepeque	66
7	Chimaltenango	Santa Cruz Balanyá	58
8	Chiquimula	Camotán	56
9	Escuintla	Camantulul Sta. Lucia	69
10	Escuintla	Escuintla	113
11	Escuintla	Sabana Grande	17
12	Huehuetenango	Cuilco	43
13	Huehuetenango	San Miguel Acatán	97
14	Huehuetenango	San Pedro Necta	48
15	Huehuetenango	San Pedro Soloma	71
16	Izabal	Las Vegas Livingston	56
17	Jalapa	La Ceibita	34
18	Jutiapa	Quesada	46
19	Petén	El Porvenir (la Libertad)	107
20	Petén	Tikal	31
21	Progreso	Morazán	114
22	Quiché	Chichicastenango	18
23	Quiché	Chinique	16
24	Quiché	Chixoy	15
25	Quiché	Nebaj	54
26	Quiché	Sacapulas	15
27	Sacatepéquez	Suiza Contenta St. Lucia	31
28	San Marcos	Catarina	88
29	San Marcos	San Marcos	63
30	Santa Rosa	Los Esclavos	26
31	Sololá	Santa María El Tablón	39
32	Sololá	Santiago Atitlán	40
33	Suchitepéquez	Mazatenango	53
34	Zacapa	La Unión	65
35	Zacapa	Pasabién	11

Tabla IV. **Valores ceráunicos de red de estaciones sinópticas meteorológica**

No	Departamento	Nombre de la estación	Valor Ceráunico
1	Alta Verapaz	Cobán	53
2	Chiquimula	Esquipulas	68
3	Escuintla	Puerto San José	119
4	Guatemala	Aeropuerto	69
5	Huehuetenango	Huehuetenango	64
6	Izabal	Puerto Barrios	117
7	Jutiapa	Montúfar	60
8	Petén	Flores	107
9	Quetzaltenango	Labor Ovalle	66
10	Retalhuleu	Retalhuleu	158
11	Zacapa	La Fragua	64

2.7 Líneas isoceráunicas (isolíneas)

Las líneas isoceráunicas son líneas que unen puntos en la superficie terrestre con igual número de días por año de actividad electroatmosférica o truenos. Estas líneas son llamadas también isolíneas y tienen la característica de que no precisan la intensidad, duración, voltaje y otras descripciones de una descarga atmosférica, aunque se ha comprobado que constituyen una eficiente referencia sobre la probabilidad de caída de rayos.

2.7.1 Procedimiento para trazar las isolíneas o elaboración de mapas climatológicos

Para la elaboración de mapas climatológicos con el uso del método de isolíneas (valores iguales de una variable en forma continua abarcando diferentes posiciones geográficas dentro de una cuenca topográfica o región en particular), es necesario tomar en cuenta los siguientes requerimientos:

- Cada estación climatológica debe estar identificada o etiquetada con sus respectivas coordenadas geográficas.
- Los datos registrados de una variable dada deben ser ploteados en un mapa topográfico (de preferencia que incluya los valores de las cotas geodésicas), para su posterior interpolación.
- Unir linealmente los puntos que identifican a cada estación climatológica, formando grupos o redes en forma triangular.
- Interpolar gráficamente los catetos en cada triángulo, pero tomando en cuenta la variación de los valores de las curvas de nivel o topográficas.
- Enlazar los valores iguales entre los catetos adyacentes de triángulos continuos, generalmente son líneas curvas suavizadas.
- Preferentemente las isolíneas deben trazarse en un mapa de mayor escala (mejor detalle) y luego trasladarlas a un mapa de menor escala (menor detalle) para fines de presentación y minimización de errores.
- En muchos casos podría idealizarse que el climatólogo conozca físicamente las áreas que se está mapeando a fin de mejorar los detalles.
- Posteriormente, el mapa en papel o formato análogo se digitaliza para poder desarrollar un mapa digital tipo vectorial o tipo raster (matricial) para aplicaciones múltiples a través de un sistema de información geográfico (SIG o GIS).

2.8 Mapa isoceráunico de Guatemala

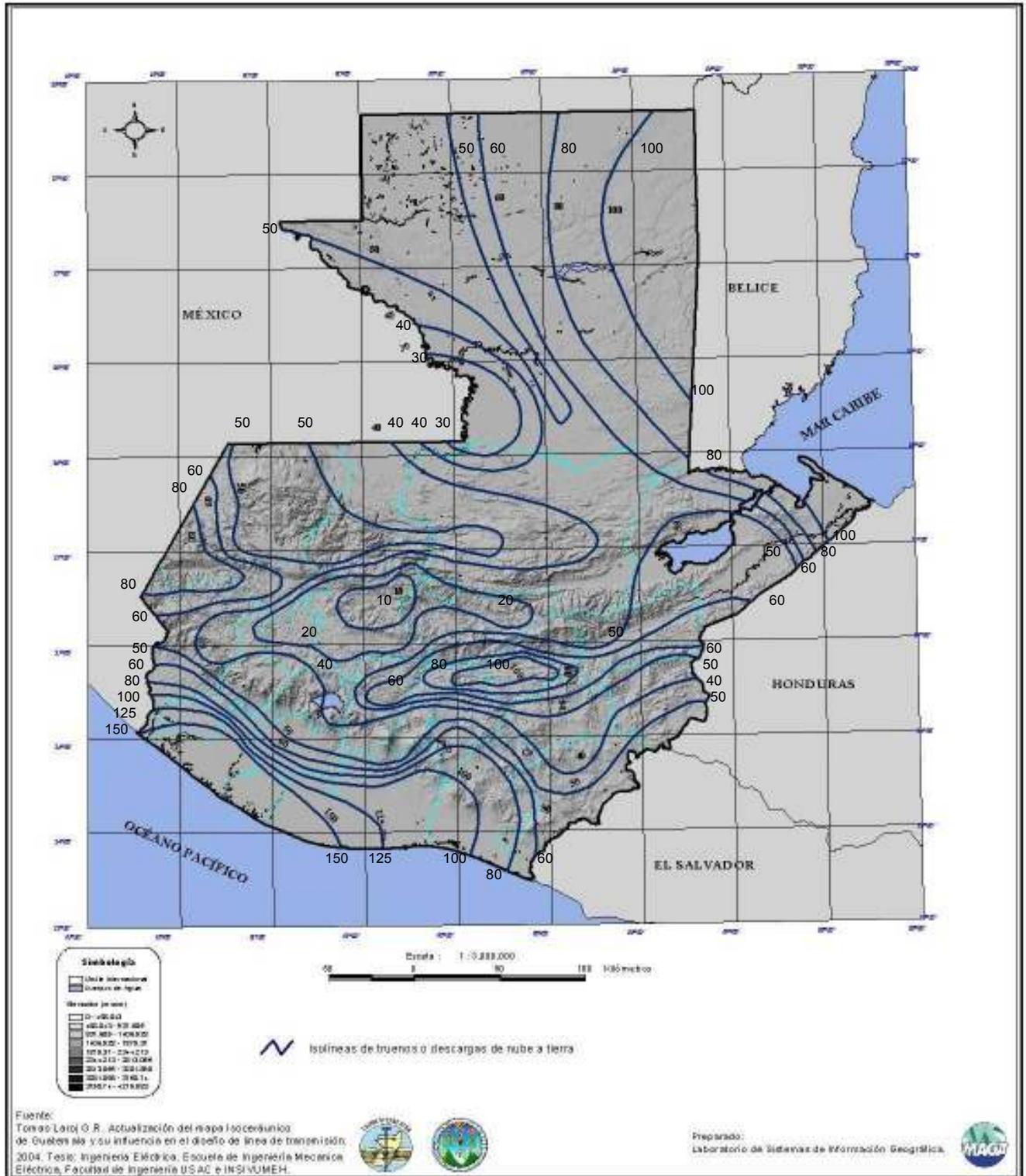
El mapa isoceráunico es la representación gráfica de la frecuencia de caída de rayos, en zonas específicas de observaciones meteorológicas, efectuadas en la república de Guatemala. Frecuencias que se muestran en las tablas III y IV; las cuales son trazadas en la figura 11, por isolíneas ceráunicas (número de días promedio de rayos/año), según el procedimiento indicado en el párrafo 2.7.1.

- **Discusión:** Las regiones tropicales presentan mayor actividad electroatmosférica al contrario de las zonas de alta montaña, de intenso frío o zonas marítimas. Sin embargo, en las regiones de la boca costa las descargas son regulares, debido al cambio brusco de la presión atmosférica por el cambio del aire tropical al aire frío de las montañas.

El mapa de la figura 11, confirma que las regiones tropicales son las que presentan mayor actividad atmosférica; estas regiones críticas son la costa sur, la región nor-este del Petén que colinda con Belice, el departamento del Progreso y la costa del caribe (puerto barrios). Se encuentra la mayor frecuencia de caída de rayos en el Sur Occidente, con un valor de 150 días promedios año de actividad atmosférica.

Las descargas atmosféricas se presentan en menor índice en la regiones de alta montaña y alta humedad, como es el caso de las Verapaces (Baja Verapaz y Alta Verapaz). De la misma manera, se observa que las regiones del sur de Huehuetenango y sur del Quiché, tienen valores ceráunicos bajos, esto se debe a la topografía de la zona y a los cambios climáticos muy especiales de estas regiones, ya que en estas zonas la lluvia es escasa durante el año.

Figura 11. Mapa de niveles isocerámicos en la República de Guatemala



2.9 Mapa isocerámico de las descargas entre nubes (relámpagos)

No todas las descargas que se generan en la atmósfera caen a tierra, ya que de estudios a nivel mundial se establece que el 90% de las mismas se descargan entre nubes y el 10% caen a tierra. De estas últimas, el 90% son de polaridad negativa. De acuerdo con lo anterior, se estableció un estudio para analizar la frecuencia de las descarga entre nube y entre nubes (relámpagos), con fines de complementar la actividad electroatmosférica en nuestro país. Para este estudio también recopilaron datos, que se muestran en el apéndice 1. Al aplicar los mismos criterios y análisis estadísticos realizados en la incidencia de rayos a tierra, se obtuvieron las frecuencias de relámpagos (número promedio de relámpagos/año), respecto a cada punto de observación. Valores que se muestran en las tablas V y VI.

Se sumaron las frecuencias (valores) de truenos (descarga de nube a tierra) y las frecuencias de relámpagos (descargas entre nube y nubes), con la finalidad de describir toda la actividad electroatmosférica o la probabilidad de presencia de tormentas atmosféricas, cercana al punto de observación. De esta adición se obtuvieron los valores que se muestran en la columna 4 de las tablas V y VI.

Tabla V. Número de días promedio de relámpagos en la red climática

No	Nombre de la estación	Relámpagos	Truenos y relampag.
1	Cahabón	35	75
2	San Agustín	49	78
3	Cubulco	72	96
4	San Jerónimo	5	19
5	La Alameda Icta	163	229
6	San Martín Jilotepeque	75	134
7	Santa Cruz Balanyá	19	75
8	Camotán	120	155
9	Camantulul Sta. Lucia	39	108
10	Escuintla	108	221
11	Sabana Grande	6	23
12	Cuilco	5	102
13	San Miguel Acatán	58	106
14	San Pedro Necta	7	79
15	San Pedro Soloma	28	85
16	Las Vegas Livingston	53	96
17	La Ceibita	156	190
18	Quesada	49	95
19	El Porvenir	35	66
20	Tikal	62	151
21	Morazán	183	297
22	Chichicastenango	4	22
23	Chinique	12	28
24	Chixoy	4	18
25	Nebaj	65	117
26	Sacapulas	6	21
27	Suiza Contenta Sn. Lucia	23	53
28	Catarina	81	144
29	San Marcos	10	27
30	Los Esclavos	86	174
31	Santa María El Tablón	35	74
32	Santiago Atitlán	3	42
33	Mazatenango	37	90
34	La Unión	118	183
35	Pasabién	129	140

Tabla VI. Número de días promedio de relámpagos en la red sinóptica meteorológica

No	Nombre de la estación	Relámpagos	Trueno y relámpagos
1	Cobán	39	93
2	Esquipulas	37	105
3	Puerto San José	85	205
4	Aeropuerto	58	127
5	Huehuetenango	58	122
6	Puerto Barrios	78	195
7	Montúfar	30	91
8	Flores	158	265
9	Labor Ovale	12	78
10	Retalhuleu	20	178
11	La Fragua	50	115

De estos resultados, se obtuvieron las isolíneas de relámpagos e isolíneas de Truenos-Relámpagos, las cuales están confeccionadas en los mapas de las figuras 12 y 13.

La figura 12 muestra el primer mapa de relámpagos de la república de Guatemala o número promedio de días de relámpagos/año, que causan electrostática en la atmósfera, y causan efectos en las comunicaciones y estrés en las personas, debido al campo electromagnético que se genera en la atmósfera.

Finalmente, la figura 13 es un mapa cerámico que describe toda la actividad electroatmosférica en el territorio guatemalteco (número promedio de días de Truenos-Relámpagos/año), o la probabilidad de la presencia de las mismas.

Figura 12. Niveles cerámicos de relámpagos en la República de Guatemala

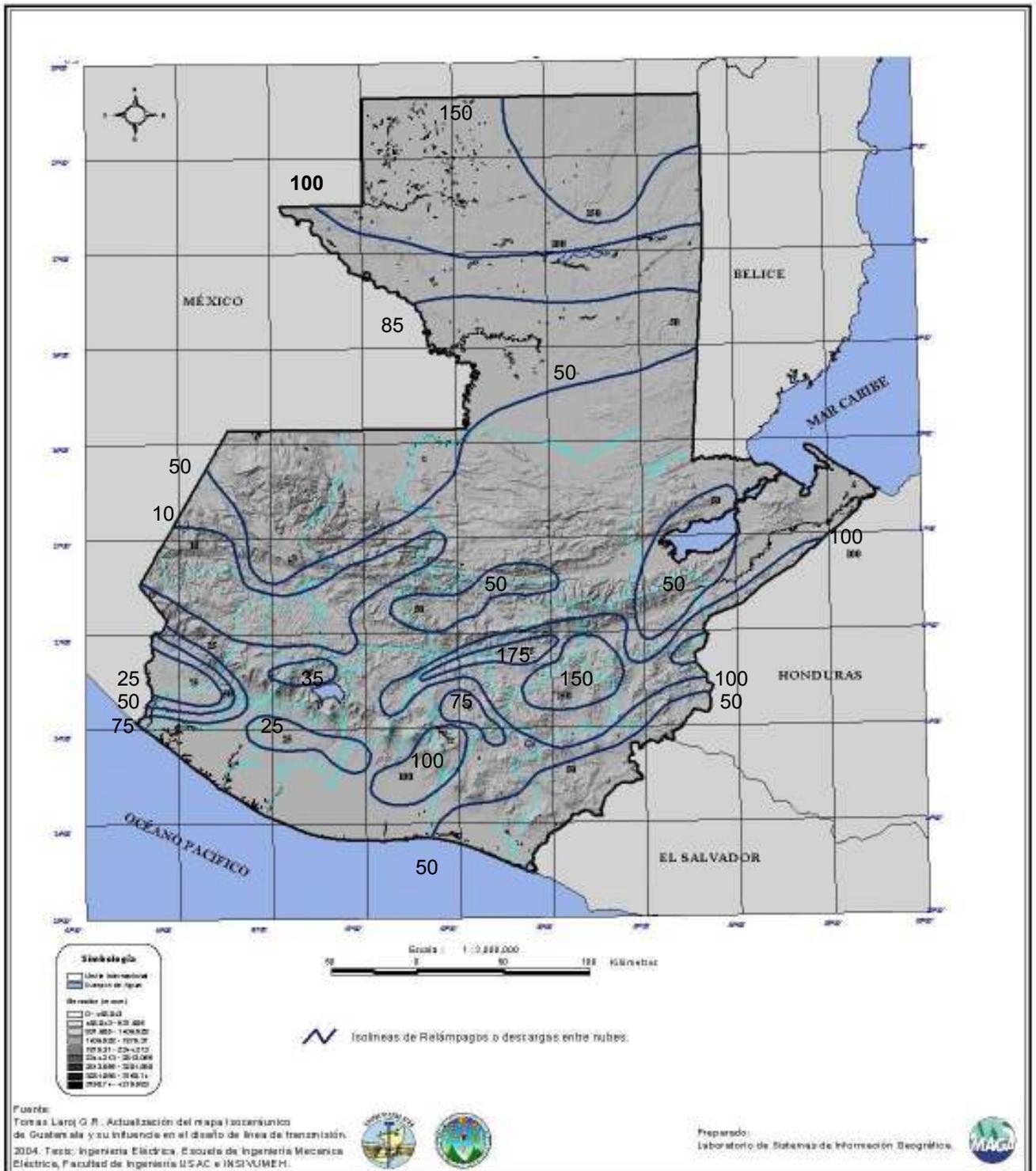
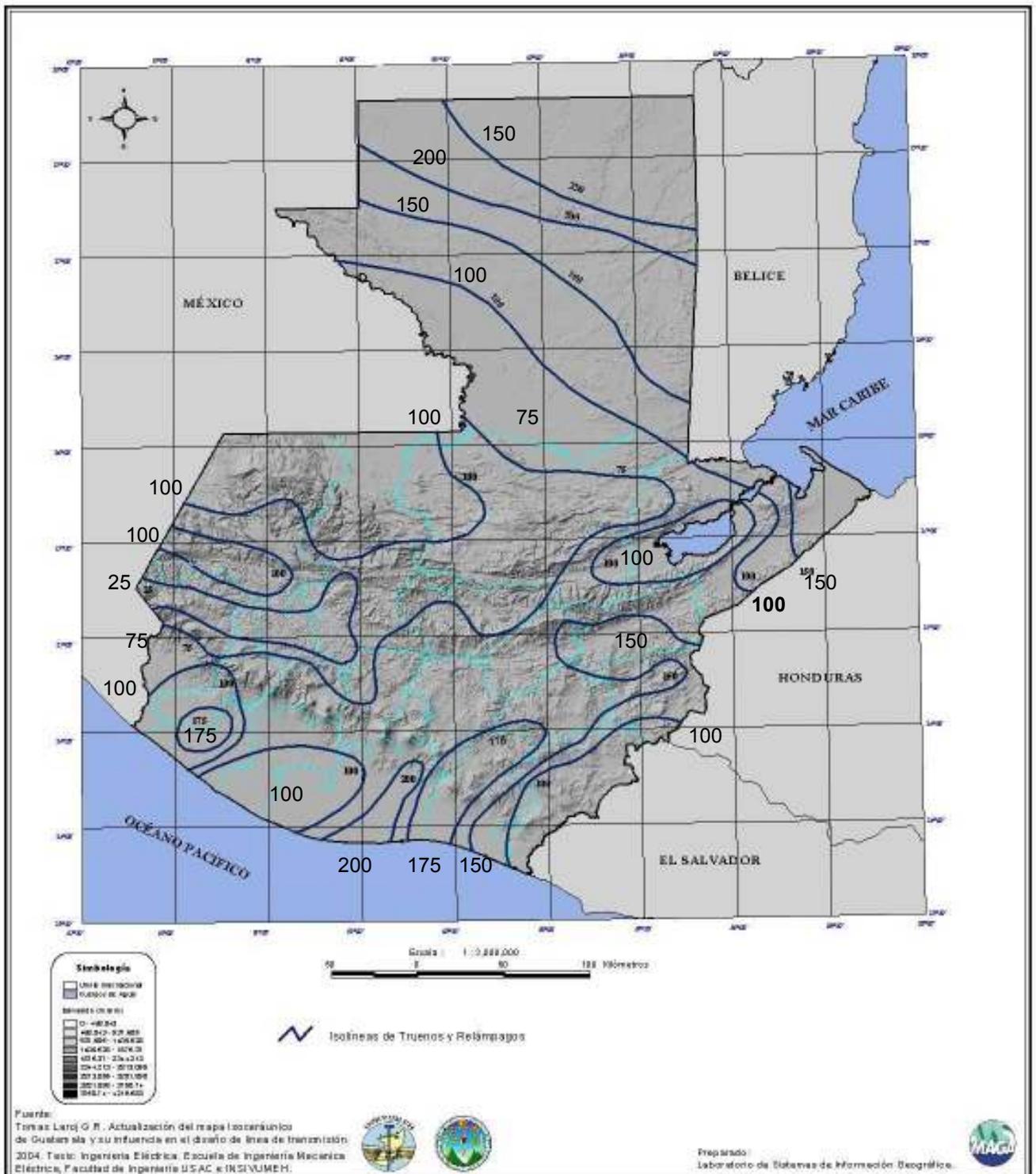


Figura 13. Niveles cerámicos de la actividad electroatmosférica en la República de Guatemala



2.10 Estudio cerámico en las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas del INDE

Con base en la teoría de la densidad de rayos (No. Rayos/km²/año), y con la probabilidad de que un rayo pueda alcanzar un punto del suelo o una línea de transmisión, se realizó un estudio sobre los mismos, para determinar el número de rayos que impactan en las líneas, en una región de alto valor cerámico. Esta región fue determinada en los departamentos de Escuintla, Guatemala y parte de la Verapaces, en las cuales se encuentran las subestaciones más importantes del país:

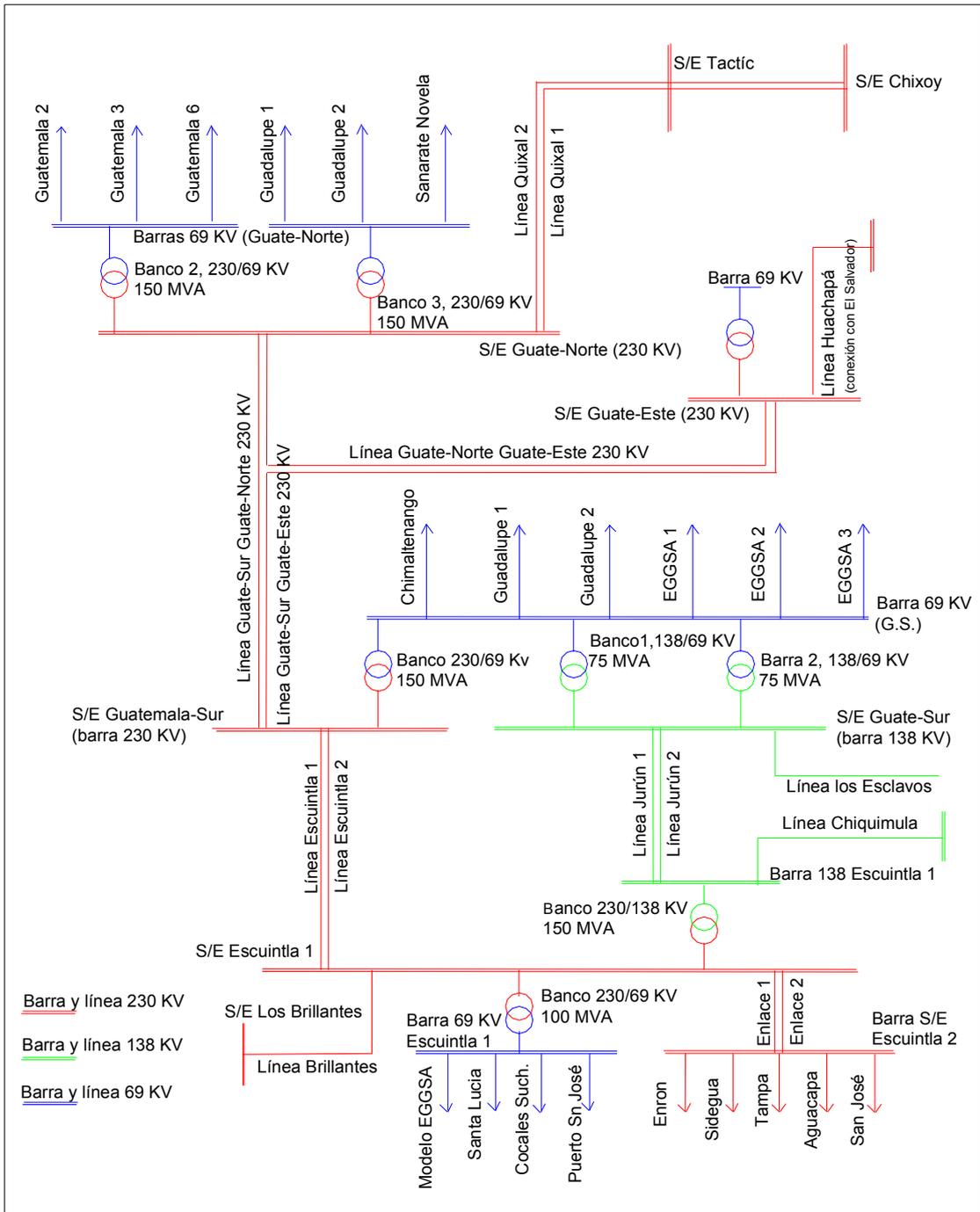
- Subestación Guatemala Sur.
- Subestación Guatemala Norte.
- Subestación Guatemala Este.
- Subestaciones Escuintla 1 y Escuintla2.

Sin embargo las S/Es de Tactic y Chixoy en las Verapaces como la S/E Brillantes en Retalhuleu no fueron tomadas en cuenta en dicho estudio.

La figura 14 presenta el diagrama unifilar interconectado de estas cuatro subestaciones eléctricas, además, en ella se especifican la líneas y bancos de transformación que fueron objeto de estudio.

La información recopilada para este estudio, fue tomada de los contadores de descargas de los pararrayos de líneas y bancos de transformación (ver apéndice 2); se aplicaron técnicas estadísticas a las mismas, y se obtuvieron los resultados que se ilustran en las figuras de la 15 a la 30; en las cuales se describe el número de rayos caído/año en líneas y bancos de transformación, en el período de estudio.

Figura 14. Diagrama unifilar interconectado de las 4 subestaciones.



- **Resultado del análisis cerámico en la Subestación Guatemala Sur:** de las figuras 15 a la 23, se muestran los resultados obtenidos del análisis de número de rayos caídos sobre las líneas y bancos de transformación en la S/E Guatemala Sur, análisis realizado en el período de 1995 al 19 de agosto del 2003.

Figura 15. **Número de rayos en los bancos de transformación G.S.**

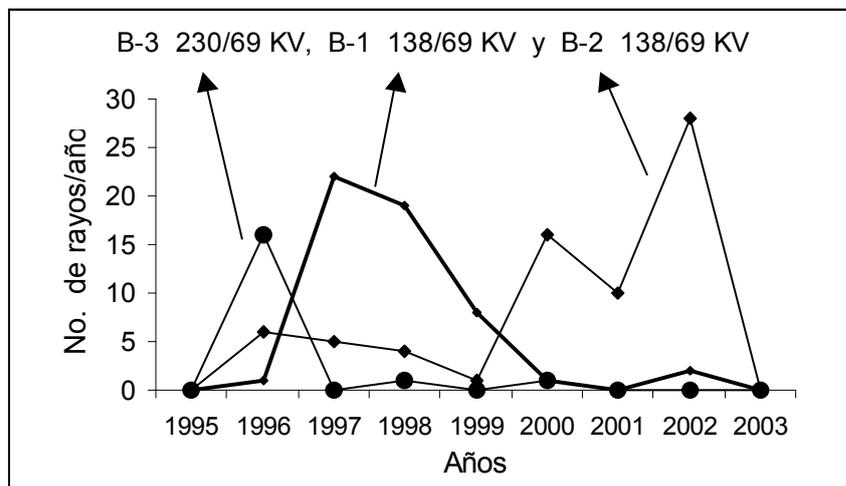


Figura 16. **Análisis de la línea Chimaltenango 69 KV**

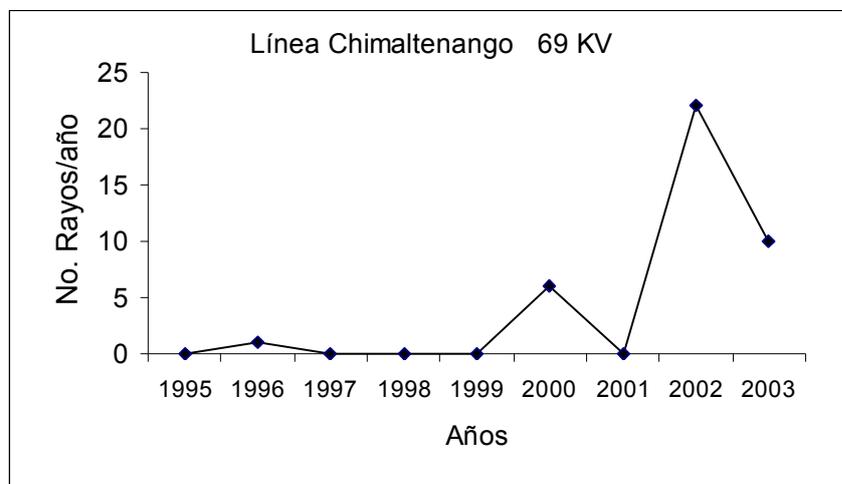


Figura 17. **Análisis de las líneas EGSSA 1 Y EGSSA 2 (69 KV)**

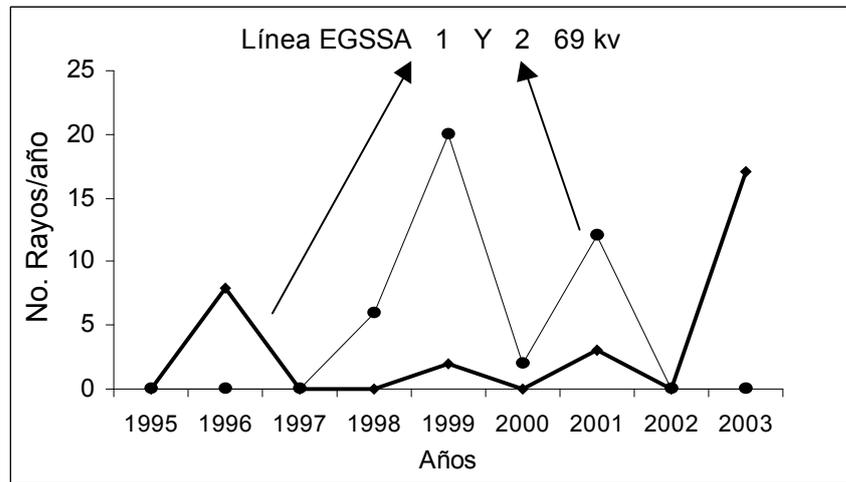


Figura 18. **Análisis de línea Guadalupe 1 y 2, S/E G.S. (69 KV)**

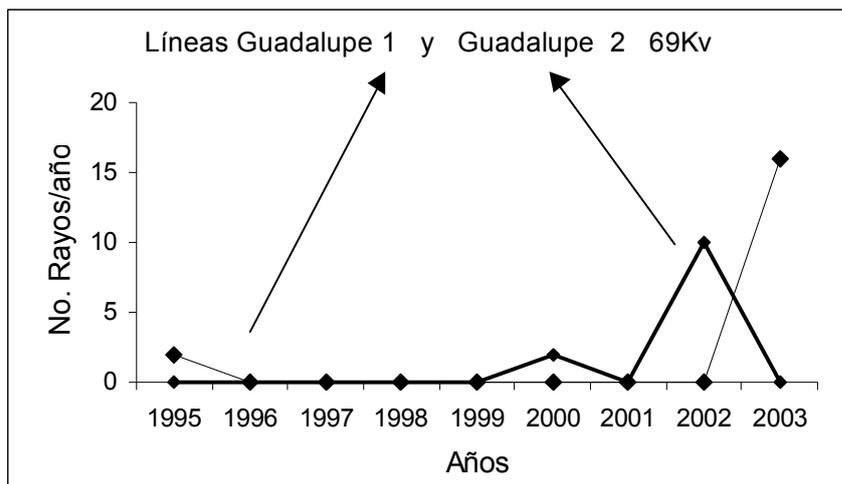


Figura 19. Análisis de la línea Esclavos

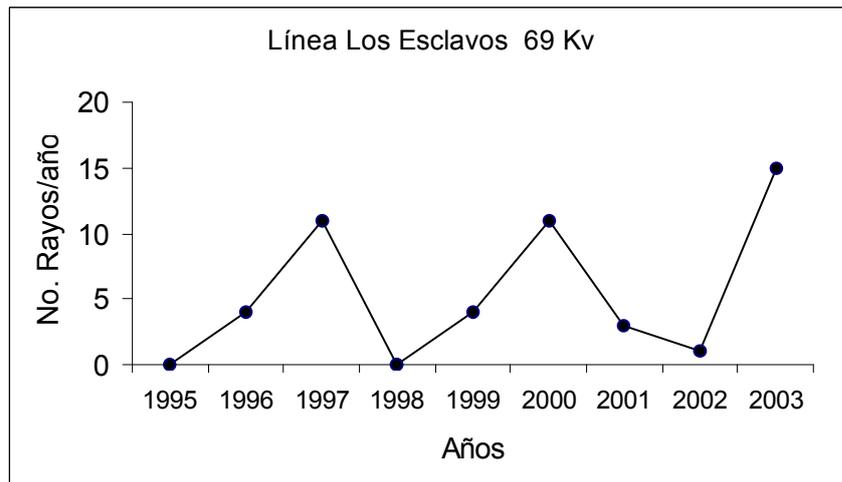


Figura 20. Análisis de línea Escuintla 1 y Escuintla 2 (230 KV)

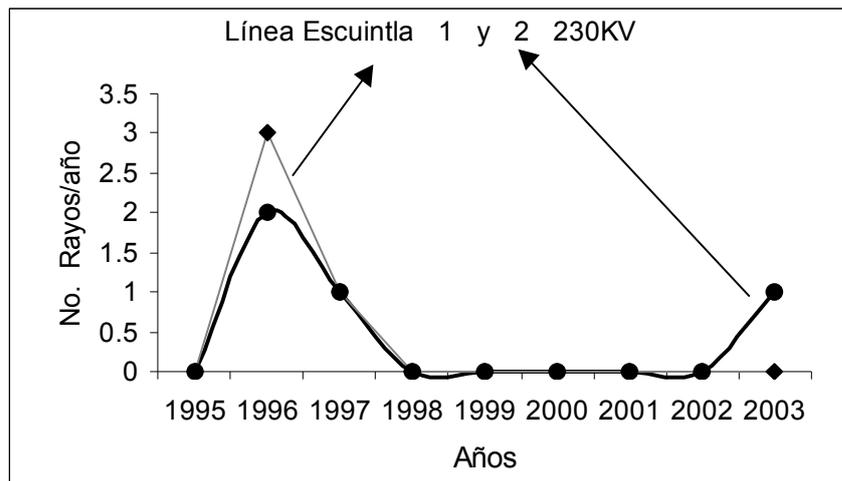


Figura 21. **Análisis de línea Guate Sur – Guate Este 230KV**

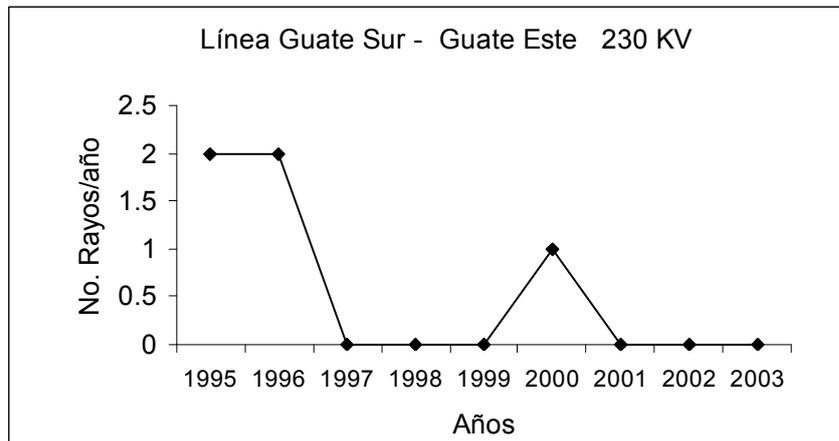


Figura 22. **Análisis de línea Guatemala Sur - Guate Norte 230 KV**

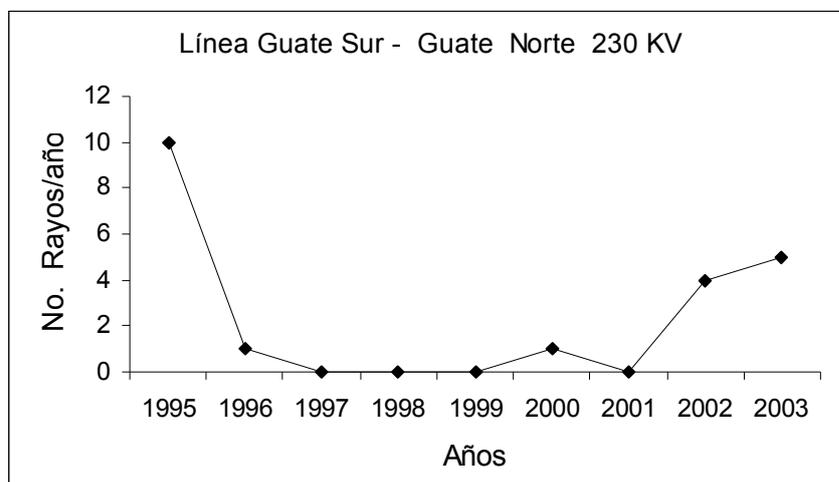
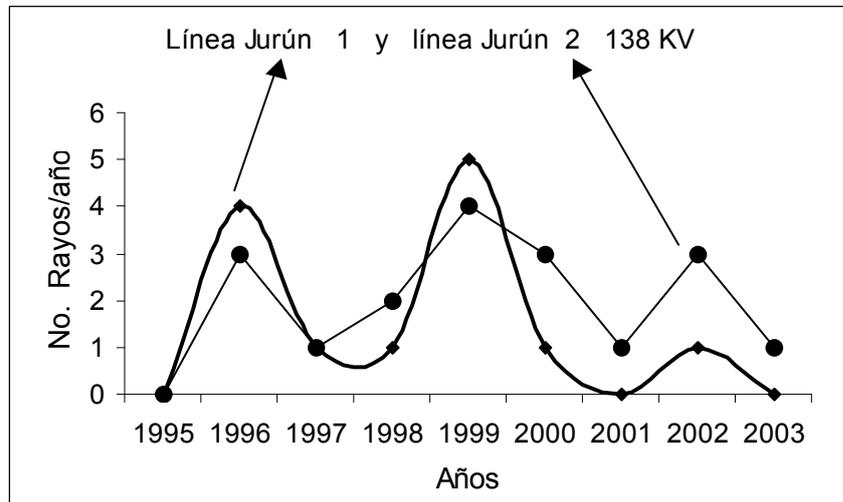


Figura 23. Análisis de líneas Jurún 1 y Jurún 2 (138 KV)



- **Resultado del análisis en la Subestación Guatemala Norte:** en las figuras 24 a 28, se muestran los resultados obtenidos del análisis de la caída de rayos sobre las líneas y bancos de transformación en la S/E Guate Norte, análisis realizado en el período de 1996 al 9 de septiembre de 2003.

Figura 24 Análisis de los bancos de transformación 2 y 3 de G.N.

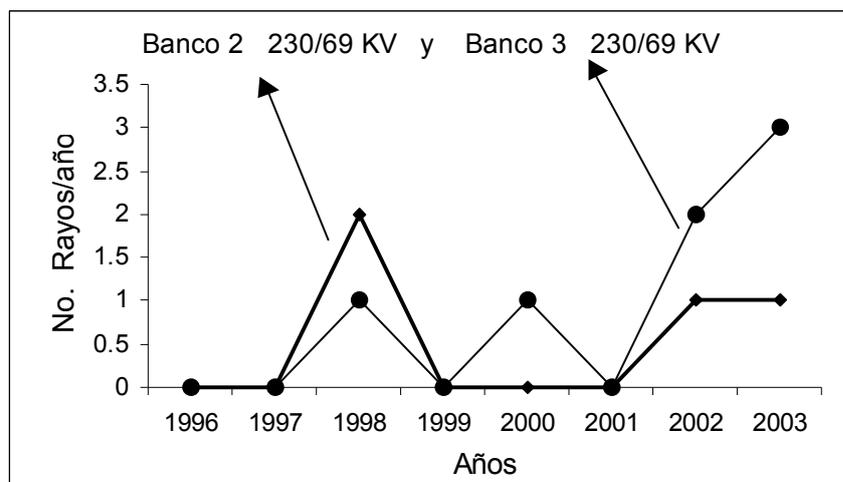


Figura 25. Análisis de líneas Guadalupe 1 y 2 de G.N.

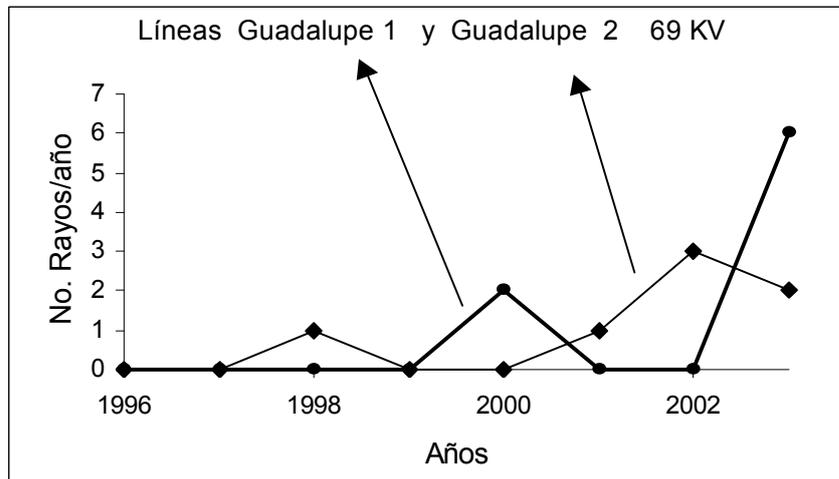


Figura 26. Análisis de líneas Guatemala 2, 3 y 6 ambas de 69 KV

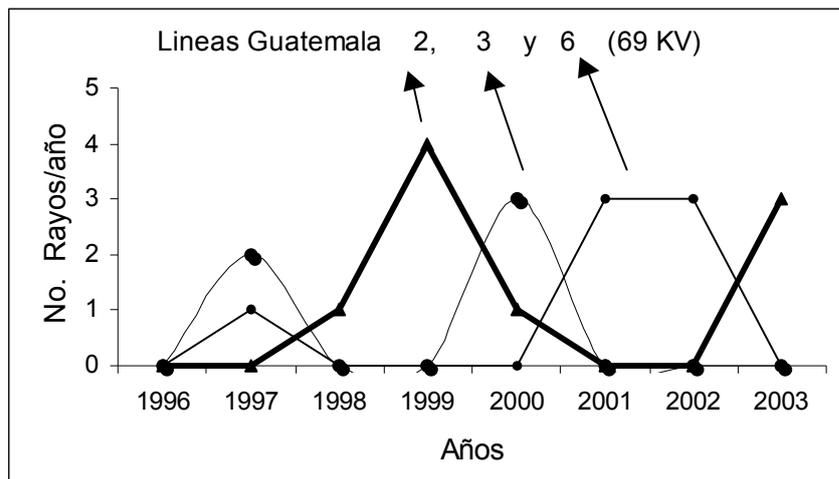


Figura 27. **Análisis de la línea Sanarate Novela 69 KV.**

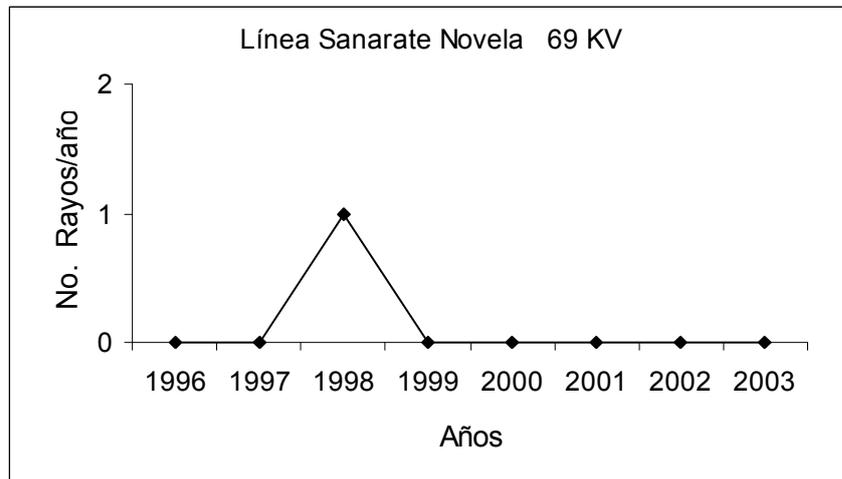
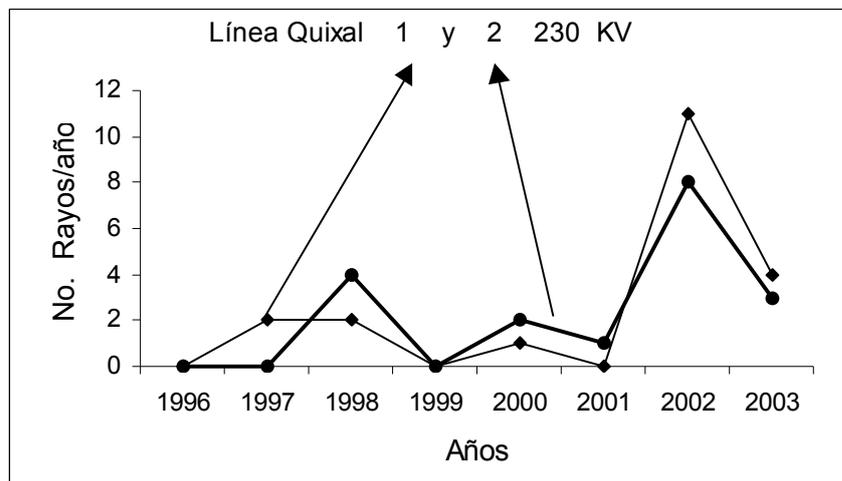
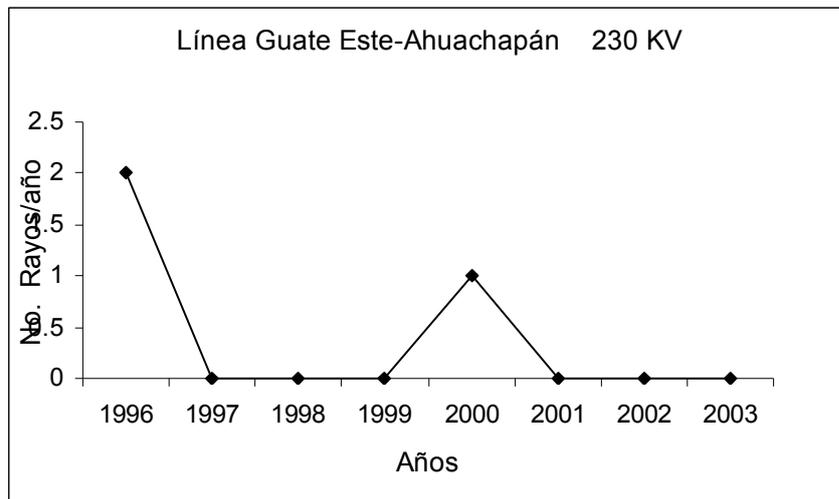


Figura 28. **Análisis de línea Quixal 1 y 2, 230KV**



- **Resultados de los análisis en la Subestación Guatemala Este:** los resultados de esta Subestación corresponden al período de 1996 al 17 de septiembre de 2003. En esta S/E se analizaron tres líneas, dos de ellas fueron ya presentadas en la subestación Guatemala Sur, la única pendiente de análisis es la línea interconectada con la república de El Salvador, que se muestra en la figura 29.

Figura 29. **Línea Guate Este-Ahuachapán 230 KV**



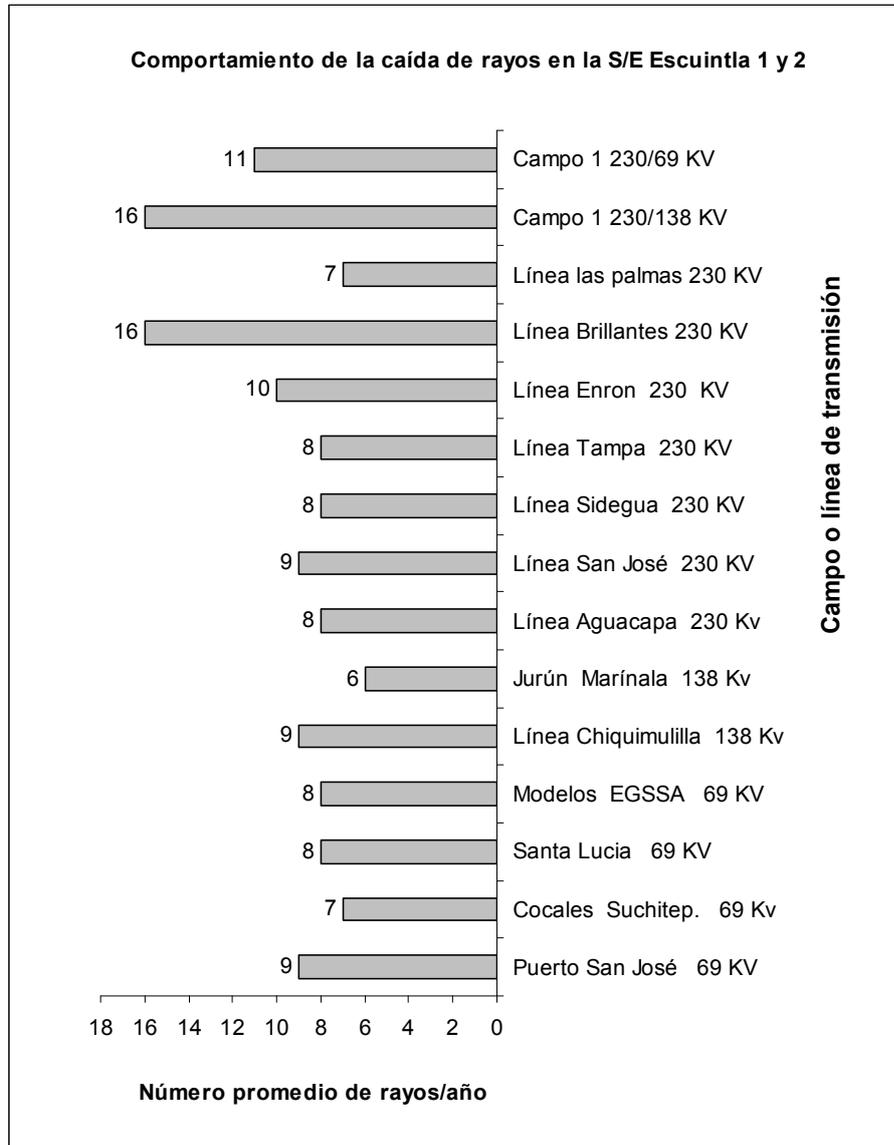
Discusión: el análisis realizado muestra que en los años 1997-98 y 2000-2001 existe un descenso en la actividad de los rayos en las líneas, esto obedece a que en esos años se manifestó la corriente de "El Niño", período durante el cual, el patrón normal del viento se vio afectado; lo que provocó que los vientos tendieran a oponerse de Sur-Oeste durante el período lluvioso de los años "El Niño"; es decir, el patrón del viento dominante fue del Norte y de Noroeste; por lo expuesto anteriormente los volúmenes de lluvia en la vertiente del océano pacífico se vio disminuido y de la misma manera las masas de nubosidad que producen lluvia.

- **Resultados de las observaciones en las subestaciones Escuintla 1 y 2:** de forma general en estas estaciones no existen registros históricos para poder representar gráficamente cada línea, ya que los datos obtenidos son valores acumulados y tomados directamente de los contadores de los pararrayos. Esto influyó en los resultados; sin embargo, para determinar el número promedio de rayos caídos en estas líneas/año, se recurrió a la aproximación del año de apertura. De esta aproximación se tienen los valores que muestra la tabla VII y la representación gráfica de las mismas (ver figura 30).

Tabla VII. **Valores promedio de incidencia de rayos en líneas y bancos en las subestaciones Escuintla 1 y 2**

Campo o Línea	Promedio de rayos/línea	años de operación del contador
Campo 1 230/69 KV	11	24
Campo 1 230/138 KV	16	1
Línea las palmas 230 KV	7	4
Línea Brillantes 230 KV	16	1
Línea Enron 230 KV	10	10
Línea Tampa 230 KV	8	1
Línea Sidegua 230 KV	8	1
Línea San José 230 KV	9	1
Línea Aguacapa 230 Kv	8	1
Jurún Marínala 138 Kv	6	20
Línea Chiquimulilla 138 Kv	9	20
Modelos EGSSA 69 KV	8	25
Santa Lucia 69 KV	8	25
Cocales Suchitep. 69 Kv	7	25
Puerto San José 69 KV	9	25

Figura 30. **Análisis de la caída de rayos/año en las S/Es Escuintla 1 y 2**



Finalmente, en la tierra se producen más de 10.000 tormentas al año, con más de 100.000 rayos. Un gran huracán equivale a más de 1000 tormentas tropicales, mientras que una tormenta tropical es varias veces mayor que una tormenta de latitud norte.

3. DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CONTRA LAS DESCARGAS ELECTROATMOSFÉRICAS

La mayor causa de transitorios en las redes eléctricas son producto de las descargas atmosféricas, las cuales provocan sobretensiones de tipo impulso, que se generan por descarga directa de rayos en la red o por inducción electromagnética de la corriente de rayo cercano a la línea, lo que constituye la principal causa de salida de líneas eléctricas.

De estudios estadísticos de la IEEE, se establece que el 26% de las fallas en circuitos de 230 kV y 65% en circuitos de 345KV, se debe a caída de rayos. Estos resultados vienen de un estudio de 14 años, efectuado en 42 compañías, representando a 386 circuitos de líneas de alta tensión, con una longitud aproximada de 25499 millas (41028 Km).

3.1 Probabilidad asociadas a la descargas electroatmosféricas

Los diseños tradicionales o protección de líneas y subestaciones contra descargas atmosféricas a tierra, se basan en una serie de estudios que permiten reducir al mínimo la salida de líneas por rayos. Del mismo modo estas salidas dependen de las siguientes probabilidades:

- La probabilidad que ocurra una tormenta sobre la línea de transmisión.

- La probabilidad de que la tormenta provoque una descarga eléctrica sobre la línea de transmisión.
- La probabilidad de que la descarga haga contacto en un punto particular de la línea de transmisión, la cual puede ser en la torre, en el hilo de guarda a la mitad del claro, en un cuarto del claro, en el conductor de fase, etc.
- La probabilidad de que la torre, en la vecindad de la descarga, tenga cierto valor de resistencia al pie de la torre.
- La probabilidad de que la descarga exceda cierto valor de amplitud de la corriente y frente de onda lenta o rápida.
- La probabilidad de que la magnitud y polaridad del voltaje de frecuencia industrial, en el instante de la descarga, tenga un valor tal que favorezca la iniciación del rompimiento del aislante.
- La probabilidad de que la corriente que sigue al rayo, se inicie en el aislador provoque una descarga de tensión crítica de flameo.
- La probabilidad de descargas múltiples.
- La probabilidad de que la resistencia del suelo al pie de la torre no sea lineal.
- La probabilidad de que la descarga por rayo se divida en descargas múltiples en el caso de varios circuitos en una misma torre.

3.2 Probabilidad de la magnitud de la corriente de rayo

La magnitud de la corriente de rayo es una característica importante para el diseño de protecciones en subestaciones y líneas eléctricas. Esta magnitud de corriente determina el gradiente máximo de la corriente de rayo o pico más alto de la forma de la onda; la cual puede determinarse de la distribución probalística de la curva de la figura 8, siendo el eje "X" quien determine el valor máximo de la intensidad de corriente de rayo (KA); y que el eje "Y" determine la probabilidad de que la misma suceda.

3.2.1 Cálculo de la corriente de rayo en función de la probabilidad

La magnitud aproximada de la corriente de rayo, se puede determinar a partir de la probabilidad de presencia de rayos o incidencia de los mismos en una zona específica. La magnitud puede evaluarse por la siguiente ecuación que reporta el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE):

$$P(\%) = \frac{1}{1 + (I_{\text{rayo}}/31)^{2.6}}$$

P(%) = probabilidad de presencia de rayo en una zona específica

I_{rayo} = corriente de rayo en KA

De la misma manera, al conocer la intensidad del rayo se puede determinar la probabilidad con que ésta se presenta en una zona específica. Sin embargo, de varios estudios en el ámbito mundial, se estima que la intensidad promedio de la corriente es de 30 KA y con un 52% de probabilidad de que caiga en la superficie de la tierra.

3.3 Mecanismo de impacto de rayo sobre una línea

Los mecanismos de descargas atmosféricas sobre la tierra, son los mismos que se aplican a una línea. Ya que el rayo se descarga sobre el objeto más cercano al canal guía o líder, en la cual efectúa su salto final; a este salto se le denomina «distancia crítica», y se calcula con la siguiente relación (ver párrafo 1.3.4):

$$D_s = 9.4 * (1.1 * I_{\text{rayo}})^{2/3} \quad (\text{metros})$$

D_s es la distancia crítica e **I_{rayo}** la corriente de rayo.

3.3.1 Caída de rayos sobre un conductor de fase (línea aérea)

La incidencia de rayos sobre un conductor de fase, puede darse por la ausencia de blindaje en la línea o bien porque el mismo es deficiente. Si el rayo cae sobre un conductor de fase se originan dos ondas de corriente que viajan en direcciones opuestas y de valor igual a la mitad de la corriente del rayo ($I/2$), como se muestra en la figura 31. Corriente que producen dos ondas de tensión cuya amplitud es función de la impedancia característica de la línea. Esta tensión puede provocar fallas en las líneas o la interrupción del servicio eléctrico, se calcula por la siguiente relación:

$$V_{\text{cond}} = \frac{1}{2} I(t) * Z_c$$

V_{cond} es el voltaje de sobretensión en el conductor de fase, **I(t)** la corriente de rayo y **Z_c** (Ω) la impedancia característica del conductor de fase alcanzado por el rayo y se calcula por la siguiente expresión:

$$Z_c = 60 \ln \frac{2\hat{y}}{\check{r}_e} \quad (\Omega)$$

Donde \hat{y} es la altura media del conductor entre estructuras (vano) y se calcula con las siguientes expresiones en función del tipo de terreno:

$$\begin{aligned} \hat{y} &= \hat{h} - \frac{2}{3} f_c && \text{para terreno plano} \\ \hat{y} &= \hat{h} && \text{para terreno ondulado} \\ \hat{y} &= 2 * \hat{h} && \text{para terreno montañoso} \end{aligned}$$

Donde \hat{h} es la altura del conductor en la estructura o torre, f_c la flecha del conductor de fase. De la misma manera:

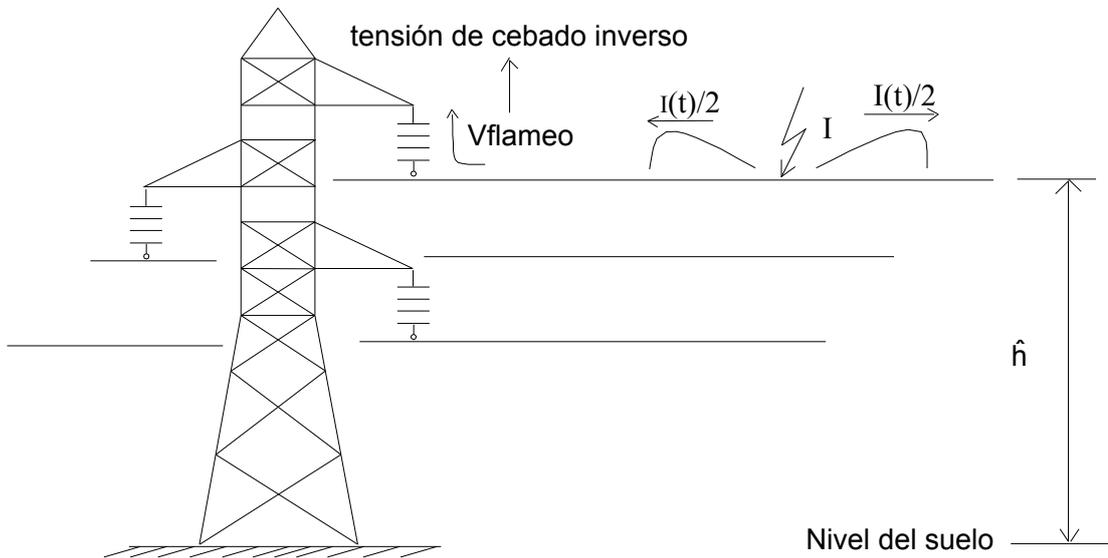
$$\check{r}_e = R_h \sqrt[n]{n * \acute{r}_s / R_h} \quad (m)$$

Donde \check{r}_e es el radio equivalente del conjunto o haz de conductores de fase (radio medio geométrico). Para un solo conductor de fase $\check{r}_e = 6$ cm para tomar en cuenta la atenuación por efecto corona, n es el número de subconductores de fase, \acute{r}_s radio de un subconductor y R_h el radio del grupo o haz de conductores de fase, la cual se calcula por la siguiente expresión:

$$R_h = \frac{S}{2 * \text{sen}(\pi / n)} \quad (m)$$

Donde S es la separación entre el haz de subconductores de fase.

Figura 31. Impacto del rayo sobre un conductor de fase



Finalmente, si la tensión en los conductores fase (V_{cond}) es alta y mayor a la tensión de ruptura dieléctrica del aislamiento (BIL) apoyo-conductor, se origina un arco o una tensión sobre los apoyos de línea, denominada tensión crítica de flameo (TCF) o cebado inverso. Este voltaje se determina por la siguiente expresión:

$$V_{flameo} = Z_{eq} * I_{rayo} \quad \text{y} \quad Z_{eq} = (1/Z_T + 1/Z_c + 1/Z_g)$$

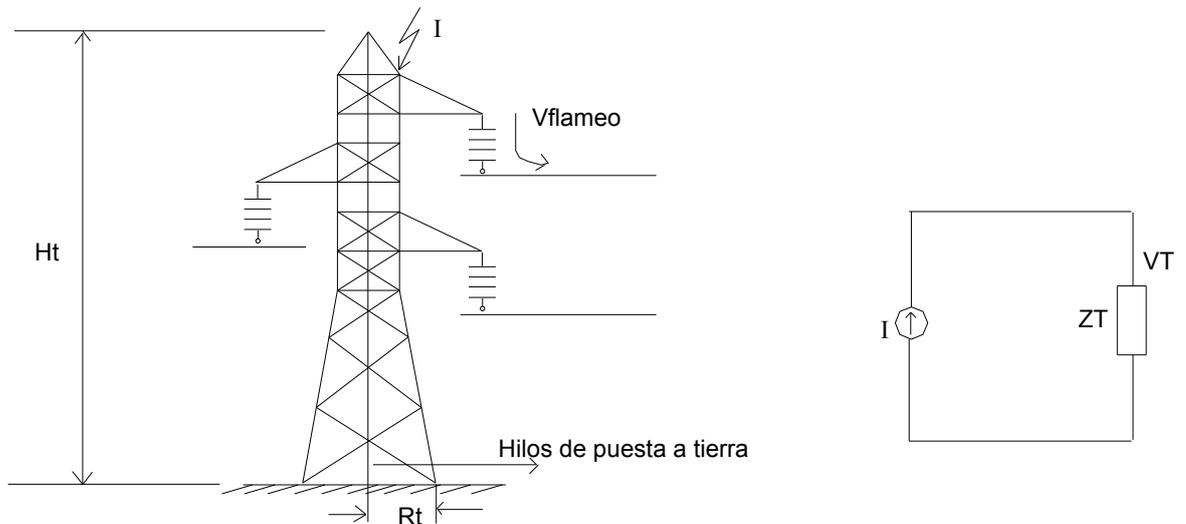
Z_{eq} es la impedancia equivalente, Z_T la impedancia de la torre, Z_c la impedancia del conductor de fase y Z_g la impedancia del hilo de guarda.

3.3.2 Caída de rayos sobre las estructuras (torres)

Cuando un rayo cae sobre una estructura metálica, la corriente de rayo circula por ésta y a través del cable de puesta a tierra, como se muestra en la figura 32. Así mismo, esta corriente genera una sobretensión en la estructura que es función de la intensidad de la descarga (I_{rayo}) y de la impedancia característica del conjunto torre e hilo de puesta a tierra (Z_T). La sobretensión se calcula por la siguiente expresión:

$$V_T = Z_T * I_{\text{rayo}} \quad (\text{KV})$$

Figura 32. Impacto del rayo sobre la torre y circuito equivalente



Para calcular la impedancia característica de la torre, se debe de tomar en cuenta el diseño de la estructura, el cual, puede ser de forma cónica o cilíndrica.

- **Torre de forma cónica:** se define este tipo de estructura, cuando la torre tiene la forma que se muestra en las figuras 31 y 32. Es utilizada la siguiente expresión para calcular su impedancia Z_T :

$$Z_T = 30 \ln 2 \{1 + (H_t / R_t)^2\} \quad (\Omega)$$

- **Torre de forma cilíndrica:** se supone este tipo de estructura, cuando la misma tiene una forma cuadrada o cuando tiene dos hilos de guarda instalados sobre ella. La siguiente expresión sirve para calcular la Z_T (impedancia equivalente del conjunto torre-cables de guarda), en este tipo de estructura:

$$Z_T = 60 \ln \left[(\sqrt{2}) \frac{2H_t}{R_t} \right] - 60 \quad (\Omega)$$

H_t es la altura de la torre y R_t el radio, ambos de la torre y en metros; en cuanto a la impedancia característica de las torres, esta se encuentra dentro del rango de 150 a 300 ohms.

3.3.3 Caída de rayos sobre los cables de guarda

Si un rayo cae sobre el cable de guarda, se originan también dos ondas de corriente $I(t)/2$ que viajan en sentidos opuestos hacia las estructuras y se descargan a través de ellas. Esta corriente genera dos ondas de tensión en el hilo de guarda, y es función de la corriente de rayo y de la impedancia del hilo de guarda (Z_g), calculándose con la siguiente expresión:

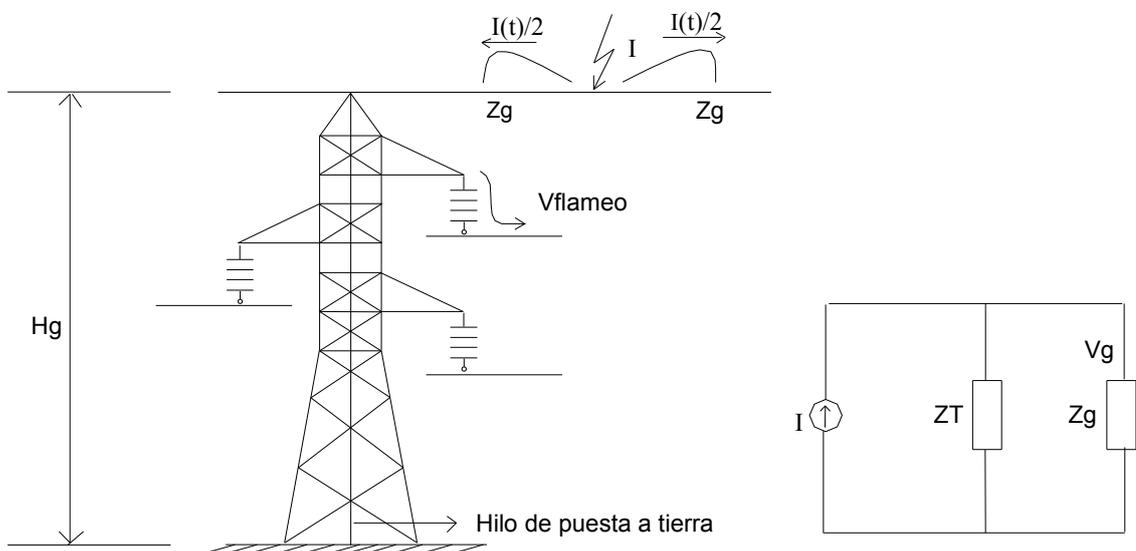
$$V_g = I(t)/2 * Z_g$$

Donde V_g es el voltaje del hilo de guarda y Z_g la impedancia característica del hilo de guarda. Esta impedancia se calcula con la expresión:

$$Z_g = 60 \ln (H_g / r_g)$$

H_g es la altura del cable de guarda en la torre y r_g el radio del hilo de guarda. Por otra parte, cuando se da la descarga en los cables de guarda, una parte de la corriente pasa a través de la torre (Z_T), formando un circuito cerrado como se muestra en el circuito equivalente de la figura 33. De igual manera, cuando se tienen dos cables de guarda en la estructura, la impedancia característica de los hilos de guarda es equivalente a $Z_g/2$.

Figura 33. Impacto del rayo sobre el hilo de guarda y circuito equivalente



Finalmente, cuando el sobrevoltaje V_g es mayor y supera la rigidez dieléctrica del aislamiento se presenta un arco inverso o cebado inverso de hilo de guarda a conductor de fase ($V_{flameo} = Z_{eq} * I_{rayo}$).

3.4 Protección de líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas (rayo)

Los diseños de protección de líneas y subestaciones eléctricas contra las descargas atmosféricas tienen como objetivo limitar la incidencia directa de rayos sobre las mismas. Estos diseños son evaluados a partir de la información que reportan los mapas de niveles isoceráunicos. Sin embargo, se considera que la información ceráunica no constituye la mejor estimación de la intensidad electroatmosférica. En la actualidad, se ha adoptado por la densidad de rayos a tierra como el parámetro más representativo para el diseño de la protección de los sistemas eléctricos.

3.4.1 Cálculo de la densidad de rayos a tierra (DRT)

La densidad de rayos (número de descargas/km²/año), se obtiene de evaluar, el valor ceráunico de una región o de la información que reportan los mapas de niveles isoceráunicos. Esta es calculada por la ecuación de densidad de rayos, que reporta el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, y que permite dar una buena estimación de número rayos//km²/año. De la siguiente forma:

$$N_g = 0,04 * (T_c)^{1,25} \quad (\text{rayos/km}^2/\text{año})$$

N_g es la densidad de rayos y **T_c** el valor ceráunico de una zona a evaluar. Al usar esta ecuación para los valores ceráunicos definidos en las tablas III y IV se obtiene la densidad de rayos en cada zona de la república de Guatemala (Ver tabla VIII).

Tabla VIII. Densidad de rayos en la república de Guatemala

No.	Nombre de la Estación	Densidad rayos/Km ² /año	Meses del año con mayor presencia de rayos
1	Cahabón	5	JN, JU, A*
2	San Agustín Chixoy	3	M*, A
3	Cubulco	2	A*, S
4	San Jerónimo	1	JU, S*
5	Camotán	4	JN*, A, S
6	La Alameda Icta	9	M, JN*, JU, A, S
7	San Martín Jilotepeque	8	M, JN*, A
8	Santa Cruz Balanyá	7	M, JU, S*
9	Camantulul	10	JU, JU, A*, S, O
10	Escuintla	19	M*, JN*, JU, A, S, O
11	Sabana Grande	2	JN, JU*, A
12	Las Vegas	5	JN, JU, A*, S
13	Cuilco	15	M, JU*, JU, A, S
14	San Miguel Acatan	6	M, JU*
15	San Pedro Necta	10	M, JN, JU, A, S*
16	San Pedro Soloma	8	M, JU*, JU, A, S
17	La Ceibita	4	JN*
18	Quesada	6	JN, JU, A*, S
19	Tikal	13	JN, JU, A, S*, O
20	El porvenir	3	A*, S
21	Morazán	19	AB, M, JN*, JU, A, S, O
22	Chichicastenango.	2	M*, JN, S
23	Chinique	1	O*, S
24	Chixoy	1	M, JN*
25	Nebaj	7	M, JN*, A, S
26	Sacapulas	1	JN*
27	Suiza Contenta	3	M, A*
28	Los Esclavos	13	M, JN, A*
29	Catarina	9	JN, JU, A*, S
30	San Marcos	3	M, S*
31	El Tablón	5	M, S*
32	Santiago Atitlán	5	M, JU, A*, S
33	Mazatenango	7	M, JN*, S
34	La Unión	9	JN, JU, A*, S*
35	Pasabién	1	JU*, S

Sigue tabla VIII:

No.	Nombre de la Estación	Densidad rayos/Km ² /año	Meses del año con mayor presencia de rayos
36	Cobán	7	A, M*, A*
37	Esquipulas	10	JN*, JU, A, S
38	Montufar	8	M, JU*
39	Labor Ovalle	9	M, JN*, 8, S*
40	Retalhuleu	29	AB,M, JN, JU*,A*, O, N
41	La Fragua	9	JN, JU, A*, S*
42	Flores	17	JN, JU,A*, S, O
43	Huehuetenango	9	M, JN,S*
44	Aeropuerto	10	A, S*, O
45	Puerto Barrios	19	M, JN, JU, A*, S, O
46	Puerto San José	20	M, JN, JU, A*, S, O

Estos valores de número de rayos/ Km² son determinantes para el diseño óptimo de los sistemas de protección (hilos de guarda, calidad de puesta a tierra, tipo de aisladores, diseño de torres, protección electrónica y otros), de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas contra el efecto de las descargas atmosféricas.

En la columna 4 de la tabla VIII, se especifican los meses con mayor actividad de caída de rayos durante el período 1991 a 2003, en el cual se realizó este estudio. Finalmente los meses marcados con asteriscos (*), son los más críticos respecto a la caída de rayos, de acuerdo a los puntos de observación climatológica.

3.4.2 Cálculo del ángulo de blindaje del hilo de guarda

La probabilidad de que un rayo incida sobre un conductor de fase, viene fuertemente influenciada por la posición que tengan los cables de guarda; ésta se define normalmente por lo que se conoce como el ángulo de blindaje o apantallamiento de una línea de transmisión.

El cálculo del riesgo de falla por blindaje y el ángulo de protección para un blindaje total se determina por el método de modelo electrogeométrico de comportamiento del rayo. Este método establece que no todos los rayos que inciden sobre un conductor de fase producen falla.

Para que exista una falla es necesario que la magnitud de la corriente de rayo sea tal, que produzca una tensión ($I_{\text{rayo}}/2 * Z_c$) superior a la ruptura dieléctrica del aislamiento o cebado inverso (flameo) del arreglo apoyo-conductor. Es decir, que sólo los rayos de intensidad superior a un cierto valor crítico I_c , darán lugar a flameo si caen sobre un conductor de fase. La corriente es calculada por la siguiente expresión :

$$I_c = \frac{2 V_{50\%}}{Z_c}$$

Donde:

$$V_{50\%} = V_{50\%} - 2.5 \sigma_c = 0.9 V_{50\%}$$

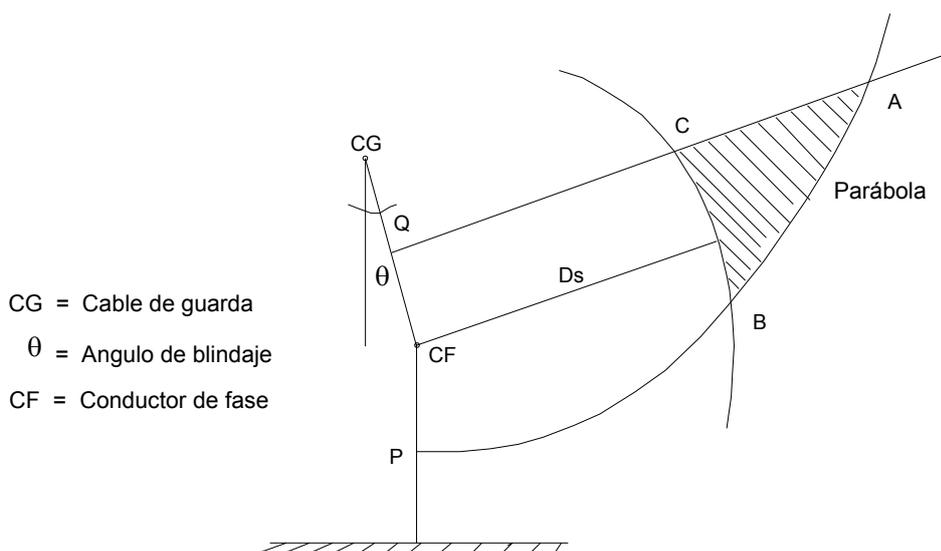
I_c es la corriente de rayo que produce flameo, $V_{50\%}$ la tensión crítica de flameo (descrita en el párrafo 4.5) y σ_c la desviación estándar con respecto a $V_{50\%}$ que toma el valor de 3% respecto al voltaje de flameo.

3.4.2.1 Modelo electrogeométrico

El modelo electrogeométrico considera que el conductor más alto en una línea o subestación queda protegido por los hilos de guarda y el ángulo de blindaje. Es decir, asegura automáticamente los niveles inferiores contra golpes directos de rayos. Ya que los hilos de guarda generan una parábola en la zona de atracción de los rayos (Ver figura 34).

Del mismo modo, el modelo electrogeométrico, establece que la probabilidad de flameo (cebado inverso) es mayor en la línea de transmisión, mientras mayor sea el área ABC especificada por la misma figura.

Figura 34. Esquema básico de blindaje



Fuente: **Guía para la Coordinación de aislamiento en línea de transmisión**, enero 2000, pág. 15.

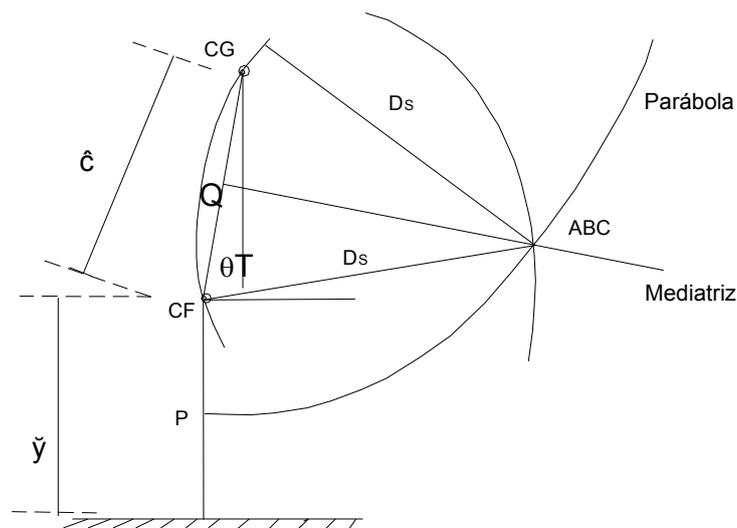
Ds es la distancia crítica o «salto final» sobre el conductor de fase y es determinada por el arco de circunferencia **BC**. Esta distancia se determina por la ecuación matemática del párrafo 3.3.

Así mismo, **QA** representa la línea que une a todos los puntos que están a la misma distancia del cable de guarda y del conductor de fase. **PA** es la línea que une todos los puntos que están a igual distancia del conductor de fase y respecto del suelo, QA y PA constituyen puntos de la parábola.

Además, cualquier punto que quede por encima de QA significa que el rayo cae en CG en lugar de caer sobre CF. Por otra parte, si la descarga se inicia en un punto que se encuentre debajo de PA el rayo incide en el suelo en lugar de hacerlo sobre CF.

Los únicos puntos donde el rayo puede incidir en el conductor de fase, es en el área comprendida por el triángulo ABC. Área que se debe reducir prácticamente a un punto para tener un blindaje total. Esto se logra haciendo que la mediatriz del segmento CG – CF pase por el punto B como se muestra en la figura 35. Además, el ángulo de blindaje (θ_T) no debe ser mayor a 40° o 30° para lograr el mismo objetivo.

Figura 35. **Esquema básico de blindaje total**



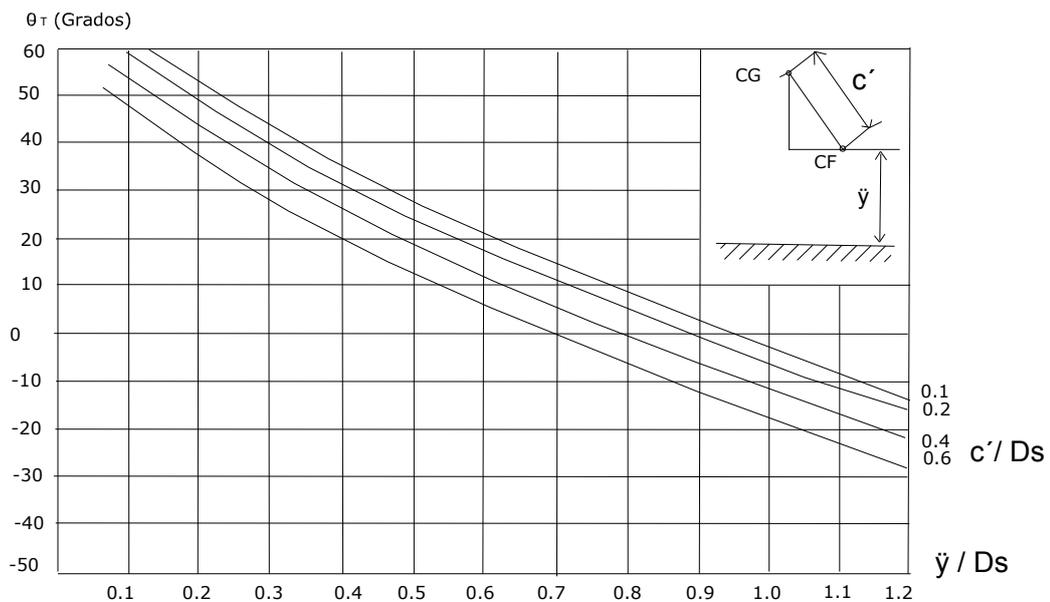
Fuente: **Guía para la coordinación de aislamiento en Línea de transmisión**, enero 2000, pág. 17.

Donde \hat{c} es la distancia que existe entre el conductor de fase (CF) al cable de guarda (CG), \check{y} la altura media del conductor de fase, la cual se calcula con las ecuaciones del párrafo 3.3.1; y θ_T el ángulo de blindaje total, la cual se calcula por medio de la altura del conductor de fase (\check{y}), la altura del hilo de guarda (\hat{c}) respecto al CF y de la distancia crítica de salto del rayo (D_s), como se especifica en la siguiente relación:

$$\theta_T = \text{seno}^{-1} \frac{D_s - \check{y}}{D_s} - \text{seno}^{-1} \frac{\hat{c}}{2D_s}$$

De forma similar, el ángulo de blindaje se puede obtener a partir de las relaciones \check{y}/D_s y \hat{c}/D_s . Y al plotear estas relaciones en la figura 36 (\check{y}/D_s en el eje X y \hat{c}/D_s a las curvas correspondientes), se obtiene el ángulo de blindaje total (θ_T) en el eje Y.

Figura 36. Curva para determinar el ángulo de blindaje



Fuente: **Guía para la Coordinación de Aislamiento en Línea de Transmisión**, pág. 19.

De las curvas de la figura 36 y según sea el valor de las relaciones \checkmark/D_s y \hat{c}/D_s , el ángulo de blindaje puede ser positivo o negativo.

- **Ángulo positivo:** este valor de ángulo de blindaje se da cuando la relación $\checkmark/D_s < 1$, y es característica de líneas con estructuras de poca altura o líneas que poseen un nivel de aislamiento elevado.
- **Ángulo negativo:** este ángulo corresponde a una relación $\checkmark/D_s > 1$, y se presenta cuando los cables de guarda están más externos al conductor de fase y por lo tanto están más expuestos a la caída de rayos. Similarmente el ángulo negativo está relacionado con estructuras de gran altura y líneas con nivel de aislamiento bajo.

En zonas de alto nivel cerámico o en el caso de travesía de ríos y grandes desniveles (valles), resulta conveniente para los cálculos tener como altura media (\checkmark) la altura máxima del conductor, para obtener un blindaje apropiado en la zona central del claro.

3.4.3 Diseño de contraantenas (*counterpoise*)

En los párrafos 3.3.2 y 3.3.3, se ha mencionado que la incidencia de rayos sobre una estructura o sobre un cable de guarda, origina sobretensiones por efecto de la resistencia al pie de la torre, y que son probables fallas por cebado inverso (arco de apoyo-conductor). Para reducir estas sobretensiones por efectos de rayo, deben diseñarse redes de tierra con valores bajos de resistencias al pie de la torre. Esto da como resultado una elevación de costos en la construcción de líneas eléctricas, es por ello que se diseñan redes de tierra por contraantenas (colocación de cables de acero o cobre al pie de las estructuras), acompañada en algunos casos por electrodos.

El valor de estas sobretensiones depende del punto de incidencia del rayo a lo largo de los cables de guarda o estructuras, que marcan un cierto índice de salida en líneas eléctricas por cebado inverso. Esto también depende de los siguientes factores:

- Distancia de fase a tierra entre conductores y estructuras.
- Longitud del claro.
- Número de cables de guarda y la disposición de los mismos.
- Resistencia al pie de la torre.
- Forma geométrica de las torres y sus dimensiones, la cual afecta a la impedancia característica de la misma.

3.4.3.1 Función de las contraantenas

La función principal de las contraantenas es la de mejorar la resistencia al pie de la torre y disminuir, dentro de lo posible, su valor. De manera tal, que disminuya la probabilidad de fallas por sobretensiones de retorno o inversas. Se diseñan principalmente para la disipación de las corrientes de rayo, de frente cortada y alta velocidad. Para tal, diseño se debe tomar en cuenta los siguientes factores:

- Resistividad del terreno (R_e).
- Impedancia característica (Z_c) de la torre y de los cables de tierra.
- Magnitud de la corriente de rayo.
- Longitud del claro.
- Numero de cable de guarda y su posición.
- Distribución estadística de las corrientes del rayo (ver figura 8).
- Nivel cerámico del lugar de la instalación.

3.4.3.2 Cálculo de R_e por contraantenas

Esto es equivalente a la red de tierras en las líneas de transmisión, la cual se hace con conductores de acero (en terreno no corrosivo, como son los terrenos de cultivo o seco), o bien con conductores de cobre o aluminio (para terreno corrosivo).

Por otra parte, este tipo de redes busca la mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseña con trayectorias horizontales, las cuales no deben enterrarse a profundidades mayor de 50 cm o 60 cm y es deseable que el calibre del conductor o su diámetro sea el mismo que el del cable de guarda.

En cuanto a la resistencia al pie de la torre, éste se calcula con la siguiente expresión:

$$R_e = \frac{\rho}{\pi \ell} \left[\ln \frac{2 \ell}{\sqrt{4 \cdot a \cdot d}} - 1 \right] \quad (\Omega)$$

R_e es la resistencia al pie de la torre por contraantenas, ℓ la longitud total de la contraantena (m) independientemente de en cuantas secciones se divida ± 0.80 metros de enterramiento por cada sección; d la profundidad a la cual se entierra la contraantena (m) y finalmente ρ la resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$).

Se puede decir que la reducción del riesgo de falla de las líneas por efecto del rayo, puede obtenerse apantallando la línea con hilos de tierra y reduciendo la impedancia de puesta a tierra de las estructuras; además, se debe establecer las libranzas adecuadas entre hilos de tierra y los conductores de fase.

3.5 Otras condiciones importantes

Las condiciones que hasta el momento se han considerado, son fundamentales para el diseño de las protecciones de los sistemas eléctricos. Sin embargo, es importante tener presente las condiciones ambientales y geográficas de la zona, donde se construirán las futuras líneas o remodelación de las existentes. Además, tomando en cuenta las condiciones del lugar, se logra el balance entre eficiencia de los diseños y los resultados deseados.

3.5.1 Altura sobre el nivel del mar

Para los diseños de protección de líneas y subestaciones, es fundamental tener presente las alturas sobre el nivel del mar, ya que los diseños de los fabricantes están limitados solo a los 1000 m.s.n.m. Condición por la cual los diseños deben analizarse arriba de los 1000 metros, donde el ambiente de la atmósfera es variable y la capacidad dieléctrica del aire se ve disminuida, por los cambios de presión atmosférica, temperatura y humedad. Estos son factores que aumentan la probabilidad de que se produzcan descargas en el aire o fallas de flameo entre estructuras y líneas de fase.

Para corregir este problema, se debe fijar las distancias a través del aire, entre conductores de fases y entre fases a conductores de guarda, utilizando la siguiente relación:

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 \left(\frac{h-1000}{100} \right) d_{1000}$$

Donde d_h es la distancia dieléctrica a una altura superior a 1000 m.s.n.m., d_{1000} es la distancia dieléctrica dada por el fabricante a 1000 m.s.n.m. y h la altura a la cual se está determinando d_h .

De igual forma se corrige la corriente que causa flameo inverso, para tener un diseño óptimo del modelo electrogeométrico de las descargas por rayos (párrafo 3.4.2). Para corregir la corriente crítica (I_c), debe considerarse la altura, humedad, presión atmosférica y temperatura; para ello se utiliza la expresión de tensión crítico de flameo para diseño ($V_{50\%diseño}$), descrita en el párrafo 4.6. y se sustituye en la siguiente expresión para obtener el valor corregido de la corriente que produce:

$$I_c = \frac{2 V_{co\%}}{Z_c} = \frac{0.9 V_{50\%diseño}}{Z_c}$$

3.5.2 Grado de Contaminación del ambiente

La contaminación desde el punto de vista de diseño, tiene su importancia en la distancia de fuga de la capa externa de los equipos, ya que ambientes contaminados dan origen a la tensión crítica de flameo de conductor a estructura. Así mismo, esta tensión crítica de flameo es más severa en condiciones de contaminación, por la presencia de humedad en la superficie de los equipos, debido a llovizna, rocío, niebla y nieve.

Como consecuencia de la humedad del aislamiento, se presenta un esfuerzo de tensión más elevado, que origina bandas secas adicionales e incrementa la actividad de las descargas, hasta que ocurre la ruptura dieléctrica del aislamiento (flameo). Entre los ambientes más críticos podemos citar los siguientes niveles de contaminación:

- **Ligera:** áreas situadas de 10 a 20 Km del mar (no expuestas a los vientos del mar). Dentro de este tipo se encuentran las áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción, áreas con baja densidad de industrias o casas sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia, áreas agrícolas y áreas montañosas.
- **Media:** dentro de este tipo están las 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 o industrias sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia y áreas expuestas a vientos del mar pero a varios kilómetros.
- **Alta:** esta es definida para áreas con alta densidad de industria y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de calefactores que producen contaminación y áreas cercanas o expuestas a fuertes vientos del mar.
- **Muy alta:** dentro de ellas se encuentran las áreas de extensión moderadas sujetas a polvos conductivos y a humos industriales que producen depósitos conductivos, áreas de extensión muy cerca de la costa y expuestas a brisa, a vientos fuertes y contaminación del mar. Así mismo las áreas desérticas caracterizadas por grandes períodos sin lluvia que llevan arena y sal sujetas a condensación regular.

4. INFLUENCIA DEL NIVEL CERÁUNICO EN COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

El rápido crecimiento de la tecnología eléctrica ha obligado a diseñadores y a constructores de equipos eléctricos a que estos presenten el mínimo de errores de funcionamiento y además soporten las sobretensiones que aparecen en la red, sean éstas de origen interno o externo (sobretensiones atmosféricas), y que puedan causar daños a los equipos y dar origen a otras fallas en el sistema. De modo que la relación entre las protecciones y las sobretensiones es la denominada coordinación de aislamiento.

4.1 Coordinación de aislamiento

La coordinación de aislamiento es el conjunto de reglas y recomendaciones que permiten seleccionar el aislamiento más adecuado en las instalaciones eléctricas. Es, además, la selección de la resistencia dieléctrica del aislamiento de los materiales o equipos, para que éstas puedan soportar las sobretensiones (esfuerzos dieléctricos) que se presenten en la red. También es el diseño de los dispositivos de protección, frente a las sobretensiones para reducir la probabilidad de esfuerzos dieléctricos que ocasionen fallas de aislamiento y que afecten la continuidad del servicio.

- **Aislamiento:** es definido como el material o arreglo de materiales que tiene la capacidad de soportar las sobretensiones o los esfuerzos dieléctricos. Este material puede ser líquido (aceites), gaseoso (SF₆) o sólido como las resinas sintéticas, algodón, polímeros, hule y derivados del petróleo.

Para lograr los objetivos de la coordinación de aislamientos se debe tener en cuenta lo siguiente:

- **Esfuerzos:** es la magnitud de las sobretensiones a las cuales estarán sometidos los equipos y la frecuencia a la cual esta falla ocurre.
- **Resistencias:** es la capacidad de aguante de los aislamientos o la rigidez dieléctrica de las mismas.
- **Dispositivos de protección:** son los que permiten reducir o eliminar los efectos de las sobretensiones o esfuerzos dieléctricos.
- **Economía:** es la opción para encontrar la solución económica, que satisfaga los requerimientos necesarios para la coordinación de aislamiento.

4.2 Selección del aislamiento

La selección del aislamiento es uno de los pasos más importantes en los diseños de los sistemas eléctricos, ya que de ella depende la eficiencia de la misma, dentro de los métodos de selección citamos los siguientes:

4.2.1 Método empírico

método que toma como referencia el aislamiento que existe en la red y que se tiene resultados estadísticos que operan bien, de tal manera, que se selecciona de igual para nuevas instalaciones, con el inconveniente que el diseño existente no se pueda mejorar; si existiera la posibilidad de mejorarlo.

4.2.2 Método técnico

Este método reconoce que una red está sujeta a diversos tipos de sobretensiones, de tal manera, que permite realizar un análisis detallado para conocer el comportamiento satisfactorio del aislamiento. Para ello se toman en cuenta los pasos siguientes.

- Selección del voltaje más alto de la red o voltaje máximo de diseño.
- Analizar la red eléctrica, para establecer los valores de sobretensión, que se presentaran en el funcionamiento de la misma.
- Elegir la forma de onda de tensión que sea representativa en el estudio y analizar el comportamiento del aislamiento con las ondas seleccionadas.
- Asignar a cada onda el valor de tensión que debe aplicarse al aislamiento.

Además, se debe disponerse de la configuración del aislamiento para elegir sus partes geométricas y terminales. Configuraciones que pueden ser:

- **Terminal trifásica:** configuración con tres terminales y se enérgizan cada una con las tensiones de fase a tierra del sistema y una terminal aterrizada.
- **Terminal de fase a fase:** configuración trifásica del aislamiento, en la cual se elimina una terminal de fase puesta en servicio, y bajo condiciones particulares se elimina la terminal aterrizada.
- **Terminal longitudinal,** Configuración del aislamiento en servicio con dos terminales en la misma fase y otra terminal en el neutro a tierra.

4.3 Tensión máxima de un sistema trifásico (Vm)

Es el valor eficaz de la tensión entre fases más alto, ocurre bajo condiciones normales de operación en cualquier tiempo y en cualquier punto del sistema. Es la tensión de ensayo apropiado para demostrar el voltaje máximo (Vm), en diferentes materiales.

El Comité técnicas (CT) de materiales del instituto de Ingenieros eléctricos y electrónicos (IEEE), define dos tensiones normalizadas para el nivel de aislamiento de los materiales. Estas son la tensión soportada a los impulsos tipo rayo y la tensión de aguante normalizada de corta duración a frecuencia industrial. Como se muestra en la tabla IX.

Tabla IX. Niveles de aislamiento normalizadas (1KV < Vm ≤ 245 KV)

Tensión máxima Vm más alta para el material (KV) (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial KV (valor eficaz)	Tensión soportada (BIL) normalizada a los impulsos tipo rayo KV (valor eficaz)
3.6	10	20, 40
7.2	20	40, 60
17.5	38	75, 95 *
24	50	95, 125, 145 *
36	70	145, 170 *
72.5	140	325
123	230	450, 550 *
145	230	550
	275	650 *
245	360	850
	395	950
	460	1050 *

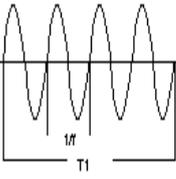
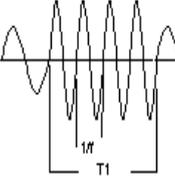
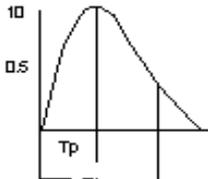
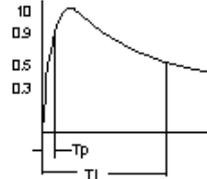
Fuente: **Coordinación de aislamiento**, comisión federal de electricidad, México, marzo 2001, pág. 17.

4.3.1 Tensión de aguante (V w)

Es la tensión que produce el mismo efecto dieléctrico sobre el aislamiento y que presenta formas de ondas o conjunto de ellas, con una distribución de frecuencias representativas. De tal manera que a ciertos valores de cresta de la onda de impulso de sobrevoltajes de diferentes orígenes, el aislamiento tenga baja probabilidad de falla. Estas sobretensiones pueden ser: permanentes, temporales, sobretensiones de frente lento o de frente rápido.

- **Tensión permanente (a frecuencia industrial):** tensión a la frecuencia de la red (60 Hz) considerada de valor eficaz constante, aplicada permanentemente a cualquier par de terminales de una configuración de aislamiento, como se muestra en la columna uno de la tabla X.
- **Sobretensión temporal:** son de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos), poco amortiguadas y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación (ver columna dos de la tabla X).
- **Sobretensión de frente lento:** sobretensión transitoria, generalmente unidireccional y fuertemente amortiguada, con tiempo de subida hasta el valor de cresta de 20 μ s y 5000 μ s, y de duración de cola no superior a 20 ms, se presenta con una gama de frecuencias que varía entre 2 a 20 KHZ (efecto de maniobra). Como se muestra en la tabla X.
- **Sobretensión de frente rápido:** sobretensión transitoria, generalmente unidireccional, de tiempos de frente comprendidos entre 0.1 μ s y 20 μ s y de tiempo de cola no superior a 300 μ s. Es un impulso de tensión de cresta de 1.2 μ s y un tiempo de cola de 50 μ s, que es característica de los efectos de los rayos (ver columna 5 de la tabla X).

Tabla X. Clase y formas de ondas de tensiones y sobretensiones

Clase	Baja frecuencia		Transitoria	
	Permanente	temporal	de frente lento	de frente rápido
Forma de tensión				
Rango de formas de tensión	F = 50 Hz o 60 Hz Ti ≥ 3600 s	10 Hz < f < 500 Hz 3600 s ≥ Ti ≥ 0.03 s	5000 μs ≥ Tp > 20 μs Ti ≤ 20 ms.	20 μs ≥ Tp > 0.1 μs Ti ≤ 300 μs
Forma normaliz. de la onda de tensión	F = 50 Hz o 60 Hz Ti = no especificado	47 Hz ≤ f ≤ 62 Hz Ti = 60 seg.	Tp = 250 μs Ti = 2500 μs	Tp = 1.2 μs Ti = 50 μs
Ensayo de tensión de aguante	Ti = no especificado	Ensayo de corta duración a frecuencia industrial	Ensayo de impulso tipo maniobra	Ensayo de impulso tipo rayo

Fuente: **Coordinación de aislamiento**, Comisión Federal de Electricidad, México, marzo 2001, pág. 9.

4.4 Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (BIL = NBI)

El bil es la tensión de aguante (V_w) con baja probabilidad de falla, en condiciones normales a nivel del mar; determinada por la siguiente expresión:

$$BIL = NBI = V_w = V_{50\%} (1 - k\sigma)$$

$V_{50\%}$ es la tensión crítica de flameo, σ la desviación estándar con valores de 0.03 para impulso por rayo y 0.06 para impulso de maniobra; **K** el factor de corrección por condiciones atmosféricas, que toma diferentes valores para diferentes probabilidades de falla:

$K = 1$ si V_w tiene el 15% de probabilidad de falla

$K = 1.3$ si V_w tiene 9% de probabilidad de falla

$K = 2$ si V_w tiene 2% de probabilidad de falla

$K = 3$ si V_w tiene 0% de probabilidad de falla

4.5 Tensión de flameo Inverso

La caída del rayo sobre un conductor de fase, torres o sobre un hilo de guarda, da origen a una elevación de la tensión en las mismas, por efecto de la resistencia no nula de la toma de tierra en las estructuras.

Esta elevación de tensión puede originar un arco en el sentido inverso de apoyo-conductor, conductor-apoyo o hilo de tierra a conductor; como se ve en las figuras 31, 32 y 34. El arco se origina cuando la sobretensión producida por la descarga atmosférica supera la tensión de aguante (BIL) del aislamiento, denominada tensión crítica de flameo (TCF), es llamada también tensión de flameo inverso, tensión disruptiva, tensión de contorneo y tensión de cebado inverso. Así mismo, es la tensión obtenida en forma experimental que presenta una probabilidad de flameo del 50% ($V_{50\%}$).

En los apoyos de las líneas de alta tensión no es fácil obtener valores de impedancia de la toma de tierra inferiores a los 10 ohms para frentes de ondas cortadas por efectos de rayos. Es por ello que la probabilidad de un cebado inverso puede ser elevada para líneas de 145 KV y menor para las de 420 KV y prácticamente nula para líneas de 750 KV; es nula porque la distancia entre los conductores y los apoyos es mayor.

Por el contrario, para líneas de media tensión (≤ 52 KV), las distancias de aislamiento es baja y la probabilidad de cebado inverso es casi la unidad, es por ello, que no tiene ningún efecto la instalación de hilos de tierra contra la incidencia de rayos en este tipo de líneas.

La expresión matemática que describe la tensión crítica de flameo (V50%) y que relaciona el nivel básico del aislamiento es la siguiente:

$$V50\% = NBI / 0.961$$

Donde **NBI** es el nivel básico de aislamiento al impulso por rayo (ver tabla IX) y **0.961** viene de evaluar la ecuación del párrafo 4.5, en la cual se sustituye a **k** = 1.3 para una tensión de aguante (V_w) de 9% de probabilidad de falla y la desviación estándar (**σ**) se sustituye con 0.03 para impulso por rayo, y evaluar dicha ecuación se obtiene:

$$BIL = V50\% (1 - k\sigma) = V50\% (1 - (1.3)(0.03)) = \mathbf{0.961} * V50\%$$

Para diseño se utiliza la tensión crítica de flameo normal corregido por altitud, presión, temperatura y por humedad, la cual queda de la siguiente forma:

$$V50\%_{\text{diseño}} \text{ (KV)} = \frac{V50\%_{\text{normal}} \times K_h}{\delta^n} = \frac{(NBI / 0.961) \times K_h}{\delta^n}$$

donde:

$$\delta = \frac{3.92 \times b}{273 + T^{\circ}\text{C}}$$

V50%_{diseño} es la tensión crítica de flameo para diseño, **K_h** el factor de humedad atmosférica con valor igual a uno; **δ** factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura, **b** corresponde a la presión barométrica, **T[°]C** la temperatura en grados centígrados y **n** es una constante de rayo con valores de 0.8 a 1.0; la cual n = 1 para impulsos de tipo rayo.

4.6 Coordinación de aislamiento en líneas de transmisión

La coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, se basa en los diseños de niveles de protección y la selección de los aislamientos, tal que, permitan minimizar los disturbios frecuentes durante la operación y que reduzcan los daños que puedan producirse por sobretensiones de origen interno y por descargas atmosféricas (rayos). De acuerdo con lo anterior, se describen los factores más importantes en la coordinación de aislamiento de líneas de transmisión::

* **Aislamiento de la línea:** consiste en especifica el dimensionamiento de las estructuras (torres), la determinación de la longitud de las cadenas de aisladores, la determinación de las distancias de fuga, la conexión a tierra de las torres, la determinación del índice de salida de las líneas y finalmente el efecto de las ondas de impulso por rayo y por maniobra, así como de las sobretensiones a 60 HZ.

4.6.1 Requerimientos de diseño para las estructuras (torres)

Proceso que especifica las distancias de no flameo horizontal, configuración de las cadenas de aisladores en voltios, sobretensiones por maniobra de interruptores y el índice de confiabilidad relacionada con el nivel cerámico.

De estudios realizados para líneas de transmisión desde el punto de vista del aislamiento se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- Debajo de 300 KV las sobretensiones por rayo establecen el diseño de aislamiento a excepción de aquellos casos de contaminación fuerte.

- De 300 a 345 KV se debe considerar el diseño del aislamiento en las líneas de transmisión y las sobretensiones por rayo y por maniobra.

Para tensiones superiores las sobretensiones por maniobra establecen el criterio de diseño y se deben efectuar estudios que relacionen las máximas sobretensiones obtenidas en la red, en particular con el aislamiento.

Sin embargo, es conveniente analizar dentro de la etapa de diseño, los factores que afecten el comportamiento de las líneas de transmisión y para ello se debe considerar principalmente lo siguiente:

- **Número de hilos de guarda:** en general con dos hilos de guarda se tiene el mejor comportamiento representado por un menor índice de las salidas por cada 100 Km al año.
- **Configuración de las torres:** se obtiene un mejor comportamiento con torres bajas y anchos pequeños.
- **Longitud del claro:** se obtiene un mejor comportamiento con claros cortos.

Número de aisladores en la cadena: esto debe ser relacionado con la resistencia al pie de la torre (para valores de impedancia característica baja) y con la efectividad del blindaje proporcionado por los hilos de guarda.

4.7 Cadena de aisladores

Las distancias de aislamiento en líneas de transmisión, se determinan tomando en consideración los esfuerzos dieléctricos a que será sometido el sistema, tanto por rayo o por maniobra de interruptores. Lo anterior se hace con el fin de disminuir fallas de flameo en los aisladores o cadenas.

El nivel de las sobretensiones producidas por caída directa de rayo sobre un conductor de fase, es normalmente tan elevado, que no es aceptable elegir las distancias de aislamiento entre fases y a tierra, para determinar la longitud de las cadenas de aisladores.

Por otra parte, no hay que olvidar que por encima de los criterios técnicos, están los criterios de seguridad fijados por los reglamentos de aplicación obligatoria, por lo que este aspecto legal puede condicionar el diseño técnicamente perfecto para la distancia de los aislamientos. Por esta razón, el diseño de las distancias de aislamiento se debe comenzar por la aplicación del reglamento técnico de líneas eléctricas aéreas de alta tensión (A.T) y comprobar que la línea así diseñada tenga un riesgo de fallo menor.

4.7.1 Cálculo de aisladores de una línea de transmisión

Para el cálculo de número de aisladores se debe considerar la distancia de fase a tierra por sobretensiones de rayo, para obtener una coordinación de aislamiento adecuado en la línea, la que se determina por la siguiente expresión:

$$V_{50\%} = K_{\alpha} * d \quad (\text{KV})$$

$V_{50\%}$ es la tensión crítica de flameo y se corrige por altura arriba de los 1000 m.s.n.m.; K_3 corresponde al factor del electrodo de tierra y está en el rango de 500 a 600 KV/m, para fines de cálculo se puede tomar como 550 KV/m y α' la distancia de fase a tierra equivalente a la longitud de la cadena de aisladores en metros.

Para los cálculos de número de cadena de aisladores, se utiliza la siguiente relación:

$$N^{\circ} \text{ de aisladores} = \alpha' / L'$$

Donde L' es la altura de un aislador en centímetros o metros. Aisladores que pueden ser del tipo suspensión 52-4, 52-3, 52-5 y 52-6.

4.7.2 Contaminación de los aisladores

Las condiciones ambientales sobre las superficies de los aisladores y en particular la contaminación, causa que en las mismas se originen corrientes superficiales, producidas por la humedad y que al evaporarse se crean zonas de alta resistividad en los aisladores o presencia de tensión crítica de flameo.

Es por ello que la longitud de las cadenas de aisladores, se selecciona a partir de las condiciones de contaminación existentes en la zona donde pasará la línea. Por lo cual, la longitud de los aisladores se determina en función de la distancia de fuga del tipo de cadena que ha de utilizarse, sin que se presenten flameos superficiales en las mismas y se determina por medio de la siguiente relación:

$$dfuga = Kd \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} \quad (\text{cm.})$$

Donde **dfuga** es la distancia de fuga o distancia de fase a tierra por contaminación, **Kd** el factor indicativo del tipo de contaminación expresada en cm/kV, la cual es variable como se ve en la tabla XI y **V_{max}** corresponde a la tensión máxima de diseño en KV (ver tabla IX).

Tabla XI. **Constantes para determinar la distancia de fuga en aisladores**

Zona de contaminación	Factor de fuga en cm/kv (rms) de línea a tierra	Características de las zonas
Extrafuerte (EF)	5.36 o ≥ 6	Polvos de carbón, petróleo, químicos, cementos, cenizas y salinidad.
Fuerte (F)	4.42 o 4.5	Lluvia marina, polvos de carbón, petróleo, cemento y combinaciones, niebla y lluvia ligera.
Media (M)	3.33	Lluvia marina ligera, irrigación con plaguicidas, fertilizantes, combinaciones y lluvia ligera.
Ligera (L)	2.64 o (3.3 a 5)	Niebla, fertilizantes, plaguicidas, lluvia intensa, zonas rurales sin quema forraje o hierba.

Fuente: **EHV Transmisión line reference book**, pág. 62.

Para determinar el número de aisladores en función de la distancia de fuga, se utiliza la siguiente expresión:

$$\text{N}^\circ \text{ de aisladores} = dfuga / hf\text{-aisldores}$$

hf-aisladores es la distancia o altura de fuga de los aisladores de suspensión.

4.8 Evaluación de la salida de líneas al año por caída de rayos

Cuando un rayo cae sobre una línea de transmisión, existe la posibilidad de cebado o un arco (sobretensión de retorno) entre un hilo de tierra y un conductor de fase. La experiencia muestra que para las líneas reales, el arco se ceba siempre entre un conductor y un apoyo, independientemente de si el rayo incide sobre un apoyo o sobre un hilo de guarda.

Sin embargo, en la fase de proyecto de una línea es importante determinar el número probable de fallas por rayo, el cual consiste en la suma de falla por blindaje y las fallas por sobretensiones de retorno (flameo), ya que esta información es útil para poder predeterminar o evaluar el comportamiento de una línea de transmisión.

En este tipo de estudio, se manejan como variables aleatorias la magnitud y forma de la onda de la corriente del rayo, el punto de incidencia de la misma, la resistencia al pie de la torre y el ángulo de incidencia del rayo. Además de lo anterior es importante tomar en cuenta lo siguiente:

- Distancia entre los conductores y apoyos (cadenas).
- Longitud del vano (claro).
- Número de hilos de tierra y su posición.
- Forma geométrica y dimensiones de los apoyos (torres)
- Nivel isocerámico de la zona y la tensión de servicio de la línea.

Al manejar la información necesaria, es posible determinar en forma probalística, el número de fallas esperado por año y por cada 100 Km de línea. De tal modo que un método simplificado para calcular el número de salida de líneas por caída de rayos y que producen flameo inverso, es utilizar la siguiente ecuación:

$$NL = 0.004 * Tc^{1.35} (hesp + 4Hg^{1.09}) \quad (\text{índice de fallas/100 Km/año})$$

NL es el número de salida de línea en 100 Km/año, **Tc** el nivel cerámico por donde pasa la línea, **Hg** la altura promedio de los hilos de guarda en metros y **hesp** el esparcimiento horizontal entre hilos de guarda en metros.

Para la mayor parte las aplicaciones, y particularmente en la fase de proyecto de líneas y otras evaluaciones de comportamiento, no siempre se requiere de cálculos muy exactos, algunas veces es suficiente con una evaluación aproximada, que permita dar resultados de una forma rápida y objetiva del número de salida de líneas/100 Km/año. Para estos cálculos se utilizan los métodos de estimación, como el de la AIEE o el de Clayton y Young.

4.8.1 Métodos de Clayton y Young

Estos métodos han sido elaborados por medio de una serie de hipótesis significativas, de las cuales, se han obtenido curvas que facilitan la información del número probable de fallas por flameo inverso, dadas para un conjunto de líneas de doble circuito con configuraciones verticales de 115 KV a 345 KV, y para líneas de un solo circuito de configuraciones horizontales de 115 a 700 KV, ambas con dos hilos de guarda. Estas curvas se muestran en las figuras 38 y 39, elaboradas para un nivel cerámico de 30 y claro máximo de 500 metros.

Para la obtención de estas curvas, se han realizado una serie de simplificaciones significativas, correspondientes a condiciones como:

- Diferentes duraciones del frente de onda del rayo, de acuerdo con la intensidad máxima de la misma.
- Incidencia de rayos en la torre, en los hilos de guarda, en el punto medio del claro o bien a un cuarto ($\frac{1}{4}$) de la longitud del mismo.

En la figura 37 se representa el número probable de fallas por flameo inverso, por 100 Km de línea/año. Estas curvas están dadas en función de la distancia dieléctrica de fase a tierra, y además está explícita en el número de aisladores (cadenas) estándar de 254 X 146 milímetros. Del mismo modo, se especifica en las curvas de las figuras 37 y 38, la altura de la torre (H), la disposición de los conductores de fase, cables de guarda y claro.

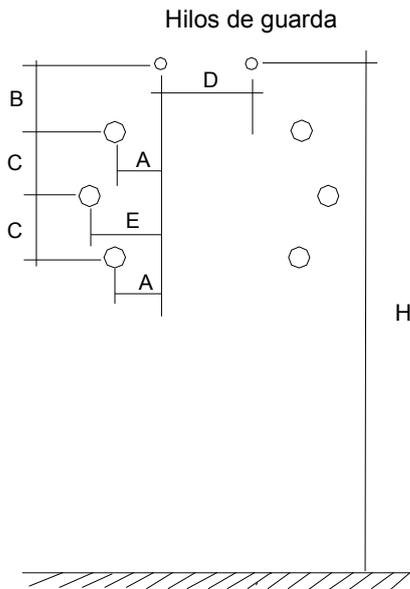
4.8.1.1 Utilización de las curvas de las figuras 37 y 38

El uso de estas curvas, determina el índice de salidas por sobretensiones de retorno en líneas de transmisión (fallas de flameo inverso) y para ello se deben tomar en cuenta los siguientes pasos:

- Se selecciona la curva correspondiente al nivel del voltaje de la línea (KV).
- Se determina la curva correspondiente respecto a la altura de la torre.
- Se entra en el eje de las abscisas con el valor de la resistencia efectiva de puesta a tierra al pie de la torre.
- Se determina la curva correspondiente al número de aisladores en la cadena (para cadenas en V se toma la distancia equivalente de fase a tierra).
- En el eje de las ordenadas se encuentra el índice de salidas.

Discusión: el índice de salida de líneas es afectado por la posición de los cables de guarda, ángulo de blindaje y la altura de las torres; principalmente al no tener una configuración de dimensiones iguales existe la probabilidad de fallas por cebado inverso o la interrupción de las mismas. En las curvas de las figura 37 y 38, se observa que aparece un número en cada curva, la cual corresponde al número de aisladores estándar en la cadena. Así mismo en las curvas, se observa que al reducir la resistencias al pie de la torre (eje X) y al aumentar el número de aisladores en la cadena disminuye el índice de salidas de los sistemas eléctricos.

Figura 37. Curvas para el número de salidas por cebado inverso en líneas de 115 KV a 345 KV en circuitos dobles y dos hilos de guarda



Tensión nominal (KV)

Dimensiones (m)

115 / 138

A B C D E H

161

1.8 3.7 3.7 3.0 2.7 25.0

230

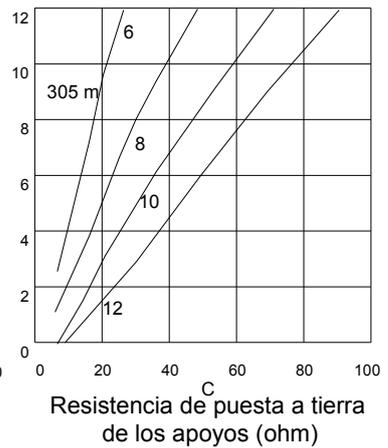
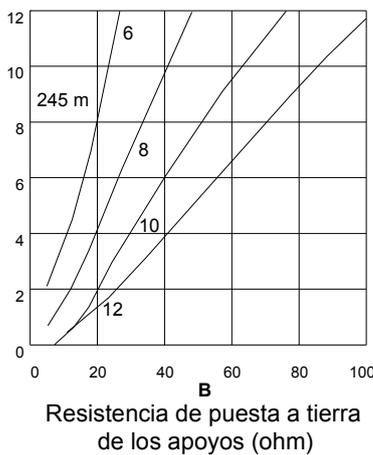
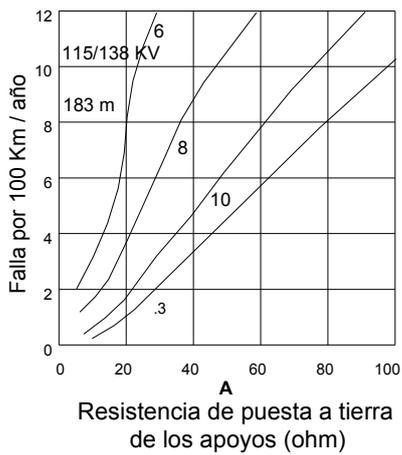
1.8 4.3 4.3 3.7 2.7 27.5

345

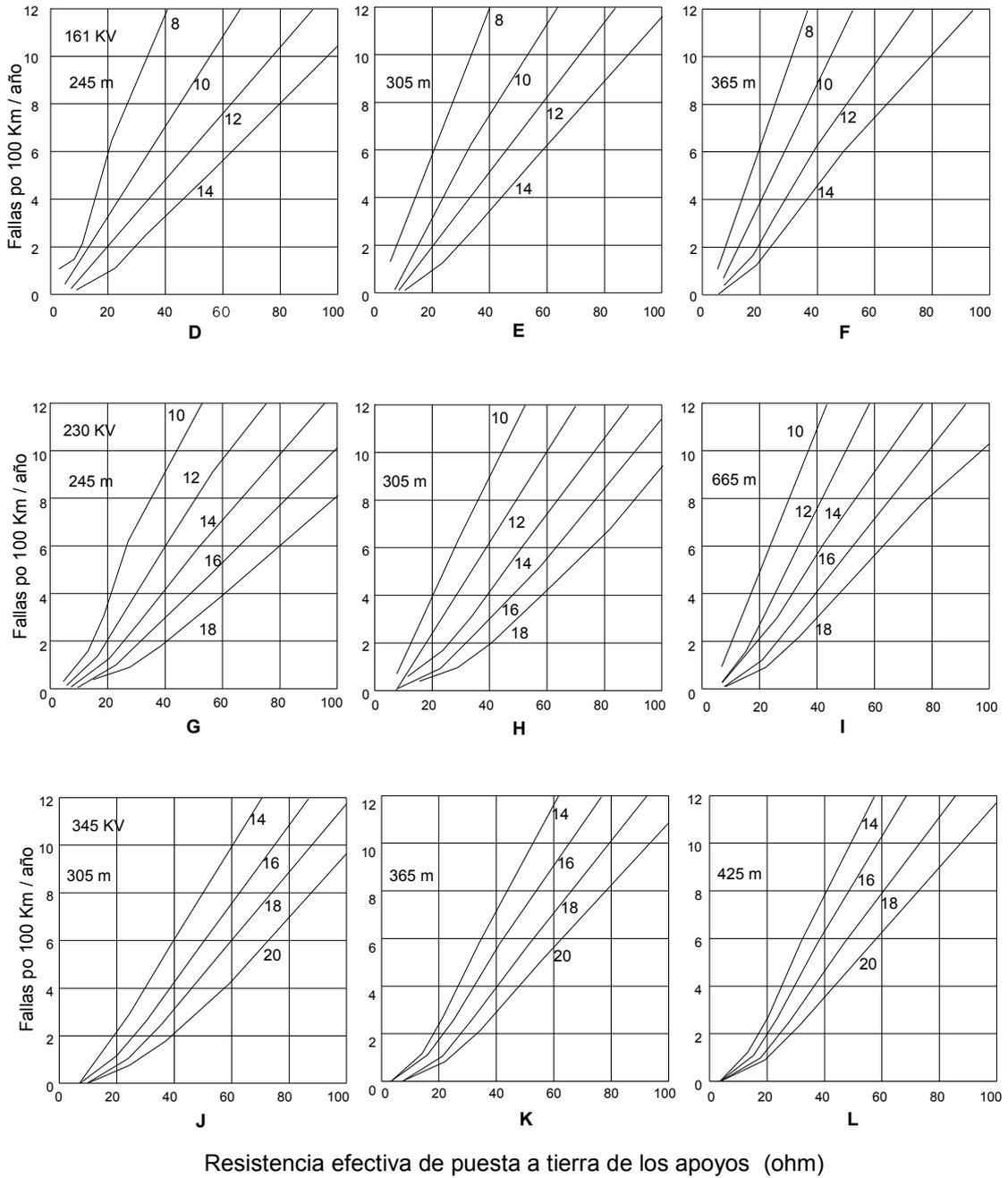
1.8 5.5 5.5 4.9 3.0 34.5

400

2.1 7.6 7.3 6.7 4.0 40.0

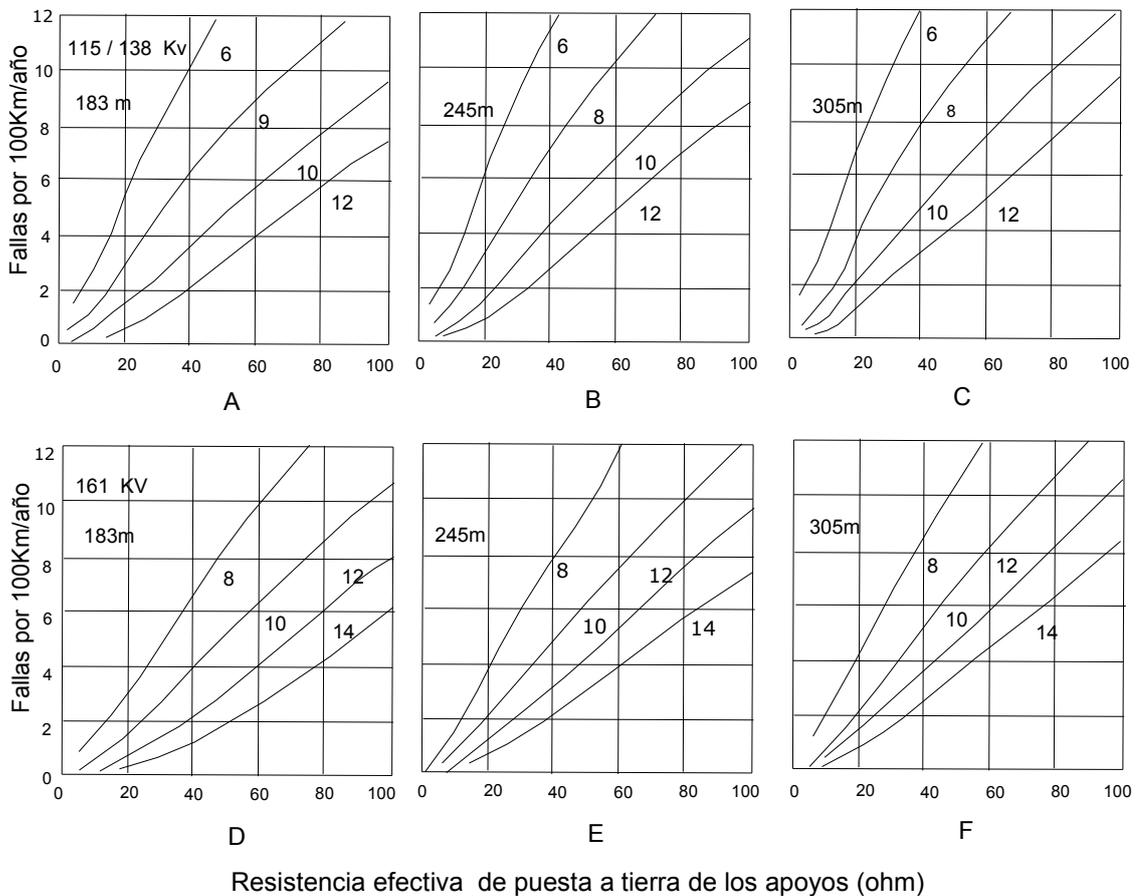
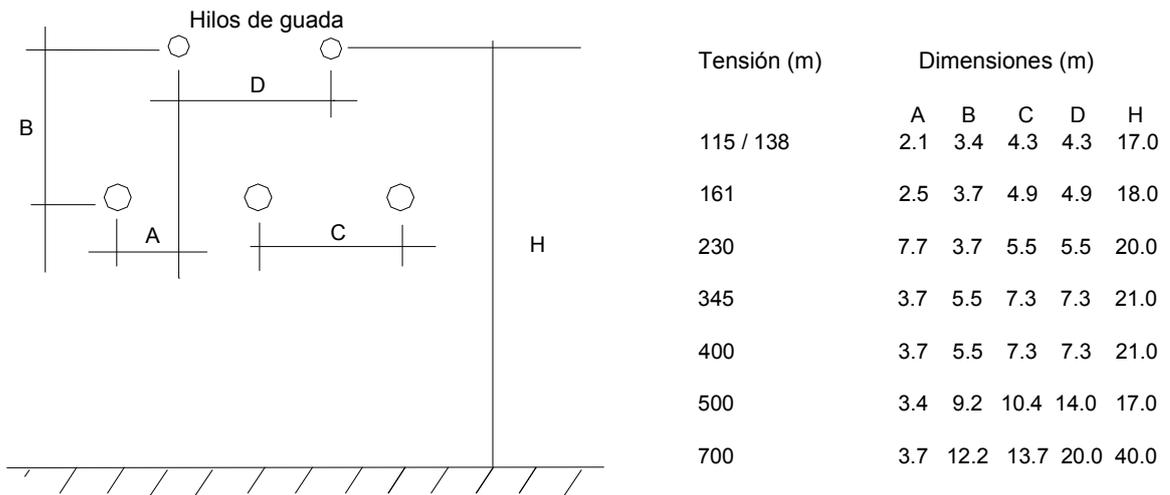


Sigue figura 37:

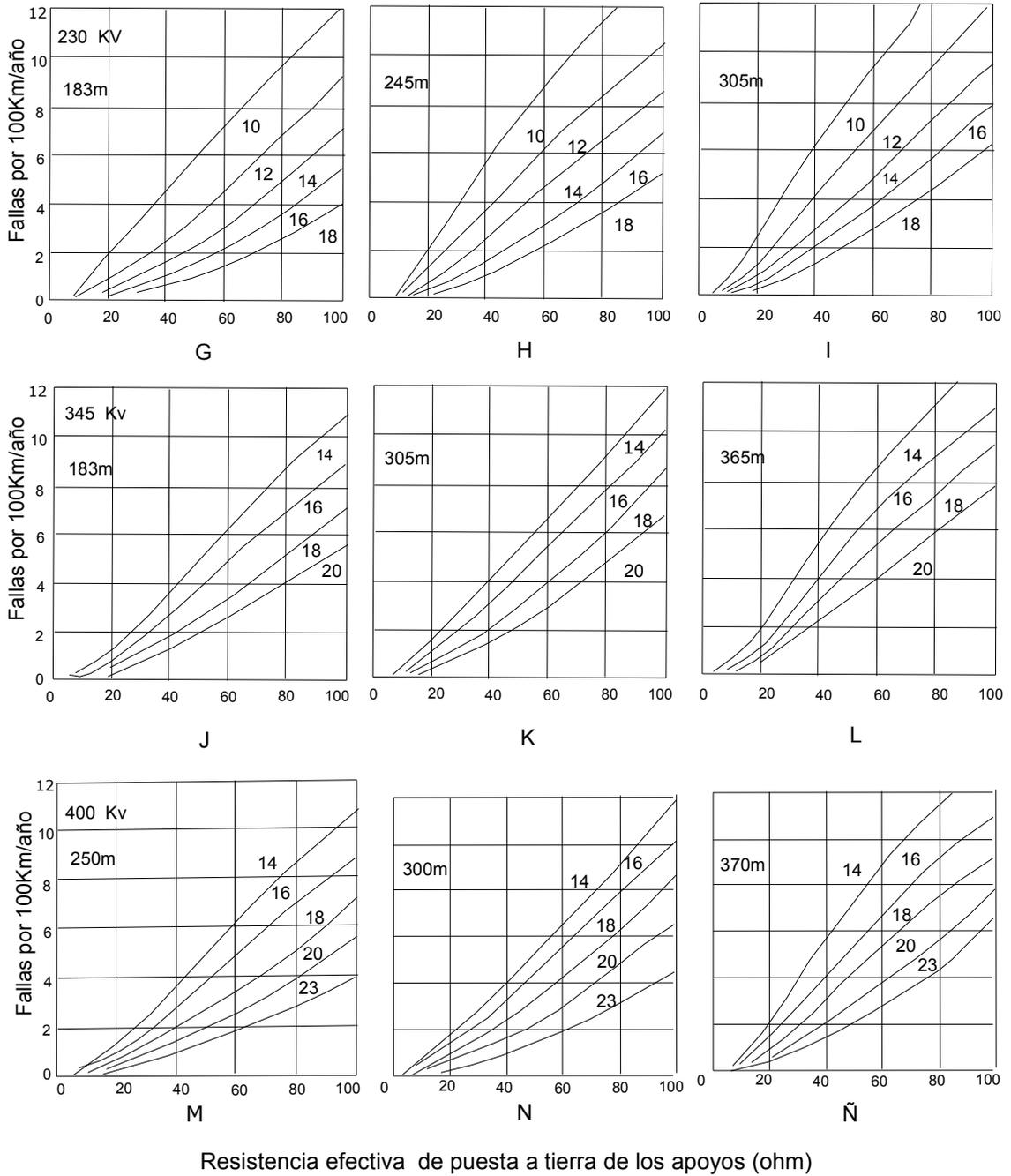


Fuente: **Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pág. 35.**

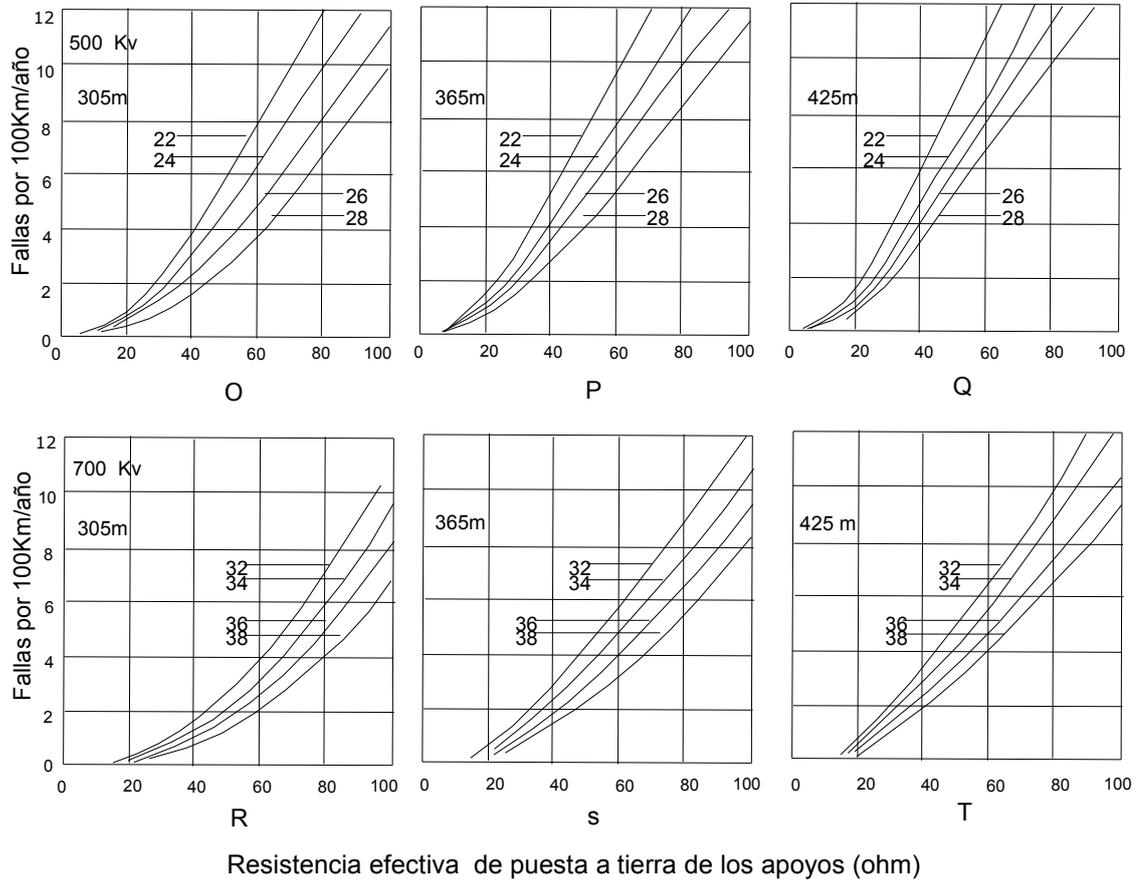
Figura 38. Curvas para el número de fallas por cebado inverso en líneas de 115 KV a 700 KV en circuitos horizontales y dos hilos de guarda



Sigue figura 38:



Sigue figura 38:



Fuente: **Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pág. 37**

4.8.2 Índice de salida en líneas de un circuito y un cable de guarda

Para determinar el índice de salidas por sobretensiones de flameo, en líneas de transmisión de 115 a 400 Kv, de un solo circuito y un solo cable de guarda se utilizan las curvas de la figura 39. Y se procede de la siguiente manera.

- Se entra en el eje de las abscisas (X) con el número de aisladores en la cadena o la distancia dieléctrica de fase a tierra en metros
- Se encuentra la curva con la resistencia efectiva calculada en ohms.
- En el eje de las ordenadas (Y) se encuentra el índice de salidas correspondiente.

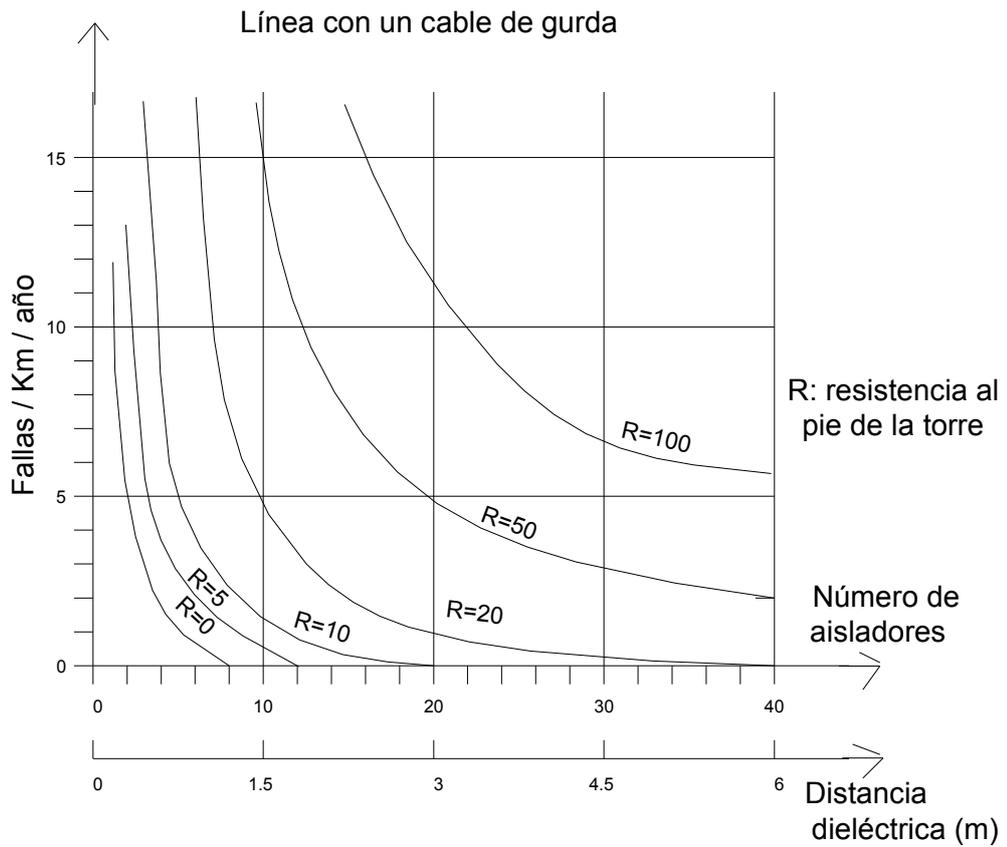
4.8.3 Cálculo de salida de línea para cualquier nivel cerámico

Para determinar el índice de salida en líneas por flameo inverso, en una zona distinta de 30, se considera en forma aproximada una relación lineal, entre el valor obtenido de las gráficas y el valor real de la zona en estudio, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\text{Índice de fallas 100 Km/año de una región } T_c \neq 30 = \frac{T_c}{30} \times \text{índice de fallas 100 km/año de gráficas}$$

T_c es el nivel cerámico real de la zona, en la cual se determina el índice de salida de líneas.

Figura 39. **Curvas para el número de fallas por cebado inverso en líneas de un circuito y un hilo de guarda**



Fuente: **Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pág. 47.**

4.8.4 Cálculo del número de fallas por blindaje

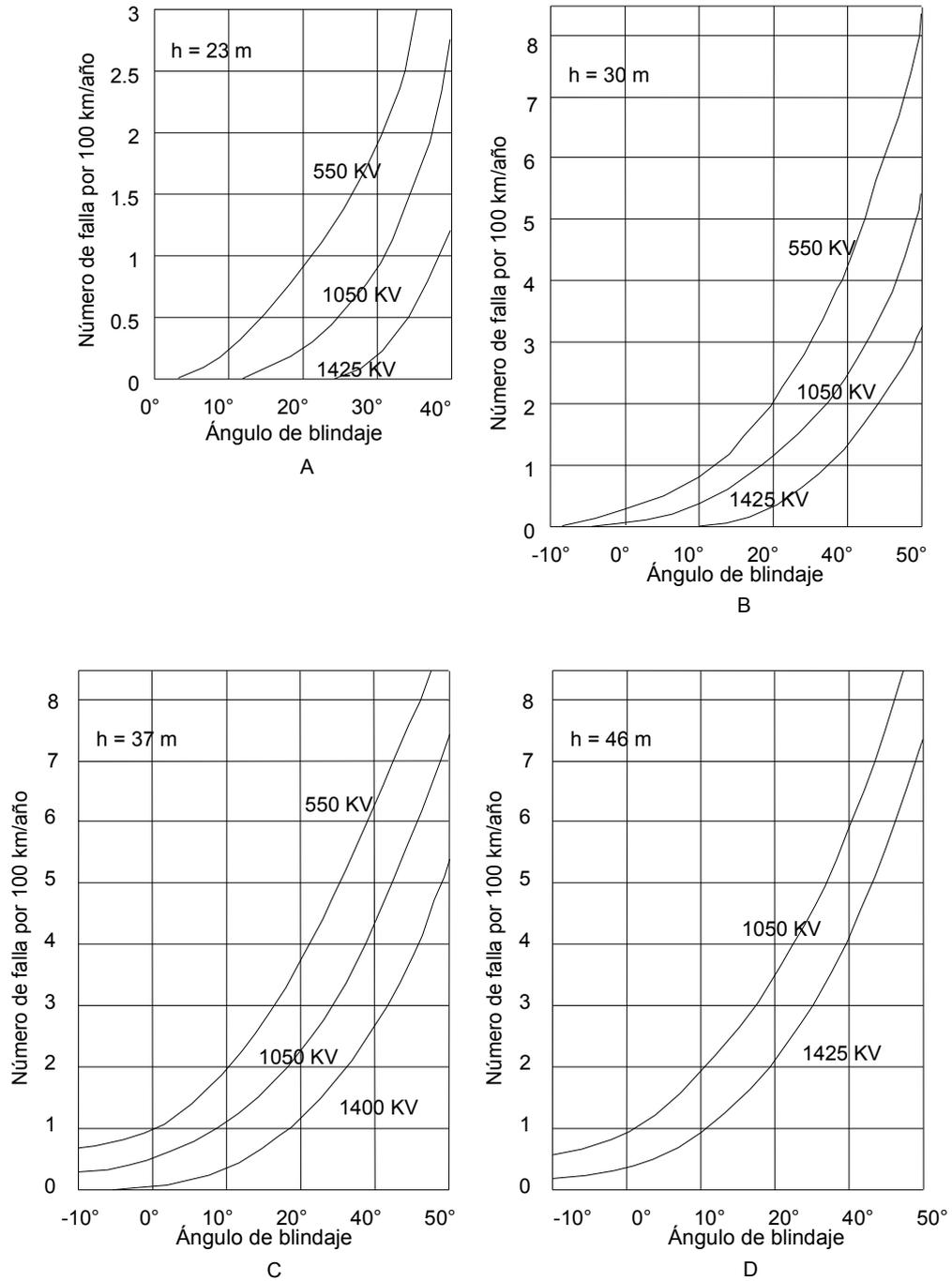
En párrafos anteriores, se determinaron los factores por los cuales una línea de transmisión sale de servicio, cuando en ella incide un rayo. Uno de estos factores puede ser el blindaje deficiente que permite el paso de rayos a los conductores de fase, con la consecuencia de flameo o falla en los aisladores.

Si el blindaje es bueno, entonces la corriente del rayo es conducida a tierra, por los cables de guarda y a través de las estructuras, si la resistencia al pie de las torres es baja. Pero si lo anterior no es eficiente, entonces existen sobretensiones de retorno, que producen salidas excesivas de las líneas, especialmente en zonas de alto nivel cerámico. De la misma manera, estas deficiencias se pueden corregir aplicando los siguientes criterios:

- Disminuir tanto como sea posible, la resistencia al pie de la torre, a valores tales que produzcan una mínima de salida por fallas de resistencias.
- La disminución de la resistencia al pie de la torre o aumentar la longitud de las cadenas de aisladores, es decir la distancia dieléctrica entre conductor y estructura, a valores tales, que representen una reducción significativa del índice de salidas de líneas.

Para verificar la efectividad del ángulo de blindaje, se hace uso de las curvas de la figura 40, que correlacionan el ángulo de blindaje en el eje "X", con el número de fallas/100km/año en el eje "Y", respecto a la alturas del hilo de guarda. Y las curvas determinan el nivel Básico de Aislamiento (BIL) del sistema bajo un nivel cerámico de 30. Lo cual debe ser corregido aplicando la ecuación del párrafo 4.9.3, para distintos valores cerámicos ($T_c \neq 30$).

Figura 40. Curvas para el índice de salidas por falla de blindaje en líneas de 115– 400 KV.



Fuente: Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión, pág. 66.

4.8.5 Cálculo del número de fallas en líneas sin hilo de guarda

En líneas no provistas de hilos guarda, se estima el número de fallas por rayo, utilizando el método empírico de Burgsdorf-Kostenko, para el número de fallas por 100 Km de línea y año, de la siguiente forma:

$$N_t = N_L * P_i$$

Donde:

$$N_L = \frac{2.7 * \tilde{y} * T_c}{30}; \quad P_i = 10^{(2 - I_c/60)}; \quad I_c = \frac{1.8 * V_{50\%}}{Z_c}$$

N_t es el índice de salida en línea de 100 Km/año, **N_L** el número de rayos caídos en una línea de 100 Km/año, **P_i** es la probabilidad de que la corriente de rayo en el conductor produzca falla; **ŷ** altura media del conductor más alto, **T_c** es el nivel cerámico en la zona de estudio, **V_{50%}** la tensión crítica de flameo y **Z_c** impedancia característica del conductor de fase.

En línea de media tensión sobre postes de madera, el nivel de aislamiento de fase-tierra puede ser muy superior al nivel de fase-fase, característica por el cual la corriente crítica del conductor (**I_c**), se determina con la siguiente expresión:

$$I_c = \frac{1.8 * V_{50\%}}{Z_c (1 - A)} \quad y \quad A = \frac{\ln(d'_{12} / d_{12})}{\ln(2\tilde{y} / r_e)}$$

d'12 es la distancia entre el hilo de guarda al conductor de fase más próximo, **d12** la distancia entre el hilo de tierra a la imagen del conductor de fase y **r_e** el radio geométrico medio del conductor (analizado en el párrafo 3.3.1).

CONCLUSIONES

1. Los cambios bruscos de la temperatura en la atmósfera, la radiación solar, la agitación térmica, las sustancias radiactivas del suelo y otros, son agentes de la presencia de la carga eléctrica en la atmósfera. Dicha carga da origen a nubes de tormentas eléctricas (cumulonimbos) o descarga atmosféricas (rayos). Así mismo, una descarga atmosférica es la consecuencia del cortocircuito entre nube y tierra o la neutralización de la carga positiva y negativa en el aire. Este cortocircuito eleva la presión y calentamiento del aire que da como resultado el trueno y relámpago.
2. Las descargas atmosféricas son señales de alta frecuencia, gran potencial y alta corriente; por ello causan grandes diferencias de potencial en sistemas eléctricos, disturbios eléctricos dentro o fuera de edificios, etc. Una descarga atmosférica entre nube y tierra puede generar una diferencia de potencial considerado entre 10000 a 3000000 V/m; ésta puede ser origen de una nube de tormenta que contiene en promedio unos 140 MWh de energía, con voltajes de hasta 100 MW y con una carga en movimiento entre nube de unos 40 Coulombs.
3. Los niveles isoceráunicos son isolíneas de valores iguales de número de días promedio de tormentas/año, de una variable en forma continua que abarca diferentes posiciones geográficas dentro de una cuenca topográfica o región en particular. Las mismas líneas proporcionan la frecuencia de la incidencia de rayos en una región específica, y son una buena referencia para determinar la densidad de rayos a tierra (Número de rayos/km²/año), para diseño de protecciones de sistemas eléctricos.

4. El mapa isoceráunico de Guatemala muestra que las regiones de mayor incidencia de rayos, son el Sur, Sur-Oeste, Norte-Este y la región de los departamentos de Izabal, Progreso y Zacapa. La región del sur-oeste (Suchitepequez) es la que presenta mayor frecuencia de rayos, con valor de 150 días de tormentas/año. Así mismo, la región de menor frecuencia de rayos lo presenta el sur del departamento del Quiché con valor de 10.
5. Del estudio realizado (1991-2003) respecto a la actualización del mapa isoceráunico de la república de Guatemala, se llegó a determinar que los meses de mayo, junio, agosto y septiembre son los que presentan mayor actividad electroatmosférica durante el año. Agosto es el mes más crítico en el periodo de análisis.
6. Cuando las descargas atmosféricas impactan en los sistemas eléctricos, como en los conductores de fase o hilos de guarda se generan en ellas dos ondas de corriente en direcciones opuestas; y por la impedancia de estas se generan dos ondas de voltaje que siguen la misma dirección de la corriente de rayo. Sin embargo, cuando el voltaje producido por la corriente de rayo sobrepasa el nivel básico del aislamiento (BIL) de los aisladores, se genera en ellas un arco o tensión crítica de flameo, que puede dar lugar a su rompimiento o destrucción.
7. La evaluación de salida de líneas al año por la incidencia de rayos, tiene como propósito sumar las fallas por blindaje y fallas por sobretensiones de retorno. Esta evaluación es útil en la etapa de diseño, para simular y evaluar el comportamiento de una línea de transmisión puesta en servicio, y poder corregir los errores que se presenten en el análisis por la incidencia de rayos. Además es un aporte para evaluar, corregir y actualizar las protecciones de las líneas ya existentes en un sistema interconectado.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda cuando exista actividad electroatmosférica, no ubicarse cerca de objetos de gran altura como árboles, torres metálicas y en el caso especial de subestaciones eléctricas salirse del área de trabajo; ya que por la altura de las mismas, el rayo tiende a incidir más sobre ellas, provocando corrientes altas (voltaje, campo electromagnético), que pueden modificar la resistencia eléctrica de la piel e incluso la alteración de la polaridad de la membrana celular de las personas o estrés.
2. Se recomienda a las empresas de servicio eléctrico, actualizar sus niveles de protección en líneas de transmisión (redes de tierra, hilos de guarda, ángulo de blindaje etc.), para reducir los índices de falla en las mismas en regiones de alto nivel cerámico y cumplir con los objetivos propuestos de servicio continuo de la energía eléctrica.
3. Se recomienda a las empresas de construcción civil, evaluar la protección eléctrica contra rayos (redes de tierra, aparta rayos, etc.) del inmueble a construir, por un profesional; con la finalidad de reducir las fallas que se presenten en los equipos eléctricos por de caída de rayos y protección de las personas que utilizan las mismas.
4. Impulsar un programa de medición de tomas de tierra en las líneas existentes durante el verano y mejorar aquellas que tengan un valor alto de resistencia, de acuerdo al nivel isocerámico de la región en que la línea está localizada.

5. Se recomienda capacitar al observador climatólogo de INSIVUMEH, respecto a la incidencia de rayos entre nube, entre nubes y de nube a tierra, para mejorar la información que ellos registran diariamente para futuras actualizaciones del mapa isocerámico de la república de Guatemala.

6. Se recomienda a la Empresa de transporte y control de energía eléctrica (ETCEE) del INDE, así como a la Empresa Eléctrica de Guatemala y Unión Fenósa, registrar diariamente y archivar los eventos de la incidencia de rayos, que registran los contadores de descargas de los pararrayos de línea y de los bancos de transformación; para realizar posteriores análisis cerámico del número de rayos caídos en líneas de transmisión, y que sirvan de parámetro para evaluar y actualizar sus sistemas de protección.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. **Protección contra Sobretensiones**. 3ª ed. Suiza: ABB High Voltaje Technologies, julio 1999. 26 pp.
2. Basso, Eduardo. **Fenómenos Eléctricos en la Atmósfera**. 22ª ed. San José, Costa Rica, se. sa. 13 Pp.
3. "CEFDA Meteorología Sinóptica". Guatemala: Centro de Aeronáutica Civil, s.e. s.a.
4. **Coordinación de aislamiento**. México: ABB T & D Systems, 2001. 250 pp.
5. **Coordinación de aislamiento**. México: Comisión Federal de Electricidad, 2001. 39 pp.
6. **Descargas atmosféricas**, Asociación electrotecnia argentina, s.e., 1990. 35 pp.
7. **EHV Transmisión *line reference book***. s.l. s.e. s.a. 89 pp.
8. **Guía para la coordinación de aislamiento en líneas de transmisión**. s.l. Comisión federal de electricidad, 2000. 111 pp.
9. G. T. 13.02 CICRE. **Sobretensiones de maniobra en las redes de muy alta tensión y ultra alta tensión**. Argentina: s.e. s.a. 57 pp.
10. HELITA. **Protección contra el Rayo**. París, Francia. Noviembre del 2000. 16 pp.

11. INSIVUME (Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología, Meteorología Hidrología "Archivo y registros de fenómenos Atmosféricos". Guatemala, 1993.
12. Magaña Fernández, Javier. **Coordinación de aislamiento**. s.l. s.e s.a. 86 pp.
13. Martín, José Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas**. México McGraw-Hill /Interamericana, 1992.
14. Martínez Requena, Juan José y José Carlos Toledano Gasca. **Puesta a tierra en edificios y en instalaciones eléctricas**. 4ª ed. España: Paraninfo, 2001. 276 pp.
15. Soibelzon, Héctor L. **Protección de redes de media tensión frente a las descargas atmosféricas**. Argentina: s.e. 2000. 15 pp.
16. Soibelzon, Héctor Leopoldo. **Descargas de Origen Atmosférico**. Argentina: Se. Sa. 10 pp.
17. Velázquez. R. **Densidad de rayos a tierra y medición de dispositivos de sistemas de potencia aplicada**. s.l. IEEE *Transactions on power Delivery*. 1989. 59 pp.
18. <http://www.atmosfera.cl/HTML/tema/otrosfenomenos>, octubre 2003.
19. <http://www.fisicawe.info/> agosto 2003.
20. <http://www.paas.unal.edu.co/investigaciones/rayos/glosarioFisica.htm>, agosto 2003.
21. <http://www.thunder.msfc.nasa.gov/otd/>, octubre 2003.

APÉNDICE 1

En esta sección se muestra la información recopilada del estudio realizado respecto a la incidencia de rayos en la república de Guatemala, de la red de subestaciones climáticas y sinópticas meteorológica de INSIVUMEH. En las tablas XII y XIII, se especifican los datos de cada punto de observación, como el departamento donde están ubicadas, el nombre de la subestación, sus coordenadas (Grados, Minutos y segundos), y la altura sobre el nivel del mar (m.s.n.m.), donde realizan sus respectivas observaciones.

Tabla XII. Datos específicos de la red de subestaciones climáticas

No.	Departamento	Nombre de la estación	Latitud	Longitud	m.s.n.m.
1	Alta Verapaz	Cahabón	153630	894838	380.00
2	Alta Verapaz	San Agustín	160400	902620	140.00
3	Baja Verapaz	Cubulco	150632	903651	994.00
4	Baja Verapaz	San Jerónimo	150340	901500	1000.00
5	Chimaltenango	La Alameda Icta	143802	904812	1766.00
6	Chimaltenango	San Martín Jilotepeque	144643	904719	1800.00
7	Chimaltenango	Santa Cruz Balanyá	144112	905455	2080.00
8	Chiquimula	Camotán	144914	892222	450.00
9	Escuintla	Camantulul Sta. Lucia	141930	910303	280.00
10	Escuintla	Escuintla	141607	904733	270.00
11	Escuintla	Sabana Grande	142258	904945	730.00
12	Huehuetenango	Cuilco	152423	915646	1160.00
13	Huehuetenango	San Miguel Acatán	154220	913538	1800.00
14	Huehuetenango	San Pedro Necta	152943	914548	1700.00
15	Huehuetenango	San Pedro Soloma	153950	912528	2260.00
16	Isabal	Las Vegas Livingston	153600	885800	10.00
17	Jalapa	La Ceibita	142934	895232	960.00
18	Jutiapa	Quesada	141558	900216	980.00
19	Petén	El Porvenir (la Libertad)	163130	902815	125.00
20	Petén	Tikal	171340	893615	200.00

Sigue tabla XII:

21	Progreso	Morazán	145549	900831	370.00
22	Quiché	Chichicastenango	145710	910627	2025.00
23	Quiché	Chinique	150238	910128	1880.00
24	Quiché	Chixoy	152122	903938	680.00
25	Quiché	Nebaj	152353	910832	1906.00
26	Quiché	Sacapulas	151728	910532	1220.00
27	Sacatepequez	Suiza Contenta Sn. Lucia	143701	903940	2105.00
28	San Marcos	Catarina	145120	920438	233.00
29	San Marcos	San Marcos	145740	914745	2358.00
30	Santa Rosa	Los Esclavos	141510	901642	737.00
31	Sololá	Santa María El Tablón	144725	911055	2397.09
32	Sololá	Santiago Atitlán	143754	911353	1580.00
33	Suchitepéquez	Chojaja Mazatenango	143243	912934	430.00
34	Zacapa	La Unión	145748	891728	1000.00
35	Zacapa	Pasabién	150148	894048	260.00

Tabla XIII. Datos específicos de la red de subestaciones sinópticas meteorológicas

No.	Departamento	Nombre de la estación	Latitud	Longitud	m.s.n.m.
1	Alta Verapaz	Cobán	152800	902427	1323.00
2	Chiquimula	Esquipulas	143332	893031	950.00
3	Escuintla	Puerto San José	135610	905004	6.00
4	Guatemala	Aeropuerto	143456	903139	1490.28
5	Huehuetenango	Huehuetenango	151902	913011	1870.00
6	Izabal	Puerto Barrios	154416	883530	2.00
7	Jutiapa	Montúfar	134832	900918	10.00
8	Petén	Flores	165453	895159	123.00
9	Quetzaltenango	Labor Ovalle	145212	913050	2380.00
10	Retalhuleu	Retalhuleu	143119	914145	205.00
11	Zacapa	La Fragua	145751	893504	210.00

En las tablas XIV y XV, se presenta en forma resumida la información o eventos registrados, de número de días de tormentas eléctricas por año (Nivel Cerámico). Información que fue tomada de los archivo de observaciones de campo, en cada subestación de observación climática y sinóptica meteorológica de la república de Guatemala; para la actualización del nuevo mapa isocerámico del país. Información que corresponde al período de 1991 a 2002 (365 días/año), se revisó un total de 4380 días por subestación de observación.

Así mismo, los espacios en blanco especifican los años en que no existe información o registros archivados en la subestación en particular, de la misma manera, puede que dejaron de funcionar o marcan el año en las cuales no existían las mismas.

Tabla XIV. Datos recopilados de días de truenos en las S/Es climáticas

No.	Nombre de la estación	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1	Cahabón	15	43	53	24	37	9	35	5	22	15	21	32
2	San Agustín	15	5	16	10	67	9	37					
3	Cubulco	3	5	8	7	7	7	4	7	5	23	27	19
4	San Jerónimo	8	5	3		5	8	4	12	11	6	16	16
5	La Alameda Icta	78	91	81	86	90	79	55	13	20	4	10	
6	San Martín Jilotepeque	66	71	64	67	94	73	75	31	19	28	46	28
7	Santa Cruz Balanyá	33	61	41	42	80	63	30	55	69	71	59	64
8	Camotán	32	45	37	22	34	32	19	29	31	25	32	27
9	Camantulul Sta. Lucia	34	79	75	66	72	47	43	37	86	75	89	57
10	Escuintla	124	127	147	62								
11	Sabana Grande	6		4	3	3	7	3	9	15	18	17	26
12	Cuilco	71	81	59	67	115	113	102	53	101	97	93	65
13	San Miguel Acatán		13	70	47	16	13	6	20		2	35	38
14	San Pedro Necta	98	99	50	83	78	58	59	53	49	62	45	40
15	San Pedro Soloma	16	23	19	19	25	14	50	74	64	36	57	31
16	Las Vegas Livingston	57	36	59	29	40	36	40	36	43	32	38	30
17	La Ceibita		5			4	8	39	17	26	40	35	29
18	Quesada	32	48	45	60	50	60	23	8	10		34	42
19	El Porvenir, La libertad	13	16	16	21	33	61	39					
20	Tikal	94	98	72	61	99	101	90	74	99	102	81	75
21	Morazán	122	90	127	129	213	190	107	82	98	49	48	36
22	Chichicastenango	18	15	15	12	22	26	2	5				
23	Chinique	10	7	7	9	6	9	6		3	26	34	8
24	Chixoy	13	12	23	8	17	14	4	3	4	3	7	10
25	Nebaj	50	64	58	43	61	48	63	50	63	35	38	
26	Sacapulas Chuitinamit	19	16	5	2	7	1			5	1	11	4
27	Suiza Contenta					57				10	16	39	3
28	Catarina	58	59	46	52	79	78	34	25	51	20	24	35
29	San Marcos	26	23	11	21	32	8						
30	Los Esclavos	88	49	77	137						2		
31	Santa María El Tablón			5	9	23	36	23	9	25	48	62	58
32	Santiago Atitlán	42	66	50	44	54	25	25	8	22	17	28	18
33	Chojaja Mazatenango	43	55	71	51	33	44	38					
34	La Unión	35	50	42	42	101	55	8	45	91	108	85	59
35	Pasabién	21	3	1	1					9	9	5	2

Tabla XV. Datos recopilados de días de truenos en las S/Es sinópticas meteorológicas

No.	Nombre de la estación	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1	Cobán	32	34	19	17	25	25	15	38	66	65	68	59
2	Esquipulas	59	61	42	51		16	48	59	86	78	69	63
3	Puerto San José	124	132	120	114	115	126	122	106	106	120	118	130
4	Aeropuerto	57	84		14	66	71	58	66	75	75	76	62
5	Huehuetenango	62	70	52	39	86	70	66	64	80	67	56	56
6	Puerto Barrios	115	161	117	85	123	74	106	94	137	140	134	115
7	Montúfar	27	35			32	17	27	1		36	56	39
8	Flores	7	51	127	105	142	149	169					
9	Labor Ovalle	53	34	38	52	22	24	45	26	52	76	85	68
10	Retalhuleu	166	174	126	156	172	167	167	123	167	175	163	139
11	La Fragua	63	42	40	53	90	85	55	57	80	84	62	62

En las tablas XVI y XVII se muestra la información recopilada de número de días de descargas entre nubes, de nube a nube, o bien, días de relámpagos por año respecto a cada estación Climática y Sinóptica meteorológica de la república de Guatemala. Información recopilada de observaciones de campo, correspondiente al período de estudio de 1991 a 2002, para la elaboración del primer mapa de niveles isoceráunicos de número de días de relámpagos en la república de Guatemala.

Tabla XVI. Datos recopilados de días de relámpagos en la red de subestaciones climáticas

No.	Nombre de la estación	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1	Cahabón	92	27	30		3	14	1	1	3	11	1	
2	San Agustín Chixoy	6	1	39	92	19	23	72					
3	Cubulco	86	95	102	79	94	87	82	33	68	43	59	40
4	San Jerónimo		1			4		7	7	5	4	5	2
5	Alameda Icta	170	204	275	280	172	120	58	5	24	7	6	
6	San Martín Jilotepeque	55	79	89	102	103	77	115	36	17	17	16	21
7	Santa Cruz Balanya				1	16	28		15	18	2	18	4
8	Camotán	134	149	131	127	115	108	125	110	117	107	105	115
9	Camantulul Sta. Lucia	20	37	44	70	41	34	28	15	54	3	11	24
10	Chupadero (Escuintla)	127	136	131	59								86
11	Sabana Grande	5		1	3	1	1		5		14	11	10
12	Cuilco	1	9	2				5		2	2		11
13	San Miguel Acatan		73	100	51	5	19	3	33		8	30	61
14	San Pedro Necta	3	1							6		17	5
15	San Pedro Soloma	6	5	3	3	5		23	43	21	18	38	25
16	Las vegas Livingston	101	25	87	15	48	70	7	36				
17	La ceibita	142	157	15	240	224	197	180	76	182	185	157	118
18	Quezada	36	43	40	62	50	61	7	1	9			5
19	El porvenir, La libertad	12	1	7	21	36	70	34					
20	Flores	79	130	161	194	198	154	190					
21	Morazán	245	254	285	272	268	299	195	134	107	58	38	40
22	Chiguila Chichicasten.	9	1	5	2	6	5	1	1				
23	Chinique				5					1	7	21	26
24	Chixoy Chicaman	10	2	5	1	5	3	2	1	3	2	2	1
25	Nebaj	105	89	85	69	74	58	60	41	51	36	32	
26	Sacapulas Chuitinamit	13	6	8		3					1	1	
27	Suiza Contenta					31			3	46	17	16	
28	Catarina	95	110	82	96	118	84	63	37	65	10	20	60
29	San Marcos												
30	Los Esclavos	160	57	55	71								
31	El Tablón			11	2	10	13	12	4	16	50	107	61
32	Santiago Atitlán	4			3	1	1	1	1	4	2	3	
33	Chojaja Mazatenango	29	49	63	39	21	24	29					
34	La Unión	137	142	138	134	144	141	112	87	85	44	135	113
35	Pasabién Río Hondo	152	112	143	147	106	61	119	100	103	128	190	189

tabla XVII. Datos recopilados de días de relámpagos en la red de S/Es sinópticas meteorológicas

No.	Nombre de la estación	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
1	Cobán				2	9	8	6	18	46	17	62	49
2	Esquipulas	69	48	61	42	2	15	21	20	24	24	23	22
3	Puerto San José	136	144	38	43	61	82	83	54	97	89	102	115
4	La Aurora	59	78		22	64	64	70	66	79	61	56	73
5	Huehuetenango	73	81		13	47	37	49	49	72	49	61	87
6	Puerto Barrios	102	169	101	30	52	37	40	51	120	115	96	107
7	Montufar	50	44	13	11	16	4	72	14		38	13	22
8	Tikal	63	67	36	32	71	69	49	65	75	25	42	59
9	Labor Ovalle	3			4	1	1	4	5	3	16	10	10
10	Retalhuleu	45	81		13	47	37	49	49	72	49	61	87
11	La Fragua	32	36	47	41	70	86	46	12	21	30	57	54

APÉNDICE 2

En esta sección se muestra la información recopilada para el estudio realizado, sobre el número promedio de rayos caídos en los últimos años en las líneas de transmisión y bancos de transformación. Datos correspondientes a las subestaciones de Guatemala Sur, Guatemala Norte, Guatemala Este y las Subestaciones Escuintla 1 y 2, período de 1995 al 17 de Septiembre 2003. Datos obtenidos de los contadores de descargas de los pararrayos de las fases R, S y T, que registran diariamente los operadores de cada S/E mencionada. (Ver tabla XVIII).

Tabla XVIII. Información recopilada de la S/E de Guatemala Sur

No.	Nombre del banco o línea	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	Banco 1 138 KV lado de alta	0	3	1	19	8	1	0	2	0
2	Banco 2 138 KV lado de alta	0	5	5	4	1	1	10	28	0
3	Banco 3 230 KV lado de alta	0	16	0	1	0	1	0	0	0
4	Banco 1 69 KV	0	0	19	0	0	0	0	0	0
5	Banco 2 69 KV	0	1	0	0	0	15	0	0	0
6	Banco 3 69 KV	0	0	0	0	0	6	0	0	5
7	Línea Chimaltenango 69 KV	0	1	0	0	0	6	0	22	10
8	Línea EEGSA 1 69 KV	0	8	0	0	2	0	3	0	17
9	Línea EEGSA 2 69 KV	0	0	0	6	20	2	12	0	0
10	Línea EEGSA 3 69 KV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Línea Esclavos 69 KV	0	4	11	0	4	11	3	1	15
12	Línea Escuintla 1 230 KV	0	0	2	1	0	0	0	0	1
13	Línea Escuintla 2 230 KV	0	3	0	0	0	0	0	0	0
14	Línea Guadalupe 1 69 KV	0	00	0	0	0	2	0	10	0
15	Línea Guadalupe 2 69 KV	0	0	0	0	0	0	0	0	16
16	Línea Guatemala Norte 230 KV	10	1	0	0	0	1	0	2	2
17	Línea Guatemala Este 230 KV	2	2	0	0	0	1	0	0	0
18	Línea Jurún 1 138 KV	0	4	1	1	5	1	0	1	0
19	Línea Jurún 2 138 KV	0	3	1	2	4	3	1	3	1

En la Tabla XIX se muestra un resumen de la información recopilada de la S/E de Guate Norte, que corresponde al período de 1996 al 9 de septiembre del 2003.

Tabla XIX. Información recopilada de la S/E de Guatemala Norte

No.	Nombre del banco o línea	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	Banco 2 230 KV lado de alta	0	0	0	0	0	0	1	0
2	Banco 2 69 KV lado de baja	0	0	2	0	0	0	0	1
3	Banco 3 230 KV lado de alta	0	0	0	0	0	0	2	3
4	Banco 3 69 KV lado de baja	0	0	1	0	1	0	0	0
5	Línea Guadalupe 1 69 KV	0	0	0	0	2	0	0	6
6	Línea Guadalupe 2 69 KV	0	0	1	0	0	0	0	6
7	Línea Guatemala 2 69 KV	0	0	1	4	1	0	0	3
8	Línea Guatemala 3 69 KV	0	2	0	0	3	0	0	0
9	Línea Guatemala 6 69 KV	0	1	0	0	0	3	3	0
10	Línea Sanarate (Novela) 69 KV	0	0	1	0	0	0	0	0
11	Línea Guatemala Sur 1 230 KV	0	0	0	0	0	0	0	1
12	Línea Guatemala Sur 2 230 KV	0	0	0	0	0	0	2	2
13	Línea Huachapán 230 KV	0	0	1	0	0	0	0	0
14	Línea Quixal 1 230 KV	0	2	2	0	1	0	11	4
15	Línea Quixal 2 230 KV	0	0	4	0	2	0	8	4

En la Tabla XX se muestra un resumen de la información recopilada de la S/E de Guate Este. Correspondiente del año de 1996 al 17 de septiembre de 2003.

Tabla XX. Información recopilada de la S/E de Guatemala Este

No.	Nombre del banco o línea	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
1	Línea Guatemala Sur 230 KV	2	0	0	0	1	0	0	0
2	Línea Guatemala Norte 230 KV	1	0			0	0	0	0
3	Línea Huachapán 230 KV	2	0	0	0	1	0	0	0

En las tablas XXI y XXII, se muestra la información recopilada de las subestaciones Escuintla 1 y 2, correspondiente a una lectura tomada el 5 de octubre de 2003, de los contadores de descargas de pararrayos de línea y bancos de transformación. Dicha información se recopiló de esa forma, por no existir registros archivados en ellas.

Tabla XXI. Descargas por fases en la subestación Escuintla 1

No.	Banco o línea de transmisión	Fase R	Fase S	Fase T	Años
1	Banco 1 lado de 230 KV	154	27	140	24
2	Banco 1 lado de 69 KV	151	154	173	24
3	Banco 2 lado de 230 KV	13	15	16	1
4	Banco 2 lado de 138 KV	17	18	15	1
5	Línea Modelos EEGSA 69 KV	191	197	189	25
6	Línea Santa Lucía 69 KV	193	216	207	25
7	Línea Cocales Suchitepequez 69 KV	49	202	247	25
8	Línea Puerto San José 69 KV	175	255	196	25
9	Línea Jurún Marínala 69 KV	25	52	32	20
10	Línea Chiquimulilla Sta. Rosa 69 KV	56	73	38	20
11	Línea Brillantes Retalhuleu 230 KV	7	7	35	1
12	Línea las Palmas Generación 230 KV	6	6	8	4

En la tabla XXIII se muestra la información recopilada de la S/E Escuintla 2. Sin embargo, en esta subestación sólo existe un contador de descargas atmosféricas en la fase S como se ve en la misma tabla.

Tabla XXII. Descargas por fases en la subestación Escuintla 2

No.	Línea de transmisión	Fase R	Fase S	Fase T	Años
1	Línea Enron		95		10
2	Línea Tampa		8		1
3	Línea Cidegua (hornos)		8		1
4	Línea San José		9		1
5	Línea Aguacapa		8		1
6	Enlace 1 Escuintla 2		48		10
7	Enlace 2 Escuintla 2		6		1

