



REPÚBLICA DEL ECUADOR
Escuela Politécnica Nacional
" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DISEÑO ÓPTIMO DE APANTALLAMIENTO DE LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN DE ALTO VOLTAJE Y EXTRA ALTO VOLTAJE**

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

PAÚL FRANCISCO SALAZAR FLORES

falazar77@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. PAÚL AYORA

paul.ayora@epn.edu.ec

Quito, Mayo 2013

DECLARACIÓN

Yo, Paúl Francisco Salazar Flores, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Paúl Francisco Salazar Flores
Ci: 1721770525

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Paúl Francisco Salazar Flores, bajo mi supervisión.

Ing. PAÚL AYORA
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

A Dios por haberme dado la fuerza y la sabiduría necesaria para poder afrontar las diferentes dificultades del día a día.

A mis padres por su paciencia, buenos consejos y apoyo incondicional que me han permitido alcanzar todos los objetivos planeados.

Al ingeniero Paúl Ayora por estar siempre presto a ayudarme y por su guía siempre tan acertada, sin la cual este trabajo no hubiera sido posible.

A mis amigos de la Escuela Politécnica Nacional con quienes pasamos buenos y malos momentos aprendiendo a superar obstáculos, sabiendo que la amistad será para siempre.

Y a todas las personas que colaboraron en la realización de este trabajo y que nunca supieron negarme un favor.

DEDICATORIA

A mis padres que siempre supieron confiar en mí y me apoyaron en cada momento de este largo trayecto.

RESUMEN

Este estudio busca proporcionar al lector una guía para el diseño y verificación del apantallamiento por hilo de guarda en circuitos de eléctricos de distribución y transmisión de energía con la ayuda del software computacional D.A.L.T.. Toma en cuenta los requerimientos internacionales de las normas IEEE std. 1410 – 2004, IEEE std. 1243 – 1997, IEC 71-1 – 1993 e IEC 71-2 – 1996, además de ofrecer una metodología de cálculo acorde a las características climáticas Ecuatorianas que permite evaluar el grado de protección proporcionado por los diferentes elementos de protección analizados.

Este estudio está dividido en dos grandes partes:

La primera parte trata del apantallamiento de circuitos de distribución, se parte de la premisa de que este tipo de circuitos no cuentan con una estructura tipo que incluya un hilo de guarda por lo que se diseñan diferentes tipos de estructuras que no afecten mayormente a la geometría del circuito y se propone un tipo de estructura que considera al hilo de guarda en una configuración totalmente nueva.

La segunda parte trata del apantallamiento de líneas de transmisión, en esta parte se evalúa el grado de efectividad de las líneas de transmisión utilizadas por CELEC EP –Transelectric, en función de los requerimientos necesarios para la construcción de una nueva línea de transmisión (Pifo – Yaguachi).

PRESENTACIÓN

Este estudio ha sido realizado debido a los altos requerimientos de confiabilidad de las nuevas líneas de transmisión de 500kV a construirse en el país y los mayores estándares de seguridad contra descargas atmosféricas (rayos) requeridos por los primarios de la Empresa Eléctrica Quito. El estudio ha sido dividido en los siguientes capítulos:

En el capítulo 1, se hace un análisis del proceso de formación, características y clasificación de las descargas atmosféricas (rayos), además de analizar la forma de incidencia de los rayos en los circuitos eléctricos mediante su probabilidad de ocurrencia y los efectos que producen.

En el capítulo 2, se tratan las diferentes variables, conceptos y elementos necesarios para realizar un apantallamiento efectivo, se va a hacer un especial hincapié en la importancia que tiene el nivel cerámico en el diseño de Líneas de transmisión y circuitos de distribución.

Además se describirá el modelo electrogeométrico para el diseño del apantallamiento y las diferentes curvas de densidad de probabilidad de descargas que están presentes en el software D.A.L.T... Se hablará a breves rasgos sobre el método de Rusck para el cálculo de descargas inversas que pudieran afectar a los circuitos de transmisión y distribución de energía.

En el capítulo 3, se hace una descripción del software D.A.L.T. a forma de un manual de usuario de tal manera de explicar el correcto uso del software desde el punto de vista del ingreso de datos y las consideraciones que se deben tener para realizar una correcta simulación, se explicarán de manera muy superficial el método de cálculo empleado por el programa y sus características más sobresalientes. Para una descripción más detallada del software D.A.L.T. Se puede acudir a la referencia [9].

En el capítulo 4, se hace el análisis del primario C de la subestación Sangolquí y se proponen diferentes alternativas de protección contra descargas atmosféricas (rayos), analizadas en base a la metodología de la norma IEEE std. 1410 – 2004. Además se presentan las distancias mínimas de aislamiento para un circuito eléctrico y se determina el grado de protección que ofrecen los pararrayos a los circuitos de distribución en base a la norma internacional antes mencionada.

En el capítulo 5, se hace el análisis de la futura línea a construir de 500 kV, Pifo – Yaguachi y se analiza (en base a la metodología de la norma IEEE std. 1243 – 1997) si las estructuras utilizadas por CELEC EP -Transelectric en la línea de transmisión Pifo - Coca Codo Sinclair, pueden ser utilizadas en esta nueva línea. Además se propone un tipo de estructura para utilizarse en la costa Ecuatoriana y se describe en forma detallada el modelo electrogeométrico.

CONTENIDO

RESUMEN.....	6
PRESENTACION.....	7
CAPÍTULO 1.....	16
DESCARGAS ATMOSFERICAS.....	16
1.1. INTRODUCCION.....	16
1.2. PROCESO DE FORMACIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	17
1.3. POLARIDAD DE LAS DESCARGAS.....	20
1.3.1. POLARIDAD POSITIVA.....	20
1.3.2. POLARIDAD NEGATIVA.....	20
1.4. CLASIFICACIÓN DE LOS RAYOS NUBE – TIERRA.....	20
1.4.1. DESCENDENTE NEGATIVO.....	21
1.4.2. DESCENDENTE POSITIVO.....	21
1.4.3. ASCENDENTE POSITIVO.....	22
1.4.4. ASCENDENTE NEGATIVO.....	22
1.5. FORMA DE ONDA DE LA CORRIENTE DEL RAYO.....	23
1.6. ONDA VIAJERA.....	26
1.7. ONDA REFLEJADA.....	26
1.8. VELOCIDAD DE PROPAGACION DEL RAYO.....	28
1.9. PROBABILIDAD DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	29
1.10. DESCARGAS SOBRE CIRCUITOS ELÉCTRICOS.....	30
1.10.1. DESCARGA SOBRE UN CONDUCTOR DE FASE.....	30
1.10.2. DESCARGA SOBRE LAS ESTRUCTURAS.....	31
1.10.3. DESCARGA SOBRE LOS HILOS DE GUARDA.....	32
1.11. EFECTO DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS.....	33
1.11.1. DESCARGA DIRECTA.....	33
1.11.2. DESCARGA INDIRECTA.....	34
1.12. CARACTERÍSTICAS DEL RAYO.....	34

CAPÍTULO 2	35
NIVELES CERÁUNICOS DE ECUADOR	35
2.1. INTRODUCCIÓN	35
2.2. NIVEL CERÁUNICO	35
2.3. DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA	36
2.4. LÍNEAS ISOCERÁUNICAS	37
2.4.1. MAPA CERÁUNICO DEL ECUADOR	37
2.5. TORMENTAS ELÉCTRICAS	39
2.5.1. FORMACIÓN DE LAS TORMENTAS ELÉCTRICAS	40
2.6. VARIABLES ASOCIADAS CON LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	41
2.6.1. TEMPERATURA	41
2.6.2. PRESIÓN ATMOSFERICA	41
2.6.3. VIENTO	42
2.6.4. HUMEDAD RELATIVA	42
2.7. PROTECCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS)	42
2.8. ELEMENTOS PARA EL APANTALLAMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS	45
2.8.1. HILO DE GUARDA	45
2.8.2. PARARRAYOS	46
2.9. EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE CAÍDA DE RAYOS	47
2.9.1. CURVA DESARROLLADA POR CIGRÉ	48
2.9.2. VARIACIÓN DE LA MÁXIMA CORRIENTE EN EL TIEMPO ($\Delta I/\Delta T$), SEGÚN ANDERSON Y ERIKSON	49
2.9.3. CURVA DESARROLLADA POR ANSI	50
2.10. MODELO ELECTROGEOMÉTRICO	51
2.10.1. MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE	51
2.11. MÉTODO DE RUSCK	53
2.11.1. MÉTODO DE RUSCK EN REDES ELÉCTRICAS	54

CAPÍTULO 3	56
DESCRIPCION DEL SOFTWARE COMPUTACIONAL PARA DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO D.A.L.T	56
3.1. CONSIDERACIONES GENERALES	57
3.2. MODELO DEL SOFTWARE D.A.L.T	57
3.2.1. SISTEMA DE COORDENADAS	57
3.2.2. CÁLCULO DEL PERÍODO DE PROTECCIÓN DEL APANTALLAMIENTO	58
3.2.3. FUNCIÓN DENSIDAD DE PROBABILIDAD	62
3.2.4. FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES PARA LA MAGNITUD DE CORRIENTES DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS ..	63
3.2.5. CONSIDERACIONES ESPECIALES DEL SOFTWARE D.A.L.T	63
3.2.6. PROCESO DE SIMULACIÓN	64
3.3. ESTRUCTURA DEL PROGRAMA	65
3.4. PROCESO DE SIMULACIÓN	66
3.4.1. CONFIGURACIÓN DE LA SIMULACIÓN	68
3.4.2. INGRESO DE RAYOS VERTICALES	71
3.4.2.1. Período de estudio	72
3.4.2.2. Distancia de seguridad	73
3.4.2.3. Radio de influencia	74
3.4.2.4. No. De hilos de guarda	74
3.4.2.5. No. De circuitos a proteger	74
3.4.2.6. Tramos de líneas	74
3.4.2.7. Largo de la línea de transmisión	75
3.4.2.8. Ancho de la L/T	75
3.4.2.9. Considerar cables fuera de la L/T	77
3.4.3. CONFIGURACIÓN DE LAS COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES	78
3.5. RESULTADOS	79

CAPÍTULO 4	80
ESTUDIO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EN FUNCIÓN DE NIVEL CERÁUNICO	80
4.1. EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	80
4.1.1. ÁREA DE CONCECIÓN EMPRESA ELÉCTRICA QUITO (EEQ).....	80
4.1.2. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO..	81
4.1.3. DESCRIPCIÓN DE FALLAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	82
4.1.4. SUBESTACIÓN SANGOLQUÍ.....	85
4.1.4.1. Primarios de la subestación Sangolquí.....	86
4.1.4.1.1. <i>Primario A</i>	86
4.1.4.1.2. <i>Primario B</i>	88
4.1.4.1.3. <i>Primario C</i>	89
4.1.4.1.4. <i>Primario D</i>	91
4.1.4.1.5. <i>Primario E</i>	93
4.1.4.2. Descripción del primario C.....	94
4.2. APANTALLAMIENTO POR HILO DE GUARDA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	96
4.2.1. MODELACION DEL PRIMARIO C DE LA SUBESTACIÓN SANGOLQUÍ.....	97
4.2.2. ESTRUCTURAS PROPUESTAS PARA APANTALLAMIENTO.....	98
4.2.2.1. Estructura “Centrada”.....	99
4.2.2.2. Estructura “Larga”.....	100
4.2.2.3. Estructura “Volado”.....	102
4.2.2.4. Estructura “Árbol”.....	103
4.2.2.5. Estructura “Normal”.....	105
4.3. DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO DEL PRIMARIO C DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	106
4.3.1. DETERMIANCIÓN DE LA CORRIENTE MÍNIMA DE DESCARGA DIRECTA.....	107

4.3.2. CORRIENTE CRÍTICA DE ARQUEO DEL RAYO EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....	108
4.3.3. NIVEL DE AISLAMIENTO EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....	111
4.3.4. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO.....	112
4.3.5. CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS CRÍTICAS DEL APANTALLAMIE TO.....	113
4.3.6. VENTANA DE ATRACCIÓN DEL RAYO.....	114
4.3.7. CORRIENTE MÁXIMA DEL RAYO QUE TRASPASA LA VENTANA...	117
4.4. COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS GLOBALES.....	122
4.4.1. CRITERIO DE OPTIMIZACIÓN (IEC 71-2).....	124
4.4.2. INFLUENCIA DEL PERIODO DE PROTECCIÓN SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD.....	124
4.4.3. INFLUENCIA DEL NÚMERO DE SALIDAS TOTALES/100KM/AÑO SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD.....	130
4.4.3.1. Resultados estructura “Centrada”.....	130
4.4.3.2. Resultados estructura “Volado”.....	132
4.4.3.3. Resultados estructura “Árbol”.....	134
4.4.3.4. Resultados estructura “Larga”.....	135
4.4.3.5. Resultados estructura “Normal”.....	137
4.4.3.6. Consideraciones.....	138
4.5. REQUERIMIENTOS DE AISLAMIENTO.....	139
4.6. SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES.....	139
4.6.1. DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD.....	140
4.7. EFECTO DE LA PUESTA A TIERRA Y EL NIVEL DE AISLAMEINTO....	143
4.8. PARARRAYOS PARA LA PROTECCIÓN DE CIRCUITOS.....	144
4.8.1. PARARRAYOS Y DESCARGAS DIRECTAS.....	144
4.8.2. PARARRAYOS (APARTARRAYOS) Y DESCARGAS INVERSAS.....	149
4.9. HILO DE GUARDA Y PARARRAYOS.....	153

CAPÍTULO 5	154
APANTALLAMIENTO EN LÍNEAS DE 500KV (LÍNEA PIFO – YAGUACHI)	154
5.1. ANTECEDENTES	154
5.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500KV PIFO – YAGUACHI	155
5.3. MODELACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIFO – YAGUACHI ...156	
5.3.1. RUTA TOTAL	157
5.3.2. ZONA COSTA	157
5.3.3. ZONA SIERRA	158
5.3.4. TRAYECTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN EL MAPA ISOCERÁUNICO	159
5.3.5. MAPA DE TEMPERATURAS DE ECUADOR	160
5.4. ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	161
5.5. DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIFO – YAGUACHI	166
5.5.1. IMPACTO DE LA DESCARGA SOBRE UN CONDUCTOR DE FASE	167
5.5.2. CORRIENTE CRÍTICA DE ARQUEO DEL RAYO	171
5.5.3. DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA	172
5.5.4. VOLTAJE CRÍTICO DE FLAMEO (CFO)(V50%)	173
5.5.5. NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO POR RAYO (BIL=NBI)	178
5.5.6. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO	180
5.5.7. APLICACIÓN DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO	181
5.5.8. CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS CRÍTICAS DEL APANTALLAMIENTO	183
5.5.9. VENTANA DE ATRACCION DEL RAYO	185
5.5.10. MÁXIMA VENTANA DE ATRACCIÓN DEL RAYO	190
5.5.11. CORRIENTE MÁXIMA DEL RAYO QUE TRASPASA LA VENTANA ...190	
5.6. COMPARACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS GLOBALES	193
5.6.1. NIVEL CERÁUNICO DE LA DIFERENTES ZONAS	194

5.6.2. LONGITUD TOTAL DEL TRAMO.....	194
5.6.3. ÁREA DE SEGURIDAD.....	195
5.6.4. CONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	195
5.6.5. CONDICIONES DE DISEÑO.....	195
5.6.6. INFLUENCIA DEL PERIODO DE PROTECCIÓN SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....	197
5.6.7. INFLUENCIA DEL NÚMERO DE SALIDAS TOTALES/100KM/AÑO SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD.....	202
5.6.8. INFLUENCIA DEL NÚMERO DE SALIDAS TOTALES/100KM/AÑO Y DISTANCIA DE SEGURIDAD SOBRE LA ALTURA EFECTIVA DE LOS ELEMENTOS DE GUARDA.....	206
CONCLUSIONES.....	213
RECOMENDACIONES.....	217
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	219
ANEXOS.....	223

CAPÍTULO 1

DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

1.1 INTRODUCCIÓN

Una descarga atmosférica (rayo) es una onda de impulso de muy alta corriente y muy poca duración que golpea la tierra, los rayos son producidos por las partículas positivas de la tierra y las partículas negativas de las nubes, que en un determinado momento se atraen y producen el rayo. Esta descarga de corriente a tierra viene acompañada de una luz (relámpago) producida por la ionización del aire debido al paso corriente eléctrica y por los truenos que es el sonido resultante de la onda de choque [24].

Según el origen y el destino las descargas atmosféricas pueden clasificarse en:

- Descargas entre nube y tierra
- Descargas en una misma nube
- Descargas ente dos nubes
- Descargas entre una nube y la ionosfera

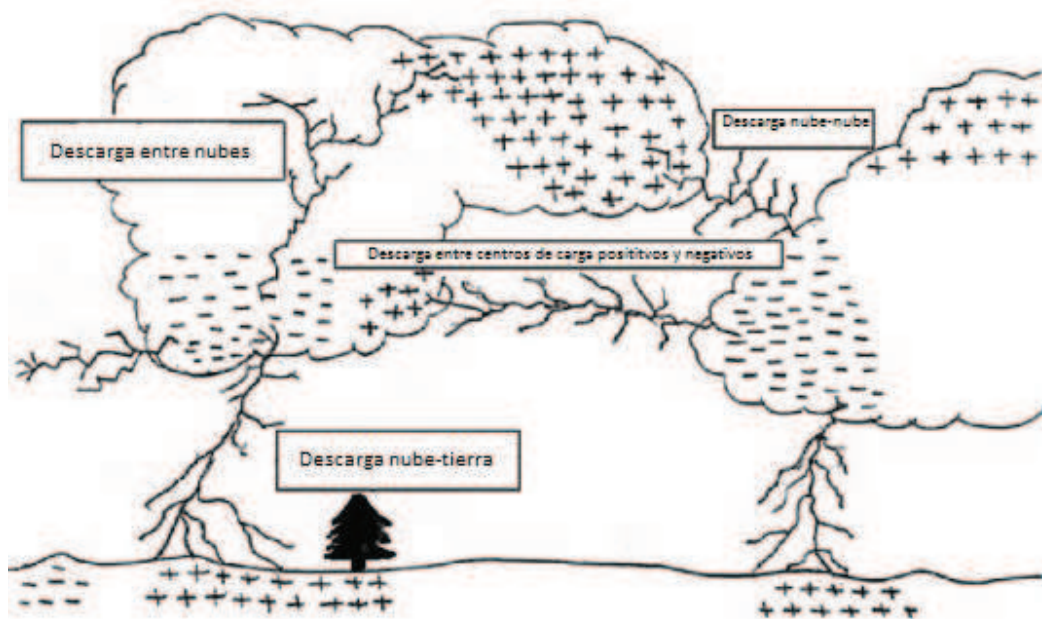


Figura 1.1 Tipos de Descargas Atmosféricas [24]

1.2 PROCESO DE FORMACIÓN DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) [27]

Para explicar el proceso de formación de rayos se tomara en cuenta la teoría de Schonlad por ser una de las más aceptadas y teniendo en cuenta que solamente se van a tratar descargas a tierra debido a que son las que podrían afectar a los circuitos eléctricos de distribución y transmisión de energía, consta de los siguientes pasos:

- a) El proceso empieza con la acumulación de cargas positivas en la parte superior de la nube y cargas negativas en la parte inferior de la nube esto debido al roce con las corrientes de aire, las propias nubes o por las cargas que pueden ser recogidas en la atmosfera.

- b) El mayor número de descargas son de nube a tierra debido a que el gradiente de potencial en la tierra permanece casi invariable (100 V/cm) y el gradiente de potencial en la nube alcanza un valor crítico (5kV/cm). Cuando el gradiente de voltaje sobrepasa el valor crítico comienza a producirse microdescargas en el interior de la nube y estas a su vez empiezan a formar el líder de la nube que se desplaza hacia tierra.



Figura 1.2 Microdescargas [25]

- c) El líder orientado hacia a tierra va aumentando su tamaño acompañado de pequeños puntos luminosos, recorriendo un gran trayecto en un tiempo muy corto (velocidad promedio de 150 a 200 km/s).



Figura 1.3 El Líder [25]

- d) El líder trae gran cantidad de cargas negativas y al encontrarse con los canales ascendentes de tierra, forman un canal plasmático. Entonces para neutralizar la nube las cargas positivas de los canales ascendentes de tierra suben por el canal de descarga. A través de este canal ocurren descargas sucesivas, la primera de las cuales se denomina descarga de retorno.

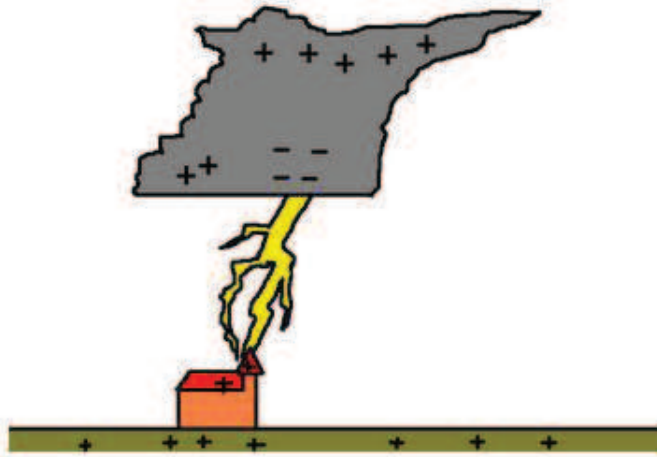


Figura 1.4 La Descarga [25]

- e) El impacto provocado por las cargas eléctricas es tan fuerte que en algunos casos se origina una segunda descarga a tierra, denominada descarga secundaria, este fenómeno puede repetirse varias veces.



Figura 1.5 Descarga Secundaria [25]

1.3 POLARIDAD DE LAS DESCARGAS [3]

Según la carga presente en la nube la descarga puede ser positiva o negativa. Estudios estadísticos indican que el 80 a 90 % de los rayos son de polaridad negativa y el 10 % son de polaridad positiva.

1.3.1 POLARIDAD POSITIVA

Los rayos positivos están formados por una sola descarga y su corriente tiene una duración de frente de onda de 20 a 50 microsegundos, con una amplitud de corriente que según mediciones realizadas puede ser de 5 a 100 kA hasta un máximo de 200 kA, estas descargas por lo general se dan en zonas montañosas.

1.3.2 POLARIDAD NEGATIVA

Un rayo con polaridad negativa está formado normalmente por varias descargas sucesivas. La primera de ellas está asociada con un frente de onda de 10 a 15 microsegundos y la amplitud de corriente es más débil que los rayos positivos.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LOS RAYOS NUBE-TIERRA

Los rayos se clasifican según el centro de carga de donde parten (positivo o negativo) y por la dirección de la descarga (cómo este avanzando el líder), es decir si el líder avanza de la nube a tierra se tiene un rayo descendente, mientras que si el líder avanza de la tierra hacia la nube se trata de un rayo ascendente.

1.4.1 DESCENDENTE NEGATIVO

En este tipo de rayos la base de la nube está cargada negativamente y se descarga en la tierra que posee una carga positiva. Son los más frecuentes (aproximadamente un 90 %) especialmente en zonas llanas.



Figura 1.6 Rayo Descendente Negativo [26]

1.4.2 DESCENDENTE POSITIVO

Este tipo de rayo se origina en la parte superior de la nube que está cargada positivamente y se descarga en cualquier centro de acumulación de cargas negativas como en picos altos o volcanes, torres de telecomunicación y edificios muy altos.



Figura 1.7 Rayo Descendente Positivo [26]

1.4.3 ASCENDENTE POSITIVO

Este tipo de rayos se da cuando un líder positivo inicia su camino desde la tierra y se descarga en la parte inferior de la nube que posee carga negativa. Este tipo de rayos se da en terrenos con mucha humedad y conductividad.



Figura 1.8 Rayo Ascendente Positivo [26]

1.4.4 ASCENDENTE NEGATIVO

Este tipo de rayo es el menos común ya que el líder se inicia en tierra con carga negativa y se descarga en la parte superior de la nube que posee carga positiva, este tipo de rayos se presenta especialmente en zonas montañosas con grandes picos u volcanes.



Figura 1.9 Rayo Ascendente Negativo [26]

Las características más relevantes de este tipo de rayos se presentan a continuación:

Descripción	Rayo descendente		Rayo ascendente	
	medio	Máximo	medio	Máximo
Valor de cresta de corriente (A)	14000	218000	10	1000
Tiempo de frente de onda (μs)	1	10		
Tiempo hasta el valor medio (μs)	10	100	0,01 seg.	0,1 seg.
Carga (C)			100	300
Carga de rayo directo positivo(C)	50	100		
Carga de rayo directo negativo (C)	15	160		

Tabla 1.1 Características del Rayo [3]

1.5 FORMA DE ONDA DE LA CORRIENTE DEL RAYO

La forma de onda de corriente del rayo es de alta magnitud y de corta duración se caracteriza por [11]:

- La corriente pico o de cresta (I_p), donde 30kA es el valor más común.
- El tiempo de frente de onda (t_f) puede variar de 1 a 10 μ s. En este trabajo se utilizara un tiempo de frente de onda de 1 μ s para el análisis de voltajes inducidos por descargas inversas y un tiempo de frente de onda de 2 μ s para sobre voltajes de origen atmosférico.
- El tiempo de cresta (t_c) en el cual la magnitud de la corriente decae hasta el 50% de su valor nominal.

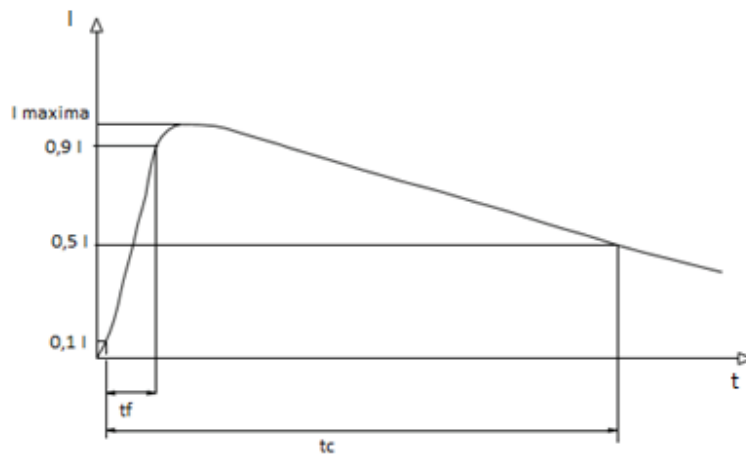


Figura 1.10 Forma de Onda de Corriente del Rayo

De la figura 1.10 el primer tiempo es el de frente de onda, donde la onda alcanza su pico máximo de corriente o voltaje, mientras que el segundo es el tiempo donde la corriente o el voltaje decrece al 50 % de su pico máximo, ambos medidos en microsegundos. Para las ondas de voltaje el tiempo de frente de onda se mide desde el 30 % al 90 % del valor pico de la onda de voltaje, mientras que para la onda de corriente se mide desde 10 % al 90 % del valor pico de la onda de corriente.

Originalmente la forma de onda estandarizada para sobre voltajes de origen atmosféricos es de $1,2/50\mu\text{s}$ y para poder representarla se utiliza una doble exponencial o mediante una doble rampa (figura 1.11).

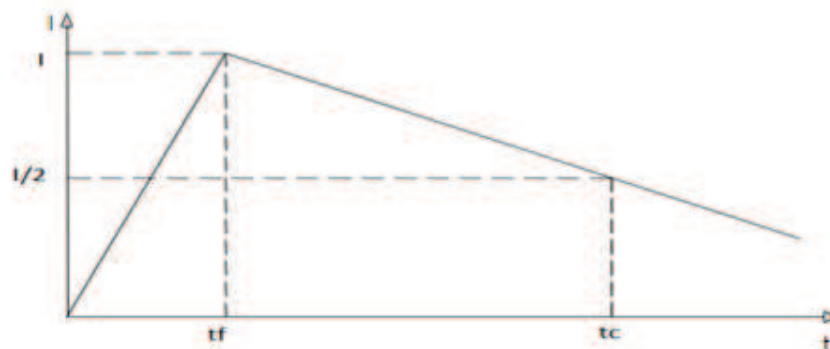


Figura 1.11 Forma de Onda de Corriente del Rayo Estandarizada

Las características de la forma de onda desarrollada por Cigré se presentan a continuación:

	Primera descarga	
	valor Medio	Desviación logarítmica estándar
Frente de onda		
$t_{10}/t_{90}=(t_{10}/90)/0,8$	5,63	0,576
$t_{30}/t_{90}=(t_{30}/90)/0,6$	3,83	0,553
$t_m=I_f/S_m$	1,28	0,611
Pendiente kA/μs		
S_m (Máxima)	24,3	0,599
S10	2,6	0,921
S10/90 (10-90%)	5	0,645
S30/90 (30-90%)	7,2	0,622
Corriente pico kA		
I_i (inicial)	27,7	0,461
I_f (final)	31,1	0,484
I_i/I_f	0,9	0,23

Tabla 1.2 Características de la Forma de Onda del Rayo [1]

La tabla 1.2 presenta las características de la forma de onda del rayo, en donde se presentan las relaciones entre los tiempos de frente de onda y de cola, además de la tasa de crecimiento de la corriente del rayo entre los tiempos antes mencionados y los valores pico de corriente inicial y final del rayo.

1.6 ONDA VIAJERA

Como se mencionó anteriormente la corriente como el voltaje se pueden representar mediante ondas, las cuales se desplazan a través del sistema con una velocidad de propagación determinada (por eso se las llama ondas viajeras) [5].

Los valores de propagación de las ondas viajeras según lo especificado en la referencia [5] son los siguientes:

- Para circuitos aéreos se tiene una velocidad de 300 m/μs.
- Para circuitos subterráneos se tiene una velocidad de 150 m/μs.

1.7 ONDA REFLEJADA [5]

Cuando una onda viajera se desplaza por un conductor y existen obstáculos en el trayecto que le impiden desplazarse normalmente se produce la reflexión de la onda, esto puede darse debido a que la impedancia característica del conductor cambia en alguna parte o porque la capacidad de descarga de los elementos de protección es limitada.

Si se tiene un circuito eléctrico en donde la onda viajera pasa de un medio con una impedancia característica Z_1 a otro medio con una impedancia característica Z_2 , se producen ondas de voltaje y corriente que son refractadas.

$$V_2 = \frac{2 * Z_2}{Z_2 + Z_1} V_1 \quad (1.1)$$

De donde el factor de paso de voltaje (bv) será:

$$bv = \frac{2 * Z_2}{Z_2 + Z_1} \quad (1.2)$$

Este factor de paso de voltaje (bv) se denomina también coeficiente de reflexión ya que indica el porcentaje de voltaje que logra penetrar en la zona con impedancia característica Z_2 , aplicando la ley de Ohm se puede obtener el factor de paso de corriente.

$$i_2 = \frac{2 * Z_1}{Z_2 + Z_1} i_1 \quad (1.3)$$

De donde el factor de paso de corriente (bi) será:

$$bi = \frac{2 * Z_1}{Z_1 + Z_2} \quad (1.4)$$

Por lo tanto las ondas que regresaran a su punto de origen a través de la zona con impedancia z_1 serán:

$$\text{voltaje reflejado} = Vr = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} V_1 \quad (1.5)$$

De donde el coeficiente de reflexión de voltaje (rv) será:

$$rv = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (1.6)$$

En forma análoga la corriente reflejada (ir) será:

$$ir = -\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} i_1 \quad (1.7)$$

Y el coeficiente de reflexión de corriente (r_i) será:

$$r_i = -\frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (1.8)$$

De aquí se puede observar que si esta onda reflejada tiene la misma polaridad de la onda incidente las dos ondas se van a sumar y se obtendrá la máxima amplitud, por otro lado si la onda reflejada tiene una polaridad diferente se obtendrá una onda de menor amplitud.

1.8 VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DEL RAYO

Las tensiones inducidas por rayos que caen a tierra en las caercanias de una red eléctrica pueden ocasionar fallos en las redes eléctricas especialmente en los de bajo nivel de aislamiento por lo que es necesario conocer la velocidad con que se propaga esta onda a fin de poder conocer su verdadero efecto en el sistema.

Varios autores proponen una velocidad de propagación del rayo como la siguiente [5]:

$$v = \frac{c}{\sqrt{1 + \frac{W}{I}}} \quad (1.9)$$

Donde:

V= Velocidad de retorno del rayo (m/s).

C= Velocidad de la luz en vacío (m/s).

I= Corriente máxima de la descarga.

W= Es una constante que puede estar entre 50 y 500 dependiendo del autor.

1.9 PROBABILIDAD DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Para realizar un buen diseño del apantallamiento es necesario tener en cuenta que no podemos determinar el sitio exacto en donde se produce la descarga atmosférica (rayo), ni tampoco conocer la magnitud de corriente que posee. Pero mediante el uso de probabilidades y aleatoriedades podemos estimar su comportamiento, para lo que se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La probabilidad de que ocurra una tormenta sobre la red eléctrica.
- La probabilidad de que la tormenta produzca descargas atmosféricas y estas influyan en la red eléctrica.
- La probabilidad de que la corriente del rayo exceda el nivel de aislamiento de la red eléctrica y produzca una falla.
- La probabilidad de múltiples descargas sobre la red eléctrica.

De los aspectos antes mencionados el que puede causar más problemas en las redes eléctricas es que el rayo tenga una corriente lo suficientemente alta para que se produzca una falla en el circuito. Por lo tanto en base a los parámetros de la función densidad de probabilidad de corrientes de Cigré, la norma IEEE std. 1410 de 2004, establece la siguiente ecuación:

$$P(\%) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_{\text{rayo}}}{31}\right)^{2,6}} \quad (1.10)$$

En la ecuación:

P (%)= Probabilidad de que se pueda presentar esta magnitud de corriente.

I_{rayo}= Corriente del rayo (kA)

1.10 DESCARGAS SOBRE CIRCUITOS ELÉCTRICOS [3]

Debido a que las redes eléctricas de distribución y transmisión de energía eléctrica son construidas por medio aéreo, tienen más probabilidad de interceptar descargas atmosféricas (rayos). Ahora se debe notar que la descarga atmosférica puede impactar en diferentes puntos del sistema.

1.10.1 DESCARGA SOBRE UN CONDUCTOR DE FASE

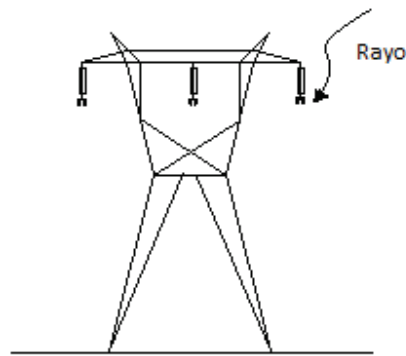


Figura 1.12 Descarga Sobre un Conductor de Fase

La descarga sobre un conductor de fase en líneas de transmisión se puede dar por un mal apantallamiento, mientras que en circuitos de distribución se produce por la ausencia de un hilo de guarda que proteja el circuito. La descarga atmosférica que impacta en el circuito produce dos ondas de corriente que viajan en direcciones opuestas con una magnitud de corriente igual a la mitad de la corriente del rayo y que a su vez producen un voltaje en función de la impedancia característica de la línea [3].

$$V_{cond} = \frac{1}{2}I(t) * Z_c \quad (1.11)$$

En la ecuación:

$I(t)$ = Magnitud de la corriente del rayo (kA).

Z_c = La impedancia característica del conductor de fase (Ω).

Si este voltaje (V_{cond}) es muy alto, produce un voltaje de ruptura dieléctrica del aislamiento (BIL) que puede originar un flameo y producir una falla en el circuito.

1.10.2 DESCARGA SOBRE LAS ESTRUCTURAS

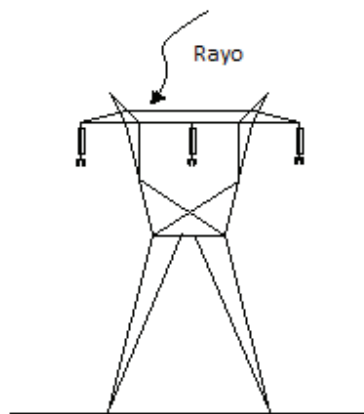


Figura 1.13 Descarga Sobre Estructuras

Cuando un rayo cae sobre una estructura este es inmediatamente llevado a tierra a través del cable de puesta a tierra o por la misma estructura, ocasionando un sobre voltaje en la estructura en función de la corriente del rayo (I_t) y la impedancia de puesta a tierra y de la torre (Z_t). En líneas de transmisión debido a que el nivel de aislamiento es muy alto este sobre voltaje no genera mayores problemas.

En circuitos de distribución este fenómeno se debe tener muy en cuenta ya que solamente algunos postes están aterrizados a tierra y el sobrevoltaje que se origina puede ser lo suficientemente alto para superar el bajo nivel de aislamiento del circuito

y producir un flameo, por otra parte los postes que no están aterrizados a tierra no tienen la capacidad de evacuar esta corriente por lo que se va a producir un flameo el 100% del tiempo. El sobre voltaje puede ser calculado por [3]:

$$V_{torre} = I(t) * Z_t \quad (1.12)$$

En la ecuación:

$I(t)$ = Magnitud de la corriente del rayo (kA).

Z_t = La impedancia del conjunto torre y puesta a tierra (Ω).

1.10.3 DESCARGA SOBRE LOS HILOS DE GUARDA

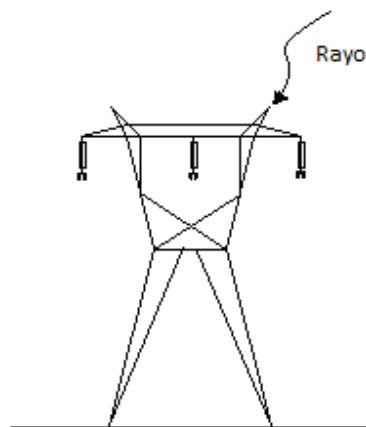


Figura 1.14 Descarga Sobre los Hilos de Guarda

La descarga sobre los hilos de guarda también produce dos ondas de corriente de magnitud igual a la mitad de la corriente del rayo que se dirigen en direcciones opuestas, esta corriente origina un voltaje en el hilo de guarda que puede ser calculado por [3]:

$$V_g = I(t) * Z_g \quad (1.13)$$

En la ecuación:

$I(t)$ = magnitud de la corriente del rayo (kA).

Z_g = la impedancia del hilo de guarda (Ω).

La impedancia del hilo de guarda puede ser calculada por [3]:

$$Z_g = 60 * \ln \frac{H_g}{r_g} \quad (1.14)$$

En la ecuación:

H_g = Altura del hilo de guarda (m).

r_g = Radio del hilo de guarda (m).

Cuando la descarga atmosférica (rayo) se da en los cables de guarda una parte de la corriente se descarga en la torre, por lo que si V_g es mayor que el nivel de aislamiento del circuito se presentara un flameo inverso de la torre al conductor de fase.

1.11 EFECTO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Como se mencionó anteriormente se está analizando solamente las descargas nube-tierra debido a que estas son las más comunes y las que causan más daños ya sea por descargas directas o indirectas.

1.11.1 DESCARGA DIRECTA

Una descarga directa se produce cuando la descarga atmosférica (rayo) impacta directamente un objeto produciendo la destrucción física total o parcial del elemento impactado, en las redes eléctricas de distribución y transmisión de energía el impacto

directo de una descarga atmosférica (rayo) puede producir la salida de operación del circuito y por ende cierta inestabilidad en el sistema.

1.11.2 DESCARGA INDIRECTA

Una descarga indirecta es una descarga tipo rayo que no golpea directamente ninguna parte de la red pero que induce en ella un sobrevoltaje.

En sistemas eléctricos inferiores a 132kV, este sobrevoltaje inducido es el causante de un gran número de fallas. Resultados estadísticos estiman que dos tercios de las fallas en redes de distribución de 13,2 kV son debidas a voltajes inducidos por descargas indirectas y el restante a descargas directas [3].

1.12 CARACTERÍSTICAS DEL RAYO [28]

Diferentes estudios y pruebas de campo han permitido conocer ciertos datos acerca del rayo:

- La temperatura máxima del camino eléctrico de un rayo puede alcanzar valores aproximados de 30000 °C, con una duración aproximada de una millonésima de segundo.
- El diámetro del canal ionizado del rayo es del orden de 1,5 centímetros.
- La longitud de la descarga vertical es normalmente de 5 a 7 km.
- El valor pico de corriente del rayo puede llegar a ser de hasta 400 kA.
- El valor del voltaje entre la nube y la tierra, antes de la descarga puede llegar a ser de 300 a 1000 millones de voltios.

CAPÍTULO 2

NIVELES CERÁUNICOS DE ECUADOR

2.1 INTRODUCCIÓN

El Ecuador al ser un país con una gran variedad de climas, posee una gran variedad de niveles ceráunicos que, si bien en algunas zonas no son tan severos es necesario considerarlos para el diseño del apantallamiento, además se debe tener en cuenta que el Ecuador continental tiene tres regiones bien definidas como son costa, sierra y oriente, por lo que el diseño del apantallamiento debe estar acoplado para cada una de estas regiones considerando sus características propias.

2.2 NIVEL CERÁUNICO

El nivel ceráunico se define como el número de días de tormenta en los cuales se ha escuchado al menos un trueno.

Anteriormente este era medido por las personas de una determinada localidad que contabilizaban las descargas atmosféricas (rayos) y al final de un cierto periodo de tiempo que podía ser un año se recolectaban los datos de las diferentes localidades y se procedía a realizar un mapa ceráunico con los datos obtenidos.

Actualmente la información necesaria para la elaboración de los mapas ceráunicos es mucho más fácil de conseguir ya que en países desarrollados especialmente europeos los Institutos Nacionales de Meteorología tienen sistemas de teledetección de rayos para la contabilización de las descargas atmosféricas, los datos son acumulados y procesados cada año.

Se debe tener en cuenta que los mapas ceráunicos pueden cambiar de un año a otro según el tipo de tormentas, su trayectoria e inclusive por el calentamiento global. Por lo que se hace indispensable el tener un registro estadístico histórico para poder comparar los datos.

2.3 DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA

La densidad de descargas a tierra representa la probabilidad que tiene una cierta área de terreno de ser impactada por una descarga atmosférica (rayo), originalmente está definida como el número de descargas atmosféricas (rayos) por unidad de área (sean estos kilómetros o millas cuadradas) y por unidad de tiempo (años).

La medición de densidad de descargas a tierra es posible gracias a los avances de la tecnología, ya que actualmente se cuentan con instrumentos de predicción de tormentas que hacen un seguimiento de las descargas atmosféricas (rayos), tan avanzados que permiten conocer la densidad de rayos por kilómetro o milla cuadrada dependiendo del país.

Se debe tener en cuenta que el nivel ceráunico y la densidad de descargas a tierra están relacionados ya que ambos se miden durante los días de tormenta con descargas atmosféricas (rayos), por lo que la densidad de descargas a tierra puede ser evaluada por el nivel ceráunico de una zona en base a la expresión 2.1:

$$N_g = c * Td^b \quad (2.1)$$

Donde

N_g = Densidad de descargas a tierra

Td = Nivel ceráunico

c = Constante que puede estar entre 0,01 y 0,04

b = Constante que puede estar entre 1,2 y 1,4

Para este trabajo se van a utilizar la metodología de cálculo propuesta por IEEE que se muestran en el capítulo 5 para líneas de transmisión y en el capítulo 4 para circuitos de distribución. Además para la modelación en el software D.A.L.T. es necesario utilizar un valor de 0,1 para la transformación de nivel cerámico a descargas atmosféricas por sugerencia de la autora.

2.4 LÍNEAS ISOCERÁUNICAS

Una línea isoceráunica es aquella que une los puntos de la superficie terrestre con igual número de días de tormenta en los que se ha oído al menos un trueno en un intervalo de tiempo. Se debe tener en cuenta que estas no precisan la intensidad de corriente del rayo ni la duración del mismo, sirven como referencia para identificar zonas con diferentes niveles cerámicos y así tener un parámetro para el cálculo de la probabilidad de caída descargas atmosféricas (Rayos)

Usualmente las regiones tropicales son las que presentan mayores niveles cerámicos mientras que en las regiones montañosas se tienen menores niveles cerámicos.

2.4.1 MAPA CERÁUNICO DEL ECUADOR

Un mapa cerámico representa los diferentes niveles cerámicos de las zonas analizadas o de un país en general, en base a líneas Isoceráunicas que atraviesan toda las superficies con igual nivel cerámico; estos mapas permiten determinar zonas con mayor o menor incidencia de rayos. No se debe confundir un mapa cerámico con un mapa de densidad de descargas a tierra ya que si bien parten del mismo punto de análisis sus resultados son diferentes, usualmente un mapa

Zona	Nivel de riesgo
Costa y sierra centro norte	Medio
Sierra centro sur	Bajo
Amazonia	Alto

Tabla 2.1 Zonas de Riesgo

Ahora se debe considerar las subzonas cerámicas dentro de las zonas antes mencionadas ya que puede haber zonas pequeñas que tengan un nivel cerámico diferente al mostrado en el mapa, esto es especialmente importante para el diseño de redes de distribución ya que estos abarcan longitudes muy pequeñas en comparación con las redes de transmisión.

2.5 TORMENTAS ELÉCTRICAS

Las tormentas eléctricas se forman por los cúmulos de nubes que se forman cuando la atmosfera es inestable es, decir cuando el aire es más frio de lo normal. En la parte más alta de la troposfera se empiezan a producir fuertes movimientos de aire en sentido vertical a causa de las presiones muy bajas o frentes fríos de gran magnitud.

Las tormentas eléctricas duran aproximadamente una hora en casos extremos son capaces de producir granizos del tamaño de bolas de beisbol, lluvias muy fuertes e inundaciones además de fuertes vientos. Están presentes en casi todo el mundo excepto en la Antártida y son mucho más fuertes en invierno en las regiones tropicales y subtropicales.

2.5.1 FORMACIÓN DE LAS TORMENTAS [29]

La formación de una tormenta eléctrica sigue el siguiente proceso:

- El calentamiento de la tierra origina una corriente ascendente de aire que se enfría progresivamente hasta condensarse con la consiguiente formación de pequeños cúmulos.
- A diferencia de las condiciones de buen tiempo, la corriente de aire ascendente no para y la nube crece rápidamente en sentido vertical.
- El cúmulo continúa creciendo en sentido vertical hasta convertirse en una nube de tormenta. Cuando alcanza una determinada temperatura las cargas eléctricas se empiezan a ordenar dentro de la nube. Haciendo que la parte superior sea de polaridad positiva y la inferior tenga polaridad negativa. En este momento se empiezan a formar las gotas de agua y granizo.
- Los cúmulos pueden llegar a tener hasta 10 km de altura. En su parte superior la temperatura puede llegar a ser muy baja (cercana a los -30°C), esto favorece a la sobresaturación del aire y a la formación de gotas de lluvia granizo.
- La nube empieza a perder sus propiedades al desaparecer la corriente de aire ascendente que la alimentaba, provocando fuertes corrientes descendentes que producen lluvias de gran intensidad y descargas atmosféricas por las diferencias de potencial entre distintos elementos.

2.6 VARIABLES ASOCIADAS CON LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Como se vio anteriormente las tormentas eléctricas son producto de un conjunto de factores y situaciones que se deben cumplir de las cuales las más importantes son:

2.6.1 TEMPERATURA

La temperatura representa una medida del estado de agitación molecular de los cuerpos por lo que es un factor importante para la formación de tormentas ya que favorece a la sobresaturación del aire, mientras que por medio del calentamiento de la tierra se produce las corrientes ascendentes necesarias para la formación de nube de tormenta.

2.6.2 PRESIÓN ATMOSFÉRICA

La presión atmosférica es la fuerza del peso de la columna de aire por encima de un punto de medición por unidad de área (se debe tener en cuenta que la presión varía con la altura).

Cuando la temperatura aumenta la presión se eleva y cuando la temperatura baja, la presión baja. Estos cambios bruscos en la atmosfera permiten la creación de tormentas eléctricas, debido a la condensación estática de la carga de la atmosfera.

[3]

2.6.3 VIENTO

El aire en alturas muy elevadas es inestable debido a que los cambios de temperatura hacen que la densidad del aire (masa/volumen) sea variable, es decir a mayor temperatura la densidad del aire decrece (en forma alternativa). Sin embargo el volumen de aire es más pesado cuando está frío y se hace más liviano cuando el aire se calienta [3]

Además el viento se encarga de la movilización de las nubes de tormenta que pueden abarcar grandes distancias.

2.6.4 HUMEDAD RELATIVA

La humedad relativa es la relación entre el contenido de humedad del aire y el que tuviera si fuera vapor de agua, debido a la humedad relativa es que las regiones tropicales y subtropicales son las más afectadas por las tormentas eléctricas ya que en estas zonas la temperatura promedio es más alta y el aire es mucho más húmedo lo que favorece a la formación de canales ascendentes muy fuertes que pueden provocar tormentas eléctricas.

2.7 PROTECCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS)

La protección de las redes eléctricas contra descargas atmosféricas (rayos) es muy importante ya que estas constituyen una de las principales causas de fallas en el sistema, por lo que antes de describir los métodos utilizados en este estudio para el cálculo del apantallamiento se mencionaran algunos conceptos expuestos en las

normas IEEE std. 1410 – 2004, IEEE std. 1243 – 1997 de manera general a fin de tenerlos claros; algunos de los cuales serán profundizados más adelante.

- **NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO CONTRA RAYOS**

Nivel de aislamiento con respecto a voltajes de impulso estándar de laboratorio, en términos de valor cresta que soporta el elemento aislante. En el desarrollo del trabajo cuando se hable de nivel de aislamiento se referirá a este término.

- **VOLTAJE CRÍTICO DE FLAMEO (CFO) (V50%)**

Nivel de aislamiento con respecto a ondas de impulso atmosférico (rayos), en términos de valor cresta que soporta el elemento aislante que bajo ciertas condiciones flamea el 50% de las aplicaciones.

- **FLAMEO**

Una descarga disruptiva a través del aire alrededor o sobre la superficie de un aislante sólido o líquido, entre partes de diferente potencial o polaridad, producido por la aplicación de un voltaje en el cual la trayectoria del arco llega a estar lo suficientemente ionizada para mantener un arco eléctrico.

- **LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN**

Son circuitos eléctricos que distribuyen la energía eléctrica desde la subestación a los consumidores a un voltaje de 34,5kV o menos.

- **VOLTAJE INDUCIDO**

Es un voltaje inducido, valga la redundancia, en una red eléctrica por una descarga eléctrica (rayo) en la cercanía.

- **DESCARGA ATMOSFÉRICA (RAYO)**

Es una descarga de eléctrica entre una nube y tierra causada por uno o más líderes que producen un relámpago entre nube y tierra y que puede tener varias descargas sucesivas.

- **FALLA DEL SISTEMA**

Es un paro en el suministro eléctrico después de una descarga atmosférica (rayo) debido a la alta corriente de este, que hace necesario la operación de un dispositivo de conmutación para despejar la falla.

- **ELECTRODO DE TIERRA**

Conductor, grupo de conductores o varilla en contacto con la tierra que tiene el propósito de proveer una conexión de los medios de apantallamiento con tierra.

- **FUNCIONAMIENTO DE UNA RED ELÉCTRICA**

Es el estado de un eléctrico expresado en número de salidas por 100 km y por año.

- **TASA DE SALIDAS**

Número de salidas de operación de los circuitos eléctricos por una causa determinada.

- **CORRIENTE CRÍTICA**

Valor de corriente de la descarga atmosférica (rayo) que puede producir un voltaje crítico de flameo ($V_{50\%}$).

- **TASA DE FALLA DEL APANTALLAMIENTO**
Número anual de descargas atmosféricas (rayos) que han traspasado la protección del hilo de guarda y que han terminado en una fase, sin contar que estas hayan o no provocado una salida del sistema [1].

- **LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA**
Circuito eléctrico aéreo usado para la transmisión de energía eléctrica con un voltaje superior a los 69 kV y una altura de conductores superior a 10m.

2.8 ELEMENTOS PARA EL APANTALLAMIENTO DE REDES ELÉCTRICAS

Existen diversos elementos para la protección de redes eléctricas contra descargas atmosféricas (Rayos) pero en este trabajo nos concentraremos en las bondades que ofrece el hilo de guarda que es utilizado mayormente para la protección contra descargas atmosféricas (rayos) en líneas de transmisión y se tratara de determinar muy superficialmente la protección que ofrecen los pararrayos a las líneas de distribución.

2.8.1 HILO DE GUARDA

Es un conductor eléctrico que está conectado a tierra por medio de las estructuras en líneas de transmisión y por medio de un electrodo de tierra en redes de distribución, ubicado en la parte superior de los conductores de fase, con el propósito de interceptar todas las descargas atmosféricas (rayos) directas que puedan caer en los conductores de fase y que podrían producir una falla del sistema, cumplen las siguientes funciones:

- Proteger a los conductores de fase contra descargas directas.
- Reducir los voltajes inducidos extremos.



Figura 2.2 Hilo de Guarda

2.8.2 PARARRAYOS

El pararrayos es un equipo especialmente diseñado para la protección equipos eléctricos como transformadores y reguladores contra descargas atmosféricas (Rayos), cuya función es presentar una alta impedancia para voltajes normales de operación y una baja impedancia cuando se presenten descargas atmosféricas (Rayos). Los pararrayos conducen la corriente eléctrica a tierra por medio de un cable de cobre desnudo y un electrodo de tierra, limitando el voltaje del equipo al voltaje de descarga del pararrayos más el voltaje de los elementos de tierra.



Figura 2.3 Pararrayos

2.9 EVALUACIÓN DE LA PROBABILIDAD DE CAÍDA DE RAYOS

La corriente del rayo es un parámetro cuyos valores se pueden analizar de manera probabilística, de donde se puede notar que las descargas de magnitud de corriente pequeña son las de mayor probabilidad de ocurrencia, mientras que las de mayor magnitud tienen una probabilidad muy baja.

Esto se puede comprobar mediante curvas de densidad de probabilidad de corriente desarrolladas por organismos internacionales.

2.9.1 CURVA DESARROLLADA POR CIGRÉ [9]

El valor máximo de la corriente de cresta está representada por:

I (kA)	3	4	5	10	30	40	50	100	200
Probabilidad (%)	99	98	96	85	40	30	20	6	1

Tabla 2.2 Curva Desarrollada por Cigré [9]

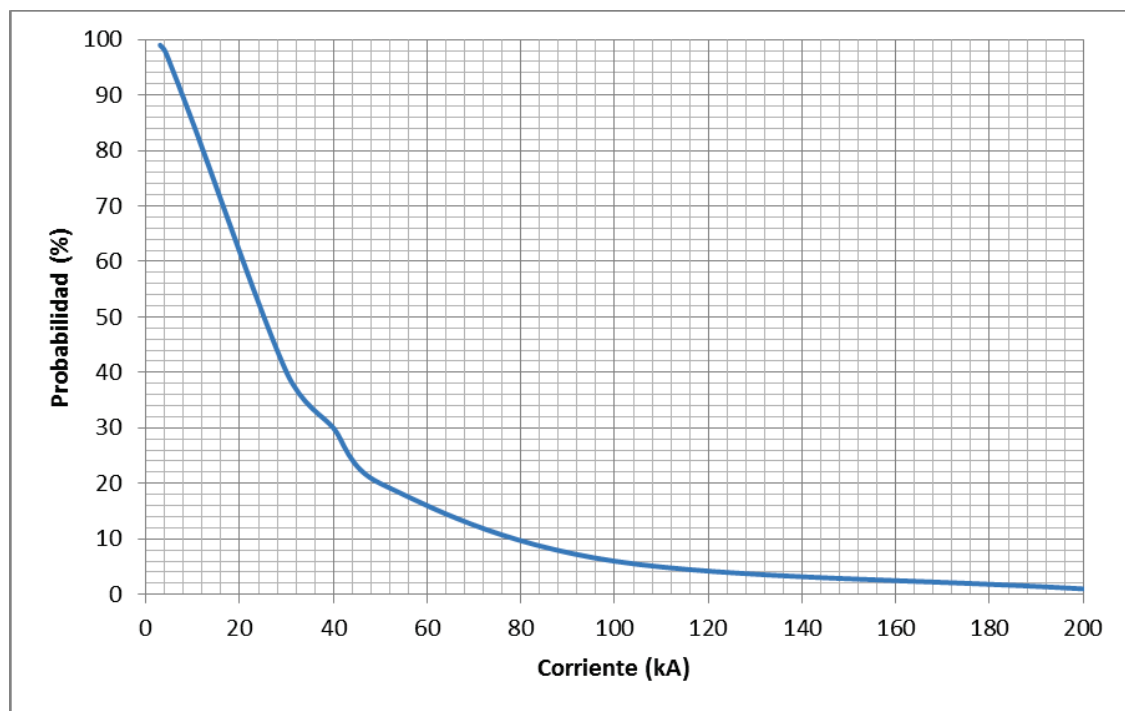


Figura 2.4 Curva Desarrollada por Cigré

2.9.2 VARIACIÓN DE LA MÁXIMA CORRIENTE EN EL TIEMPO ($\Delta I/\Delta t$). SEGÚN ANDERSON Y ERIKSON [9]

La variación de la máxima corriente de cresta en función del tiempo está representada por:

$\Delta I/\Delta t$ (kA/μs)	10	20	50	80	100	200	300
Probabilidad (%)	98	78	40	20	12	3	1

Tabla 2.3 Variación de la Máxima Corriente en el Tiempo [9]

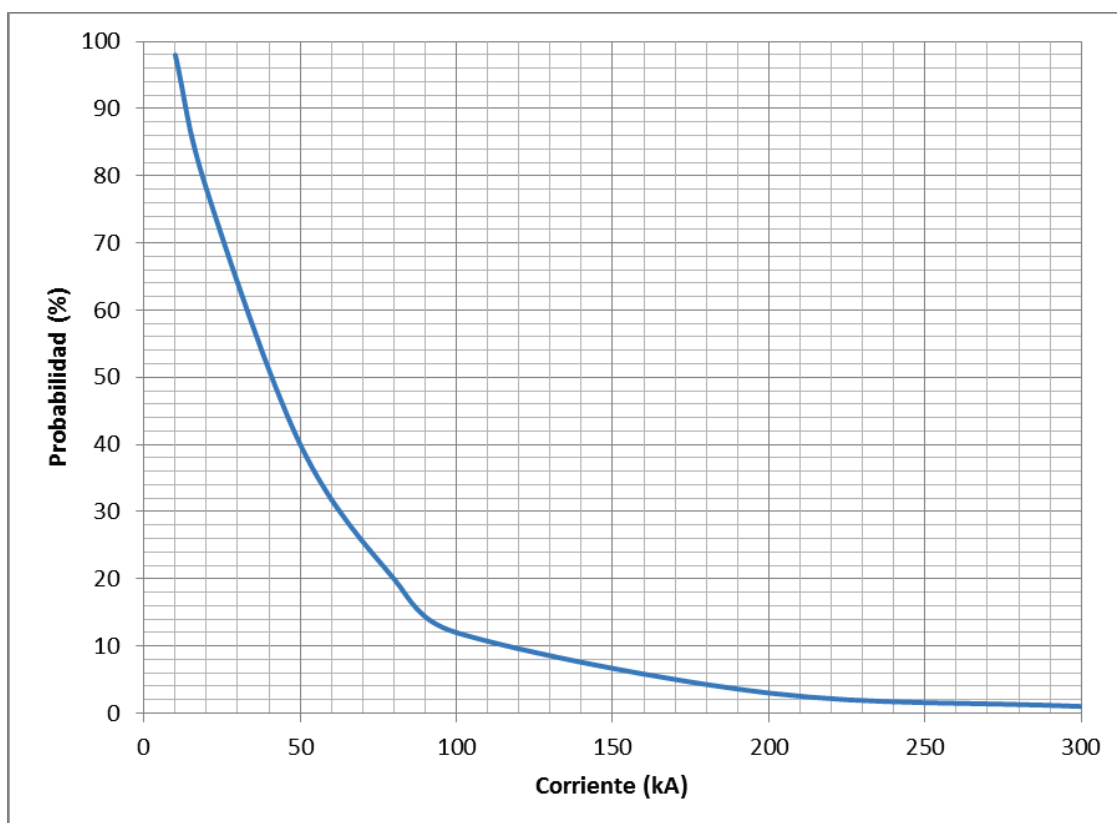


Figura 2.5 Variación $\Delta I/\Delta t$

2.9.3 CURVA DESARROLLADA POR ANSI

El valor máximo de la corriente de cresta está representada por:

I (kA)	5	12	20	30	50	80	130
Probabilidad (%)	99	90	75	50	25	10	1

Tabla 2.4 Curva Desarrollada por ANSI [20]

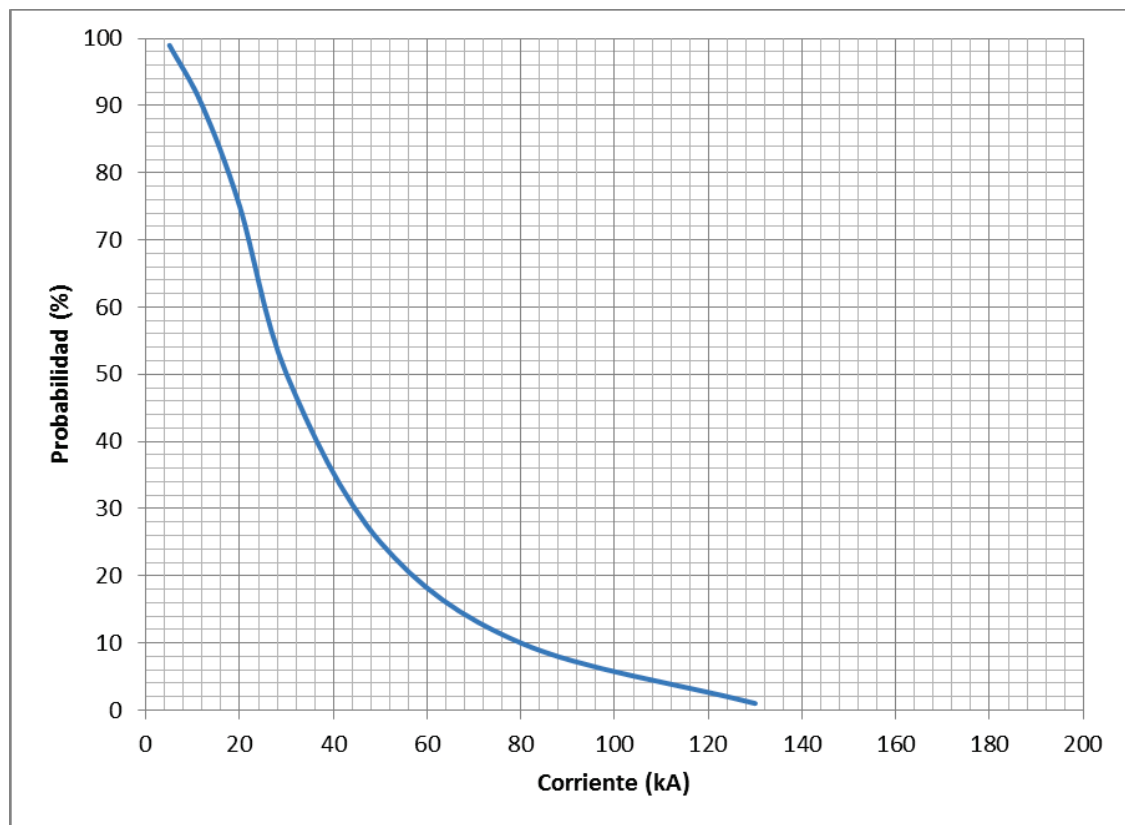


Figura 2.6 Curva Desarrollada por ANSI

2.10 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

El modelo electrogeométrico fue diseñado en los años 60s por el ingeniero norteamericano Whitehead, se basa en el principio de que la carga contenida en el líder está íntimamente relacionada con la corriente de la descarga atmosférica (Rayo) y en base a esto se puede determinar la distancias mínimas por las cuales un rayo impactara a los conductores de fase, al hilo de guarda o con tierra.

El objetivo principal del modelo es determinar el punto de impacto de la descarga tomando en cuenta lo antes mencionado, a fin de proporcionar una protección efectiva. En la práctica para determinar el rango de protección de un elemento se trazan círculos de radio igual a distancia crítica de arqueo de manera que cualquier estructura que esté por debajo de estos círculos se encontrara protegida.

El modelo electrogeométrico permite una manera de determinar el número de fallas del apantallamiento sin importar que estas produzcan o no una salida de operación del circuito eléctrico, en base a una zona de protección dada por el hilo de guarda donde todos los rayos impactaran en este no causaran problemas, una zona de falla a tierra donde no habrá efecto del apantallamiento y los rayos caerán a tierra y una zona de falla en donde todos los rayos impactaran los conductores de fase. (Para una descripción más detallada del modelo electrogeométrico, ver capítulo 5.5.7).

2.10.1 MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE

Una adaptación del modelo electrogeométrico es el método de la esfera rodante el cual consiste en originar esferas de radio igual a la distancia crítica de arqueo y rodarlas a través de los elementos que se desea proteger, teniendo en cuenta que las estructuras que logre tocar la esfera estarán expuestas a descargas directas, por lo que en esos puntos es en donde se deberán ubicar los elementos protectores.

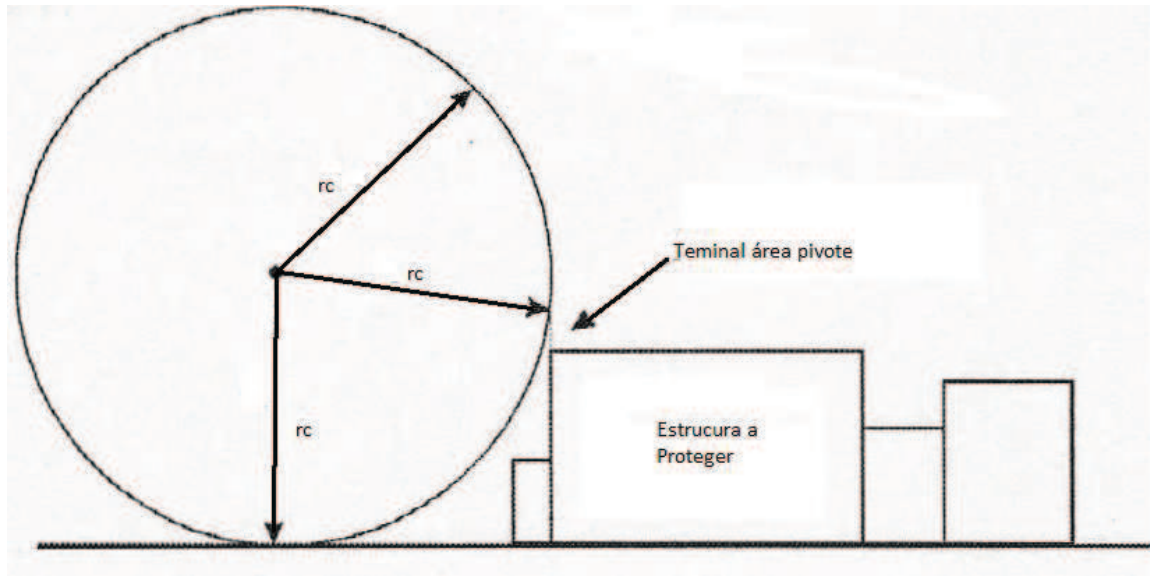


Figura 2.7 Esfera Rodante [30]

Esta primera terminal donde intercepta la esfera rodante se conoce como pivote, cuya altura debe ser suficiente para que la esfera no toque la estructura cuando esta se apoye sobre tierra y sobre la punta de la terminal aérea pivote. Una vez especificado el primer punto de sacrificio para la corriente de rayo, debe rodarse la esfera por encima del terminal aéreo pivote y hacia el techo de la estructura e instalarse una terminal aérea de intercepción en todos aquellos puntos donde la esfera imaginaria toque la estructura o edificio a proteger. Este proceso debe mantenerse hasta cubrir la totalidad del edificio o estructura a proteger. El espacio comprendido bajo el rodamiento de la esfera representa el volumen protegido [30].

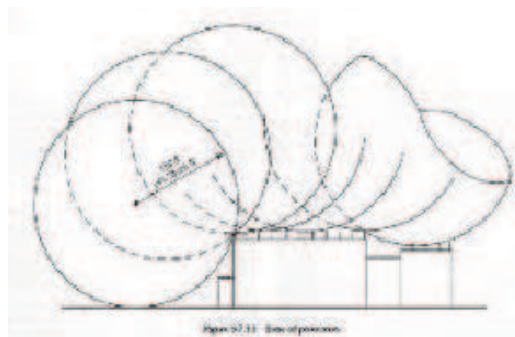


Figura 2.8 Protección Esfera Rodante [30]

De la figura 2.9 se puede apreciar la altura del elemento protector en el punto x, por lo que al trazar un círculo en base a la distancia crítica de arqueo (mínima distancia que produce el arco eléctrico) se puede observar que la estructura B está protegida por el arco de la distancia crítica de arqueo x-y tangente al mástil y a la tierra, ahora bien si analizamos la estructura A esta no se encuentra protegida por el arco x-z debido a que el arco no sobrepasa la estructura más bien esta estructura se encuentra protegiendo a la estructura C que a su vez también se encuentra protegida por el arco de la distancia crítica de arqueo x-z.

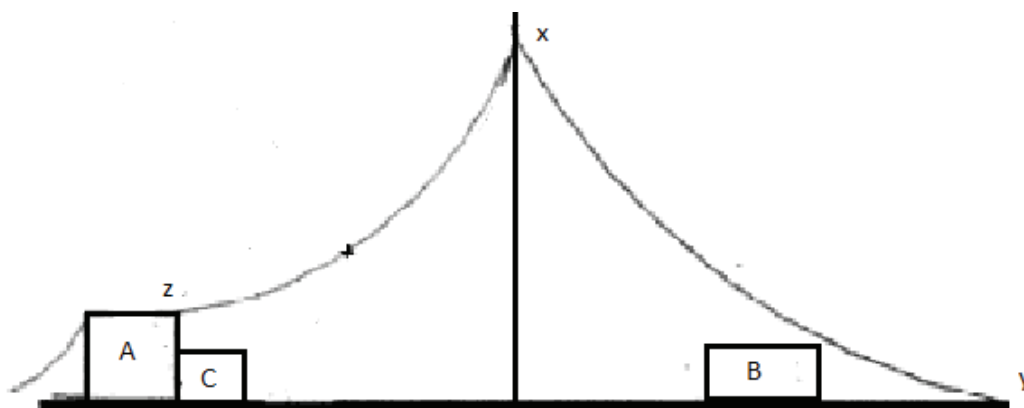


Figura 2.9 Zonas de Protección

2.11 MÉTODO DE RUSCK [18]

En 1957 Rusck publica el primer modelo de acoplamiento para el cálculo de tensiones inducidas en líneas aéreas, el cual ha sido objeto de diferentes estudios y todos han confirmado que este es uno de los métodos más importantes para el cálculo de voltajes inducidos por su simplicidad y exactitud en los resultados entregados. En este modelo se considera que la línea aérea es infinitamente larga,

de un solo conductor y el canal de la descarga atmosférica es recto y perpendicular al plano de a tierra.

La forma de onda del voltaje inducido que este modelo proporciona se asemeja mucho a las formas de onda medidas en los campos de prueba. Otra característica de este modelo es el reducido tiempo de cálculo debido a que el cálculo no es iterativo.

Una desventaja del modelo es que no considera el aporte que hace el potencial vectorial asociado a la corriente de la descarga al campo eléctrico horizontal y la conductividad finita del terreno. (Para una descripción más detallada ver referencia [19]).

2.11.1 MÉTODO DE RUSCK EN REDES ELÉCTRICAS [16]

El método de Rusck determina el voltaje inducido modelando la línea sin pérdidas, el canal de la descarga como una antena vertical de velocidad y distribución constantes y bajo la premisa de que el análisis para sistemas multiconductores es el mismo que para monoconductores que ocupen la misma posición espacial.

La expresión necesaria para calcular el voltaje inducido en una línea por descargas atmosféricas (Rayos) que caen en la cercanía es la siguiente:

$$V = \frac{Z_0 * I * h}{y} \left[1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{v}{c} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{v}{c} \right)^2}} \right] \quad (2.2)$$

En la ecuación:

y= Distancia perpendicular entre la descarga y la línea (m)

I= Corriente del rayo (A)

h= Altura de la línea (m)

v = Velocidad de retorno del rayo (m/s)

Z_0 = impedancia calculada a partir de la siguiente expresión

$$Z_0 = \left(\frac{1}{4\pi} \right) \sqrt{\frac{\mu_0}{\epsilon_0}} = 30\Omega \quad (2.3)$$

El voltaje inducido en un conductor de fase, debido a descargas que caen a tierra en las cercanías de la línea, se ve reducida por la presencia de un cable de puesta a tierra en los postes.

El modelo de Rusck asume que el cable esta puesto a tierra a través de una resistencia R por lo que la intensidad de corriente se calcula por:

$$I = \frac{V_{ct}}{\frac{Z_{ct}}{2} + R} \quad (2.4)$$

En la ecuación:

V_{ct} = Voltaje inducido en el cable de puesta a tierra (kV)

Z_{ct} = Impedancia característica del cable de puesta a tierra (Ω)

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE COMPUTACIONAL PARA DISEÑO DE APANTALLAMIENTO D.A.L.T.

3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El software D.A.L.T es un software que fue creado para el diseño y verificación del apantallamiento de líneas de transmisión, pero que puede ser utilizado para el diseño y verificación del apantallamiento de redes de distribución. Para esto el programa presenta los resultados tabulados de descargas atmosféricas (rayos) interceptados por el (los) hilo(s) de guarda y los resultados tabulados de las descargas atmosféricas (rayos) que podrían causar una falla del apantallamiento. Además presenta los resultados por punto de falla para conocer el lugar en donde se produjo la descarga y complementa esos resultados con una modelación grafica del circuito analizado.

El software D.A.L.T. es muy amigable con el usuario ya que el ingreso de datos es sencillo pero se debe tener bien claro las dimensiones de la estructura del circuito analizado y las longitudes de los tramos analizados. Se debe considerar que el software es probabilístico y que en ciertas ocasiones a pesar de ingresar los mismos datos los resultados pueden ser diferentes pero siempre dentro de un margen pequeño de error, por lo que la persona que realiza el diseño del apantallamiento deberá realizar varias simulaciones a fin de tener una idea clara del comportamiento del apantallamiento y sus verdaderos niveles de protección.

El software está creado para que el análisis sea realizado mediante el modelo electrométrico, pero es decisión del lector escoger la ecuación de la distancia crítica

de arqueo y la curva de densidad de probabilidad que más le convenga según los requerimientos que se verán más adelante.

3.2 MODELO DEL SOFTWARE D.A.L.T.

El software D.A.L.T. fue concebido partiendo de los criterios de apantallamiento utilizados en subestaciones en el cual se determina un punto de incidencia en base a la distancia crítica de arqueo, la distancia crítica de arqueo a tierra y la altura de los conductores de fase y guarda.

3.2.1 SISTEMA DE COORDENADAS

Los datos deben ser ingresados en coordenadas cartesianas en donde el plano "X" está definido como el largo del circuito a analizar, en el plano "Y" se debe colocar la distancia entre los conductores de la estructura ya sean estos de fase o de guarda teniendo en cuenta que el plano expuesto está definido por los tres conductores de fase y por ende estos determinan el ancho del circuito a proteger, sin importar que la estructura sea mucho más ancha que las fases expuestas, la coordenada inicial($Y=0$) deberá ser tomada desde la primera fase del extremo sin importar de qué lado se la esté analizando, por último el plano "Z" determina la altura desde el suelo de los elementos del circuito eléctrico.

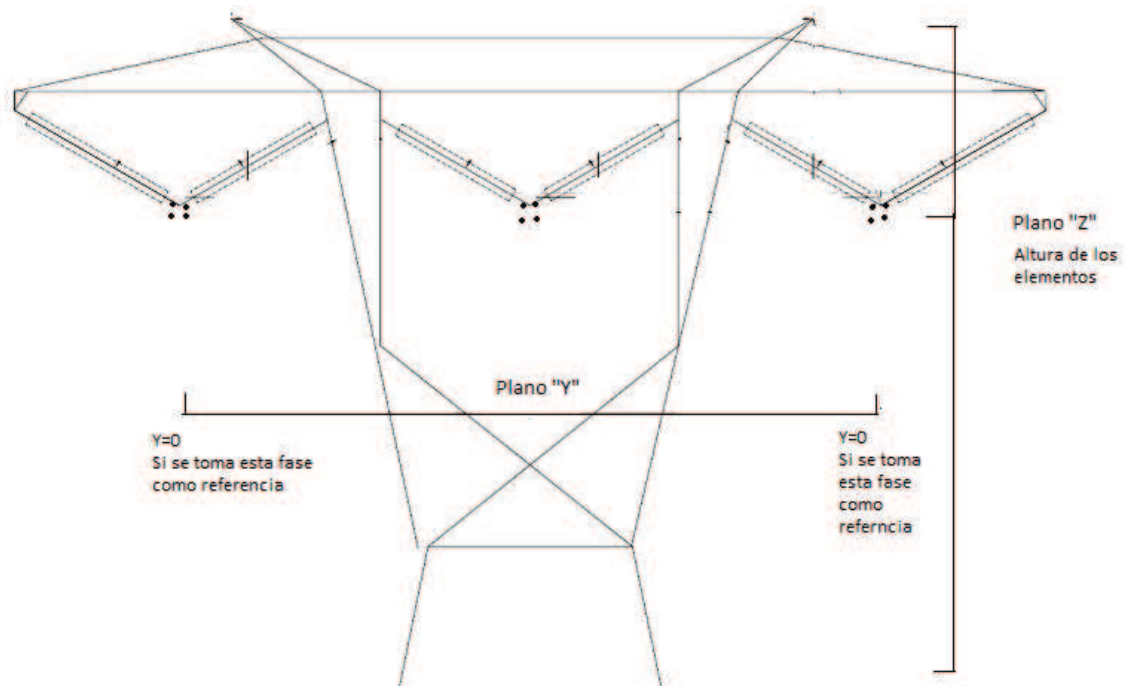


Figura 3.1 Sistema de Coordenadas

3.2.2 CÁLCULO DEL PERIODO DE PROTECCIÓN DEL APANTALLAMIENTO [9]

Debido a que la distancia crítica de arqueo está en función de la corriente de la descarga atmosférica (rayo), como se puede ver en las expresiones 3.1, 3.2 y 3.3, el área de protección que ofrezca el cable de guarda también depende de esta corriente.

Segun IEEE
$$r_c = 10 * I^{0,65} \quad (3.1)$$

Segun A Mousa
$$r_c = 8 * I^{0,65} \quad (3.2)$$

Segun Brown y Whitehead
$$r_c = 7,1 * I^{0,75} \quad (3.3)$$

El área protegida por el cable de guarda (A_p) se deriva de la siguiente expresión

$$A_p = K_2 * X_p^{K_1} \quad (3.4)$$

En la ecuación:

X_p = distancia protegida por el hilo de guarda (m)

K_1 y K_2 dependen del elemento de protección para el caso del cable de guarda toman los siguientes valores:

$$K_1 = 1 \quad (3.5)$$

$$K_2 = 2 * X \quad (3.6)$$

Por lo que la ecuación para el área protegida queda de la siguiente manera:

$$A_p = 2 * X * X_p \quad (3.7)$$

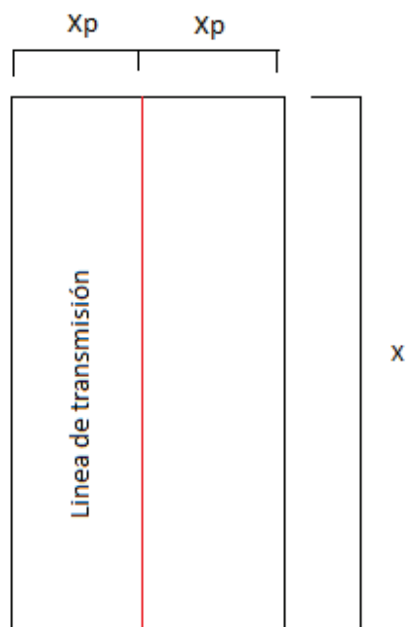


Figura 3.2 Área Protegida

Para el cálculo del área protegida el software D.A.L.T. considera que el número de fallas del apantallamiento por año es una función del número total de descargas incidentes sobre el área "A", así como de la frecuencia de distribución para la magnitud de corriente de las descargas atmosféricas por lo que se tiene:

$$N_s = \frac{N_o}{A_o} \sum_{m=1}^{m=n} L_n * X_{pn} * P_n \quad (3.8)$$

En la ecuación:

No= Densidad de descargas a tierra (rayos/m²).

L= Longitud de la línea o del tramo analizado (m).

Xp= Distancia protegida (m).

Pn= Probabilidad de que caiga una corriente de magnitud n.

Ao= Área de la línea de transmisión o del tramo analizado (m²).

Ns= Frecuencia de distribución de corrientes (rayos/m²).

Esta ecuación es resuelta por medio de una función densidad de probabilidad que considera la probabilidad de ocurrencia de las descargas para luego integrarla entre el valor mínimo obtenido de la curva de distribución de corrientes (Valor que permita que la distancia de arqueo a tierra rg sea igual a la altura promedio de los conductores yc) y el valor máximo de la curva de frecuencia de distribución de corrientes [9].

Una expresión más desarrollada del área protegida es [9]:

$$A_p = \left[\int_{I_{min}}^I 2 * L * r_g * h(I) * dl + \int_I^{I_{max}} 2 * L * \sqrt{rc^2 - (rg - H)^2} * h(I) * dl \right] \quad (3.9)$$

En la ecuación:

L= Longitud de la línea o del tramo analizado.

Rg= Distancia de arqueo a tierra.

Rc= Distancia crítica de arqueo.

H= Altura media de los conductores.

h (I)= Función densidad de probabilidad.

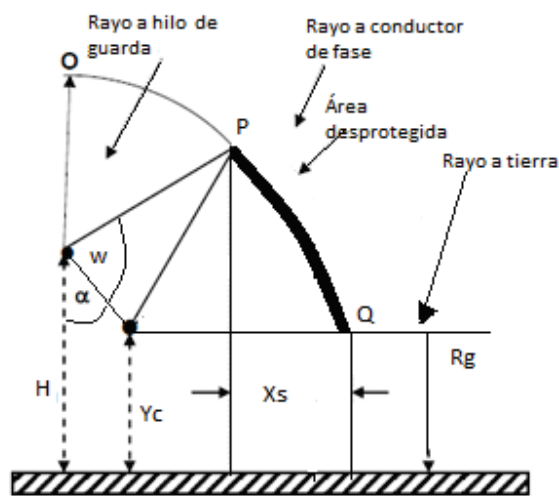


Figura 3.3 Parámetros de Cálculo

Por último el periodo de protección del apantallamiento (TA) queda definido como [9]:

$$TA = \frac{1}{Ns} [\text{años}] \quad (3.10)$$

En la ecuación:

Ns= Es el número de fallas del apantallamiento para un determinado periodo de estudio, este periodo está definido en años.

TA= periodo de protección del apantallamiento

Para evaluar la efectividad del apantallamiento el software utiliza la siguiente ecuación [9]:

$$EA = \frac{Ns}{NA} * 100 \quad [\%] \quad (3.11)$$

En la ecuación:

Ns= Número de fallas del apantallamiento para un determinado periodo de estudio.

NA= Número total de descargas incidentes sobre el área protegida durante el mismo periodo

EA= Efectividad del apantallamiento (%)

3.2.3 FUNCIÓN DENSIDAD DE PROBABILIDAD

La probabilidad de ocurrencia de las descargas atmosféricas (Rayos) son analizados en el software por la función densidad de probabilidad de magnitudes de corrientes a lo largo del tiempo representada por la siguiente ecuación:

$$h(i) = K_1 * e^{\frac{-I}{I_1}} + K_2 * e^{\frac{-I}{I_2}} \quad (3.12)$$

Esta expresión se debe calibrar para cada función de densidad de probabilidad de corriente nueva que el usuario del programa quiera ingresar. Para las curvas ingresadas previamente la función densidad de probabilidad ya está calibrada. (Ver referencia [9] para ejemplos ilustrativos).

3.2.4 FUNCIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE PROBABILIDADES PARA LA MAGNITUD DE CORRIENTES DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Estas curvas son obtenidas a partir de las curvas de densidad de probabilidad de corriente del rayo, mediante un proceso que conlleva el calcular la derivada de cada una de ellas a fin de presentarlas en forma discreta. Para lo cual se plantea la alternativa de escoger el valor medio de corriente de cada uno de los intervalos que se presentan en las curvas de densidad de probabilidad de corriente del rayo y de acuerdo a la probabilidad de ocurrencia de este grupo de rayos se evalúa el número de descargas que estarán presentes durante la simulación, tomando en cuenta que el 100% de los rayos equivalen al número total de descargas que se deben simular [9].

3.2.5 CONSIDERACIONES ESPECIALES DEL SOFTWARE D.A.L.T.

El objetivo del programa es generar un gran número de descargas atmosféricas (rayos) con diferentes magnitudes de corriente, probabilidad de ocurrencia y solamente perpendiculares. A fin de establecer la probabilidad de falla del apantallamiento.

Un aspecto importante que se debe considerar es que la corriente de las descargas puede variar aleatoriamente tanto en magnitud como en tiempos de frente de onda, además el punto de incidencia del rayo también es aleatorio estos aspectos deben ser considerados para el diseño especialmente en circuitos de distribución, donde el nivel de aislamiento es bajo.

Un dato que el programa considera como conocido es el número de rayos de "X" cantidad de corriente que dependerán del nivel cerámico, la probabilidad de ocurrencia, tiempo de análisis y longitud total del circuito analizado.

El radio de influencia y la distancia de seguridad son parámetros muy importantes en la simulación que tienen que ser ingresados con mucho cuidado para obtener resultados eficientes. (Ver numeral 3.4)

3.2.6 PROCESO DE SIMULACIÓN [9]

1. Se inicializan los contadores que se usaran para llevar la cuenta de todos los eventos
2. Se genera dos números aleatorios para considerar el posible punto de impacto de la descarga atmosférica (rayo) con sus respectivas coordenadas.
3. Se evalúa la distancia crítica de arqueo para cada descarga involucrada en la simulación, dentro del grupo considerado con una cierta corriente "I".
4. Se determina el punto de corte entre la trayectoria de la descarga atmosférica (rayo) y las superficies de exposición o interceptoras para todos los posibles elementos del sistema modelado.
5. Se determina la mayor altura de corte de todos los componentes analizados, para así evaluar sobre que tramo del hilo de guarda termino la descarga. En base a este resultado se actualizan los contadores que llevarán la cuenta de las descargas a tierra y aquellas sobre el hilo de guarda.
6. Si se han analizado todo el grupo de rayos de corriente "I", se actualiza el valor de dicha corriente y se procede al siguiente valor de corriente según corresponda en la distribución de probabilidad y se repiten los procesos anteriores.
7. Una vez cubierto todo el rango de corrientes, en base al número de fallas que se produjeron, se determina el periodo de protección del apantallamiento de la L/T así como la efectividad del apantallamiento en base a las expresiones 3.10 y 3.11.
8. Una vez detectadas las magnitudes de corrientes de rayos que perforan el apantallamiento se realizará una simulación con estos valores, para

determinar el punto de impacto de las descargas en una fase, en un conductor de guarda o en tierra.

9. Por último, la impresión de resultados es en forma tabulada sobre descargas y puntos de impacto, así como de las coordenadas de aquellas que posiblemente producirán una salida de L/T.

3.3 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

En la pantalla de inicio se puede encontrar las pestañas de “Inicio”, “Gráficas” y “Ayuda” a más de la fecha y la hora actual, además de la opción de salir del sistema



Figura 3.4 Pantalla de Inicio

Dentro de la opción “Inicio” se puede encontrar las opciones de configuración para realizar la simulación, la opción para simular y la de visualización de resultados.

Dentro de la opción “Graficas” se puede encontrar las gráficas de las zonas de protección, la descripción del modelo electrogeométrico y del sistema de coordenadas a utilizar a más de las curvas de densidad de probabilidad de corriente del rayo cargadas en el programa.

3.4 PROCESO DE SIMULACIÓN

Al momento de hacer un clic en la opción configuración se despliega la siguiente ventana:

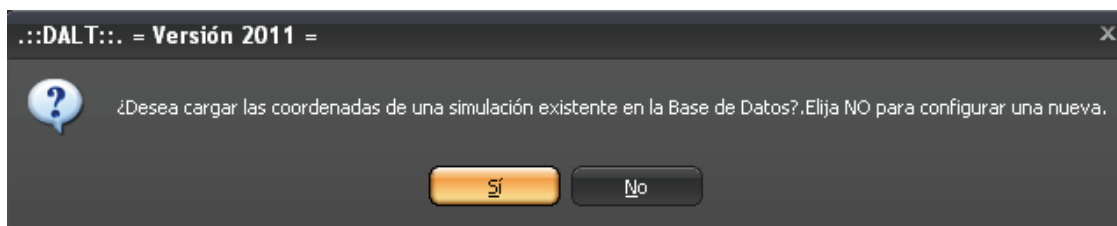


Figura 3.5 Ventana de Coordenadas

Esta ventana permite al usuario cargar una simulación existente o configurar una nueva simulación.

Si damos un clic en la opción si nos permitirá cargar una simulación existente y aparecerá la siguiente ventana:



Figura 3.6 Ventana Simulación de Base de Datos

En esta parte el usuario debe seleccionar la simulación que se está utilizando actualmente de la lista de todas las simulaciones realizadas. Debido a que el programa guarda únicamente los datos de la última simulación realizada, cada vez que se carga una simulación nueva los datos existentes en el sistema son borrados y se cargan los datos nuevos.

Una vez seleccionada la simulación el programa ingresa automáticamente el largo y el ancho de la línea de transmisión. El usuario debe ingresar el periodo de estudio, la distancia de seguridad y el radio de influencia del circuito. Esta opción que ofrece el software D.A.L.T. es muy importante ya que permitirá realizar varias simulaciones a diferentes distancias de seguridad que permitirán validar los datos obtenidos y conocer de mejor manera el comportamiento del apantallamiento sin tener que volver a ingresar los datos nuevamente.

Si en la ventana de selección (figura 3.5) damos clic en “no” se procederá a cargar una nueva simulación y aparecerá una pantalla para ingresar el nombre de la simulación para encontrarla en caso de querer simularla nuevamente (figura 3.7).

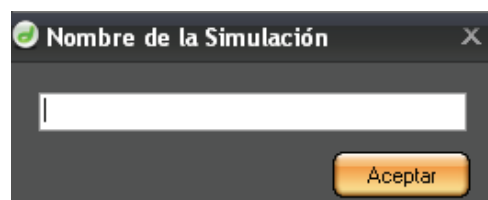


Figura 3.7 Ventana Nombre de la Simulación

3.4.1 CONFIGURACIÓN DE LA SIMULACIÓN

Una vez ingresado el nombre aparecerá la siguiente pantalla:

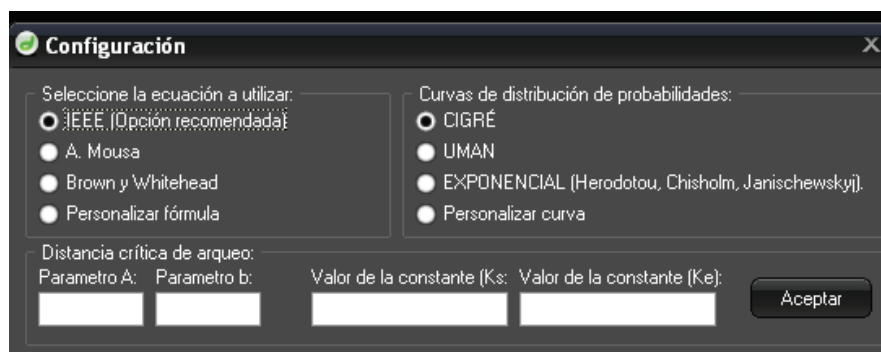


Figura 3.8 Ventana Configuración

En esta pantalla se debe seleccionar la ecuación para la distancia crítica de arqueo (mínima distancia que produce una descarga) de las tres opciones mencionadas anteriormente o se puede utilizar una ecuación personalizada dando un clic en la opción personalizar formula e ingresando los parámetros para el cálculo de la distancia crítica de arqueo de tal manera que la ecuación sea de la forma:

$$r_c = AI^b \quad (3.13)$$

Además es necesario ingresar el valor de las constantes Ks (K1) y Ke (K2), mencionadas en 3.2.2, que calibran la función densidad de probabilidad dada por la ecuación 3.12. En el caso de que el usuario al configurar una ecuación utilice constantes de la forma presentada en 3.2.2 debe tener en cuenta que el ingreso de la constante K2 debe hacerse ya multiplicado la longitud del circuito por dos.

Además se debe seleccionar una curva de distribución de probabilidad de entre las opciones (CIGRÉ, UNAM, EXPONENCIAL) o ingresar una curva personalizada. En caso de escoger esta última opción al momento de dar clic en aceptar aparecerá la siguiente pantalla:

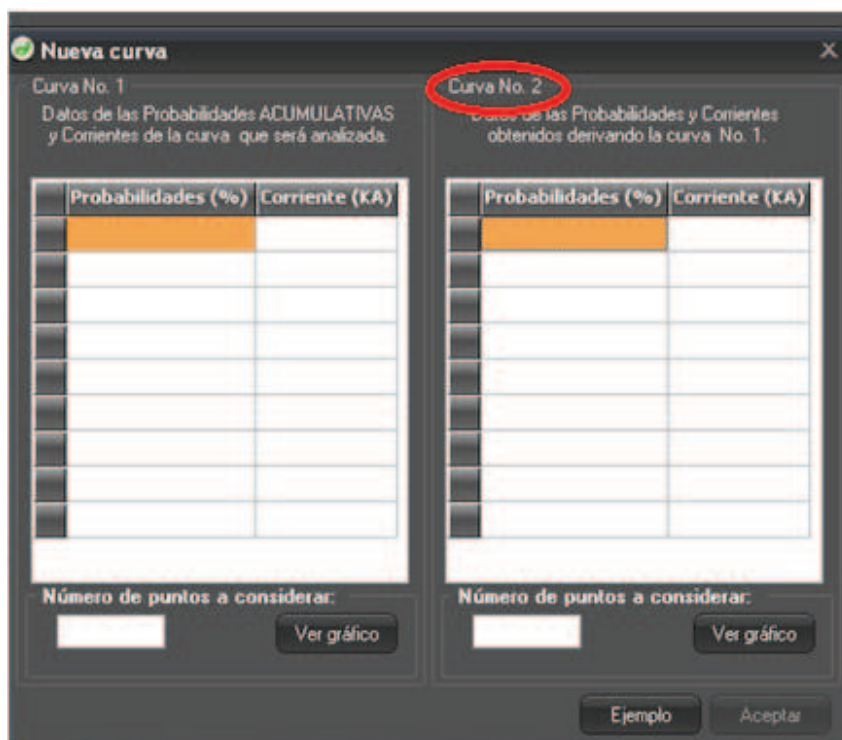


Figura 3.9 Ventana Configuración Nueva Curva

En este punto es necesario ingresar en primera instancia el número de puntos que se van a considerar, es decir la cantidad de corrientes y probabilidades con la que se va a trabajar. Cabe recalcar que los valores de la curva 2 se obtienen derivando la primera curva como se lo explica en el ejemplo propuesto por programa que textualmente dice:

“Los puntos de la CURVA No. 2 han sido obtenidos derivando la CURVA No. 1 para cada uno de los intervalos dados por las corrientes mostradas, por ejemplo : en el primer dato entre 3 KA y 9 KA las probabilidades son 99.7% y 92.5%

respectivamente, de ahí que la diferencia (derivada) cuyo resultado es el indicado resulta ser 7.2 % . Los puntos pueden ser elegidos arbitrariamente pero tomando en cuenta que las variaciones de corriente no marquen mucha diferencia al igual que las probabilidades de ocurrencia que representan, y tratando de cubrir el máximo número de puntos. Debe notarse que a pesar de que existan 16 valores de corriente solamente 15 puntos serán graficados. Para más información consulte la ayuda.”

Ejemplo de ingreso de datos

Curva No. 1
Datos de las Probabilidades ACUMULATIVAS y Corrientes de la curva que será analizada.

Probabilidad (%)	Corriente (KA)
99.7	3
99.5	3.5
99	3.8
98.5	4
98	4.3
97	4.8
96	5
95.5	6
95	7
93	8
92.5	9
92	10
90	11
85	15
80	20
75	22
70	24

Curva No. 2
Datos de las Probabilidades y Corrientes obtenidos derivando la curva No. 1.

Probabilidad (%)	Corriente (KA)
7.2	3
2.5	9
5	11
10	15
5	22
15	24
25	32
10	43.5
4	50
6	60
3	70
5	80
0.8	100
0.5	125
0.45	175
0	200

Explicación:

Los puntos de la CURVA No. 2 han sido obtenidos derivando la CURVA No. 1 para cada uno de los intervalos dados por las corrientes mostradas, por ejemplo : en el primer dato entre 3 KA y 9 KA las probabilidades son 99.7% y 92.5% respectivamente, de ahí que la diferencia (derivada) cuyo resultado es el indicado resulta ser 7.2 % . Los puntos pueden ser elegidos arbitrariamente pero tomando en cuenta que las variaciones de corriente no marquen mucha diferencia al igual que las probabilidades de ocurrencia que representan, y tratando de cubrir el máximo número de puntos. Debe notarse que a pesar de que existan 16 valores de corriente solamente 15 puntos serán graficados. Para mas información consulte la ayuda.

Cerrar

Figura 3.10 Ventana de Ejemplo

Una vez ingresados los datos parecerá la siguiente ventana:

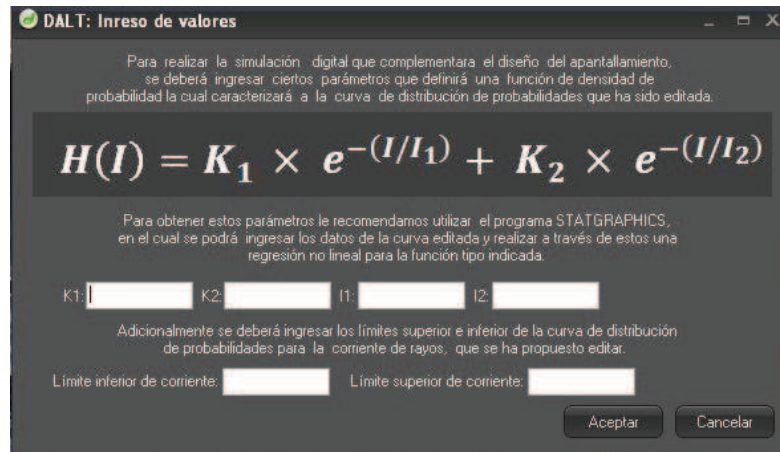


Figura 3.11 Ventana Ingreso de Datos de Nueva Curva

Aquí nuevamente es necesario ingresar los datos de las constantes K1 y K2, además de los límites de integración de corriente superior e inferior y las corrientes intermedias para la integración que permitan determinar la función densidad de probabilidad.

3.4.2 INGRESO DE DATOS RAYOS VERTICALES

Después de haber ingresado la configuración para la simulación es necesario determinar los parámetros del circuito a simular en la siguiente ventana:

Figura 3.12 Ventana de Ingreso de Datos Verticales

Al ser esta una ventana muy importante para una buena simulación y en la que se puede cometer muchos errores de ingreso de datos, se hará un análisis detallado de cada aspecto que se encuentra en ella.

3.4.2.1 PERÍODO DE ESTUDIO

El periodo de estudio es el tiempo que se tomara en cuenta para la simulación, en teoría este período debería ser igual al número de años de vida útil del circuito a proteger, pero por la naturaleza probabilística del software D.A.L.T. es necesario que este en miles de años a fin de poder simular un número de descargas atmosféricas (rayos) adecuado, que permitan conocer el verdadero comportamiento del apantallamiento utilizado. Estimar un periodo de estudio estándar para todas las simulaciones es difícil, ya que el número de descargas simuladas no solo depende del tiempo de estudio sino también de la longitud de la línea y del nivel cerámico o la densidad de descargas a tierra de la zona que se está analizando. Pero a criterio del personal después de haber realizado varias simulaciones con el software D.A.L.T. ha

Llegado a la conclusión que un periodo de 1000 a 3000 años de estudio permite obtener resultados satisfactorios. Además otro aspecto a considerar es el tiempo necesario para realizar la simulación, ya que al utilizar un periodo de estudio muy alto, el tiempo de la simulación aumenta considerablemente debido al mayor número de rayos simulados y los resultados son prácticamente similares a los conseguidos con los periodos de estudio antes mencionados.

3.4.2.2 DISTANCIA DE SEGURIDAD

El software D.A.L.T. está diseñado para simular solamente descargas atmosféricas verticales sobre el circuito eléctrico, por lo que al no poder simular descargas atmosféricas horizontales, en un principio no se estaría considerando un cierto número de descargas atmosféricas (rayos) que pudieran causar una falla en el apantallamiento. De aquí la importancia de tener una distancia de seguridad que permita considerar estas descargas atmosféricas (rayos) y que además permita conocer los rayos que pudieran ser atraídos por el hilo de guarda y que pueden caer en las inmediaciones de la línea de transmisión o el circuito de distribución.

La distancia de seguridad fue creada bajo el concepto de una distancia adicional desde las fases exteriores más expuestas y de una longitud determinada por el usuario. Con el fin de que todas las descargas que caigan en esta zona sean consideradas como fallas del apantallamiento y se pueda tener una medida relativa de descargas atmosféricas (rayos) que pudieran caer en forma horizontal.

Esta distancia de seguridad no es la misma para todos los circuitos de transmisión de energía eléctrica, ya que debe ser proporcional a la ventana expuesta del apantallamiento como se verá más adelante, debido a que por definición todas las descargas atmosféricas (rayos) que caigan en esta zona producirán una falla del apantallamiento, de aquí la importancia de una distancia de seguridad acorde que permita al lector obtener resultados con bajo error.

3.4.2.3 RADIO DE INFLUENCIA

El radio de influencia es muy importante en la simulación ya que este valor delimita el área donde se va a analizar las posibles descargas atmosféricas (rayos), por lo que obligatoriamente debe ser mayor a la longitud total del circuito para poder simular la cantidad de descargas necesarias en toda la longitud del mismo. Cabe mencionar que si se ingresara un radio de influencia menor, la simulación funciona sin problema. Pero se debe tener en cuenta que al poner un radio de influencia menor se restringe el área de simulación a una parte de la longitud del circuito y por ende se tiene un alto índice de error en los resultados.

3.4.2.4 NO. DE HILOS DE GUARDA

El número de hilos de guarda es decisión propia del diseñador ya que depende de la estructura a utilizar y la disposición de las fases será necesario utilizar uno o más hilos de guarda en función del grado de protección requerido.

3.4.2.5 NO. DE CIRCUITOS A PROTEGER

El número de circuitos a proteger es en función de la línea de transmisión, ya que según la característica de la carga va a ser necesario uno o más circuitos para abastecer esa carga, aspecto que se va a ver reflejado en la estructura a utilizar.

3.4.2.6 TRAMOS DE LÍNEAS

Esta es una función muy importante que proporciona el programa, ya que para un buen análisis es necesario dividir la línea de transmisión en tramos en función de los niveles cerámicos del trayecto. Debido a la gran longitud que pueden tener las líneas

de transmisión como la que se analizara en el capítulo 5 (Línea El Inga (Pifo) – Yaguachi) que atraviesa muchos niveles cerámico diferentes, dividir la línea en muchos tramos puede hacer el ingreso de datos un tanto tedioso, ya que se debe ingresar datos para cada tramo y para cada hilo de guarda, aspecto que también va a influenciar en el tiempo de la simulación. Como una recomendación especial del autor de este trabajo una alternativa que ofrece buenos resultados es juntar los tramos de igual nivel cerámico y simularlos independientemente (como se mostrara en el capítulo 5) para luego analizarlos de manera global. Con esto se logra disminuir la cantidad de datos ingresados y optimizar el tiempo de la simulación.

Por el contrario para redes de distribución la simulación es más sencilla ya que al ser de poca longitud y con muchas ramificaciones se lo puede simular como un solo circuito que esta sobre un solo nivel cerámico.

3.4.2.7 LARGO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Esta opción considera la longitud total del circuito eléctrico que se está analizando se debe tener en cuenta que esta longitud debe ser ingresada en metros como todos los datos de distancias requeridos por el programa.

3.4.2.8 ANCHO DE LA L/T

Este es un parámetro crucial en la simulación, ya que el concepto “ancho” puede causar confusión en el usuario ya a que se refiere al ancho del circuito eléctrico en cuanto a fases expuestas y no al ancho que presenta la torre de transmisión. Este concepto se debe tener muy en cuenta ya que el objetivo del hilo de guarda es evitar que descargas atmosféricas (rayos) caigan en las fases y no en la estructura que las soporta.

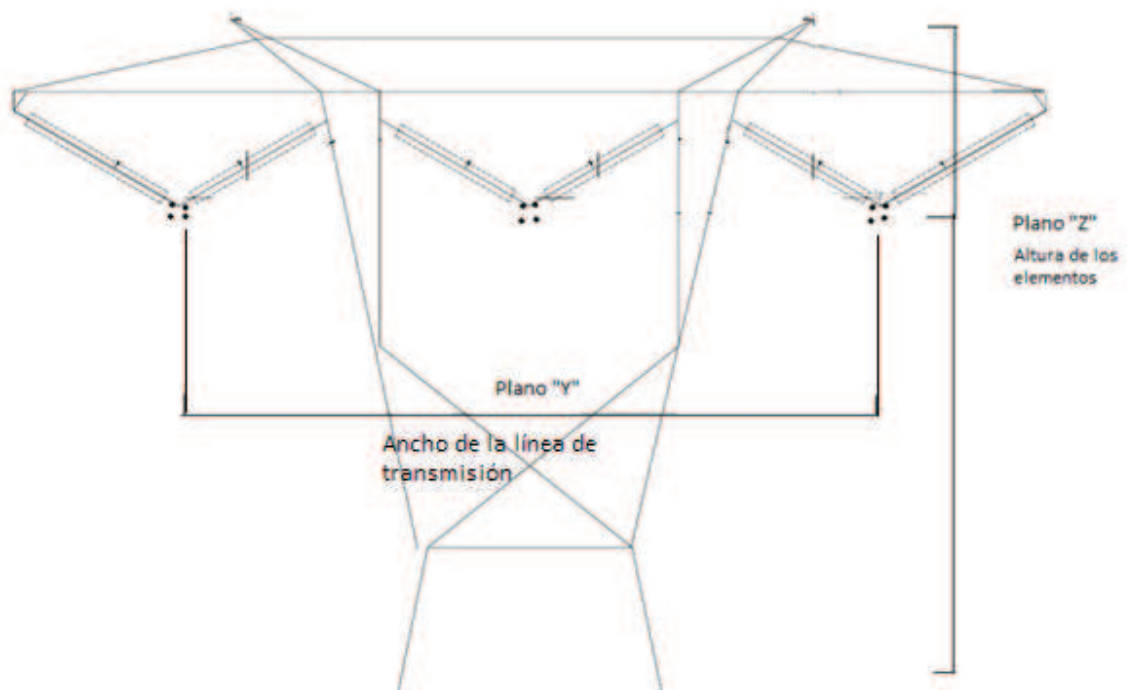


Figura 3.13 Ancho de la Línea de Transmisión

Considerar el ancho de la estructura podría perjudicar seriamente al diseño ya que en algunos casos la estructura puede ser más ancha que las fases y se estaría apantallando más allá de lo debido dando como resultado un diseño ineficiente.

En lo que tiene que ver con circuitos de distribución nuevamente el ancho debe ser considerado en base a las fases expuestas. El hilo de guarda no necesariamente puede estar dentro del ancho determinado por las fases ya que se puede encontrar más afuera por lo que el nuevo ancho del circuito será desde la ubicación del hilo de guarda hasta la siguiente fase más expuesta es decir al otro extremo de la cruceta.

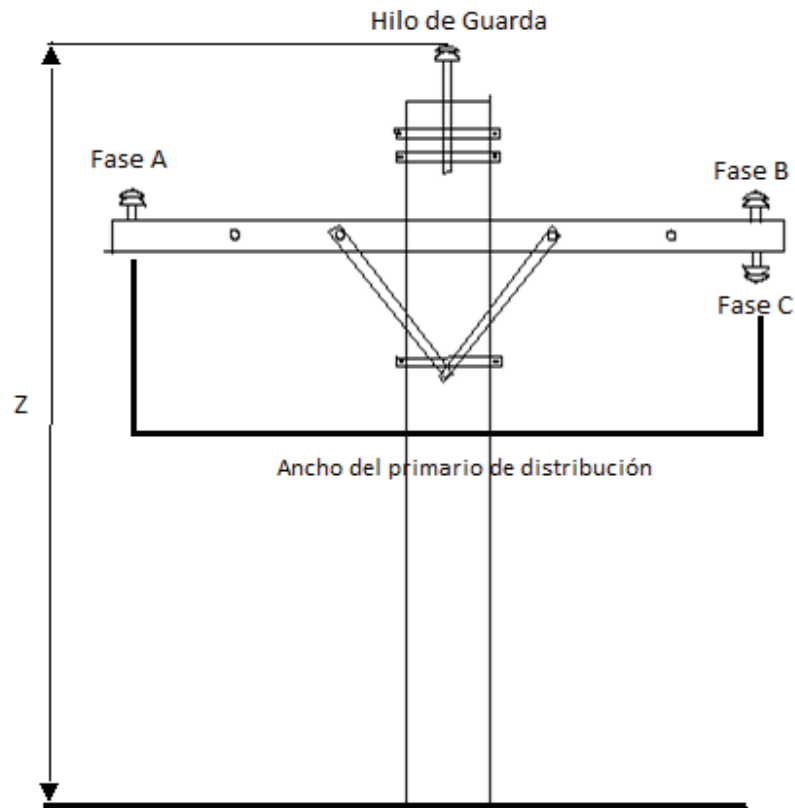


Figura 3.14 ancho del primario de distribución

3.4.2.9 CONSIDERAR CABLES FUERA DE LA L/T

Debido a que puede haber cruces entre líneas de transmisión y circuitos de distribución o entre circuitos del mismo tipo que pueden aumentar la posibilidad de atraer descargas hacia el circuito analizado es de vital importancia añadirlos a la simulación, para lo cual al dar clic en esta casilla aparecerá un recuadro que permitirá ingresar en número de cruces en la línea de transmisión (figura 3.15).

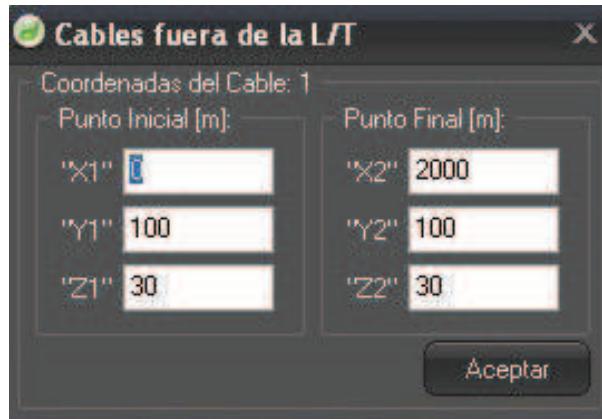


Figura 3.15 Ventana Cables Fuera de la L/T

Aquí se deberá ingresar las coordenadas de ubicación del circuito en base al mismo sistema de coordenadas indicado anteriormente para cada uno de los cruces indicados.

3.4.3 CONFIGURACIÓN DE LAS COORDENADAS DE LOS CONDUCTORES

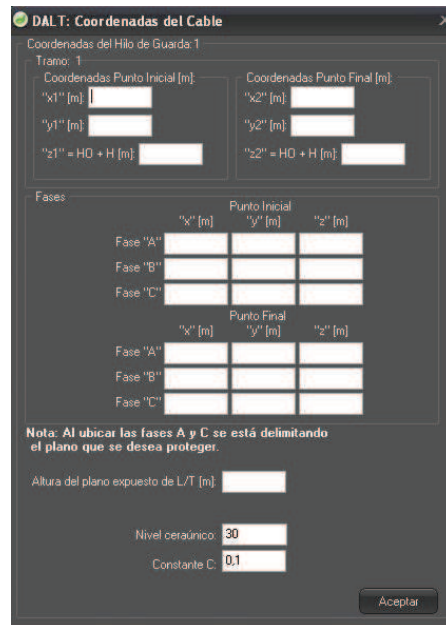


Figura 3.16 Ventana Coordenadas del Cable

El último paso antes de realizar la simulación es el ingreso de las coordenadas de los conductores de fase y de guarda para esto se debe ingresar los datos en teniendo en cuenta el sistema de coordenadas antes mencionado y observando que las fases A y C delimitan el ancho del plano que se desea proteger, un ejemplo de ingreso de datos se puede encontrar en los capítulos 4 y 5, la altura del plano expuesto de la línea de transmisión debe ser la altura de la fase más elevada a fin de poder determinar de manera confiable el lugar donde podría perforar el apantallamiento una descarga atmosférica (rayo).

La constante C es necesaria para pasar de nivel cerámico a densidad de descargas a tierra puede tomar valores de 0,1 a 0,2 es decisión del usuario escoger el valor a utilizar tomando en cuenta las características en donde se ubica el circuito eléctrico.

3.5 RESULTADOS

Los resultados se presentan de forma tabulada en función de las corrientes simuladas y los posibles puntos de falla o número de incidencia de descargas.

Están divididos en:

- Resultados gráficos
- Resultados generales
- Resultados sobre puntos de falla

CAPÍTULO 4

ESTUDIO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN EN FUNCIÓN DEL NIVEL CERÁUNICO

4.1 EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

Le Empresa Eléctrica Quito (EEQ) es una empresa ecuatoriana de servicio cuya misión es generar, distribuir y comercializar energía eléctrica garantizando la explotación racional de los recursos de generación y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios.

4.1.1 ÁREA DE CONCECIÓN EMPRESA ELÉCTRICA QUITO (EEQ)

El área de concesión otorgada por el CONELEC a la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) abarca varios cantones de diferentes provincias del país.

Provincia de Pichincha:

- **Quito:** Quito, Alangasí, Amaguaña, Atahualpa, Calacalí, Calderón, Conocoto, Cumbayá, Chavezpamba, Checa, El Quinche, Guala, Guangopolo, Guayllabamba, La Merced, Llano Chico, Lloa, Nanegal, Nanegalito, Nayón, Nono, Pacto, Perucho, Pifo, Píntag, Pomasqui, Puéllaro, Puembo, San Antonio, San José de Minas, Tababela, Tumbaco, Yaruquí, Zámiza.
- **Mejía:** Machachi, Alóag, Aloasí, Cutuglagua, Chaupi, Cornejo, Astorga, Tambillo, Uyumbicho.
- **Rumiñahui:** Sangolquí, Cotogchoa, Rumipamba.
- **Cayambe:** Ascázubi, Otón, Santa Rosa de Cuzubamba.
- **San Miguel de los Bancos:** San Miguel de los Bancos, Mindo.

- **Puerto Quito:** Puerto Quito.
- **Pedro Vicente Maldonado:** Pedro Vicente Maldonado.

Provincia de Napo:

- **Quijos:** Baeza, Cuyunga, Cosanga, Papallacta.
- **Chaco:** El Chaco, Bombón, Linares.

Provincia de Imbabura: García Moreno

Provincia de Cotopaxi: CLIRSEN

4.1.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

La Empresa Eléctrica Quito dispone de 33 subestaciones de distribución con 41 transformadores de servicio los cuales se dividen en:

N° transformadores	Voltaje (kV)
8	138/22,8
10	46/22,8
1	46/22/6,3
1	46/13,2
21	46/6,3

Tabla 4.1 Sistema de Distribución EEQ [14]

Estos equipos han dado como resultado una capacidad instalada total de 606,25 MVA en aislamiento "OA", 801,85 MVA en aislamiento "FA" y 887,5 en aislamiento "FOA".

Las subestaciones están alimentadas por 221,5 km de líneas de 46 kV y 72,2 km a 138 kV, para la distribución de energía la EEQ cuenta con 171 circuitos primarios de distribución a 22,8 kV, 13,2 kV y 6,3 kV de los cuales 10 circuitos son expresos para el trolebús. La longitud de las redes alcanza los 7113,3 km en donde se han instalado 32.323 transformadores, así como 6429,4 km de redes secundarias.

4.1.3 DESCRIPCIÓN DE FALLAS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Debido a que una de las principales causas de fallas en los primarios de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) son las descargas atmosféricas (rayos), como lo muestran las tablas 4.2 y 4.3, preparadas en base del plan multianual de obras de la EEQ. Es necesario encontrar una solución a este problema de tal manera de mantener la continuidad del servicio y minimizar las salidas de operación.

Para el estudio a realizar se ha seleccionado el primario "C" de la subestación Sangolquí por ser uno de los que presenta mayor problema en cuanto a salidas por descargas atmosféricas (rayos).

Sector	Tipo de Desconexión	Descripción	2011	2012	Total	
Urbano	No programadas	Descargas Atmosféricas (Rayos)	96	89	185	
		No determinadas, causa desconocida	149	129	278	
		Equipamiento, materiales y accesorios (deterioro de equipamiento por envejecimiento, desgaste o exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.)	112	103	215	
		Choques de vehículos	34	33	67	
		Daño o interferencia accidental de particulares	25	52	77	
		Total No programadas		416	406	822

Tabla 4.2 Tipos de Fallas en el Sector Urbano [14]

Sector	Tipo de Desconexión	Descripción	2011	2012	Total	
Rural	No programadas	Descargas atmosféricas (Rayos)	67	82	149	
		No determinadas, causa desconocida	84	67	151	
		Equipamiento, materiales y accesorios (deterioro de equipamiento por envejecimiento, desgaste o exceso de uso, fallas, defectos, explosiones, roturas, caídas, etc.)	47	45	92	
		Choques de vehículos	23	24	47	
		Daño o interferencia accidental de particulares	25	21	46	
		Total No programadas		246	239	485

Tabla 4.3 Tipos de Fallas en el Sector Rural [14]

4.1.4 SUBESTACIÓN SANGOLQUÍ

La subestación Sangolquí entró en operación en el año 2000 para solventar la demanda de las poblaciones de Amaguaña, Sangolquí y Tambillo, está ubicada en la vía a Amaguaña, en las afueras de la población de Sangolquí en el nuevo centro industrial de la ciudad de Quito. Está integrada por dos líneas de alimentación a 46 kV provenientes de la subestación San Rafael y de la hidroeléctrica Pasochoa.

La subestación dispone de 1 banco de condensadores de 4,5 MVAR y un seccionamiento de 46 kV para alimentar a la subestación Enkador de 46/13,2 kV, 6,25 MVA. 1 transformador de 20/27/33 MVA a 46/23kV para solventar su propia demanda que alcanza los 19 MVA, cuya curva de carga se presenta a continuación:



Figura 4.1 Curva de Demanda Subestación Sangolquí [14]

Potencia instalada [MVA]	Demanda Máxima [MW]	Cargabilidad de la subestación
		%
33	19	59

Tabla 4.4 Características Subestación Sangolquí [14]

4.1.4.1 PRIMARIOS DE LA SUBESTACIÓN SANGOLQUÍ

Los primarios de la subestación Sangolquí son cortos, algunos muy ramificados debido a su trayecto por diferentes sitios poblados y otros sin tantas ramificaciones pero que se encargan de alimentar a las diferentes fábricas de la zona. Los primarios presentan una carga media sin problemas de regulación de voltaje debido al cambiador de taps tipo LTC del transformador. Las curvas de carga y las características en detalle de cada primario se presentan a continuación:

4.1.4.1.1 Primario A

- **Curva de carga**



Figura 4.2 Curva de Demanda Primario A [14]

- **Comportamiento del sistema de distribución**

Demanda Máxima [KW]	Factor de carga del alimentador primario		Límite térmico del conductor		Corriente máx. Con relación al ajuste de protecciones del relé de fase.		Desbalance entre fases	
	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración
5746	65	Comercial	33	Verde	52	Verde	2	Verde

Tabla 4.5 Comportamiento Primario A [14]

La valoración en factor de carga del alimentador primario se refiere al tipo de circuito que representa (Industrial, comercial, residencial).

La valoración en los demás ítems (rubros) se refiere al grado de problema que presenta ese ítem para el funcionamiento del circuito.

- **Salidas de operación por causa básica**

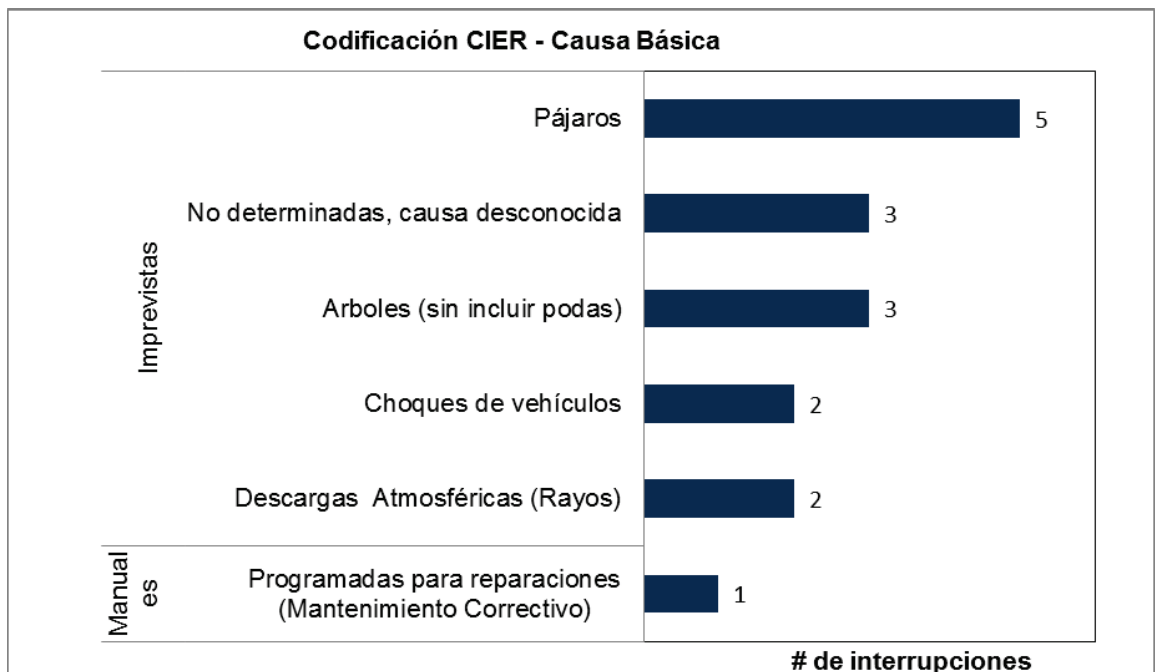


Figura 4.3 Salidas por Causa Básica Primario A [14]

Las salidas de operación están referenciadas a enero de 2012.

4.1.4.1.2 Primario B

- **Curva de carga**



Figura 4.4 Curva de Demanda Primario B [14]

- **Comportamiento del sistema de distribución**

Demanda Máxima [KW]	Factor de carga del alimentador primario		Límite térmico del conductor		Corriente máx. con relación al ajuste de protecciones del relé de fase.		Desbalance entre fases	
	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración
3470	71	Industrial	19	Verde	31	Verde	15	Verde

Tabla 4.6 Comportamiento Primario B [14]

La valoración en factor de carga del alimentador primario se refiere al tipo de circuito que representa (Industrial, comercial, residencial).

La valoración en los demás ítems (rubros) se refiere al grado de problema que presenta ese ítem para el funcionamiento del circuito.

- **Salidas de operación por causa básica**

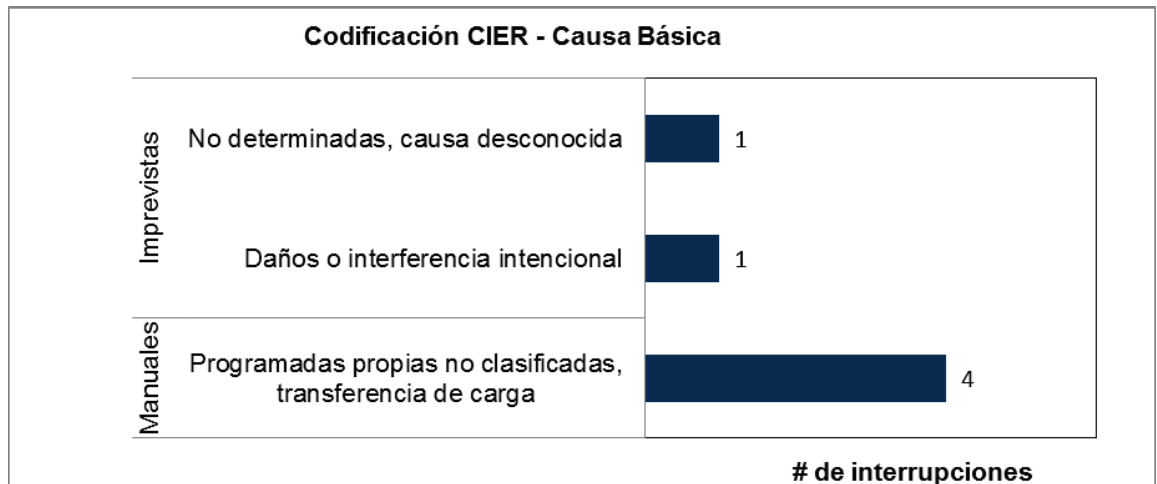


Figura 4.5 Salidas por Causa Básica Primario B [14]

Las salidas de operación están referenciadas a enero de 2012.

4.1.4.1.3 Primario C

- **Curva de carga**



Figura 4.6 Curva de Demanda Primario C [14]

- **Comportamiento del sistema de distribución**

Demanda Máxima [KW]	Factor de carga del alimentador primario		Límite térmico del conductor		Corriente máx. con relación al ajuste de protecciones del relé de fase.		Desbalance entre fases	
	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración
3589	56	Industrial	20	Verde	40	Verde	9	Verde

Tabla 4.7 Comportamiento Primario C [14]

La valoración en factor de carga del alimentador primario se refiere al tipo de circuito que representa (Industrial, comercial, residencial).

La valoración en los demás ítems (rubros) se refiere al grado de problema que presenta ese ítem para el funcionamiento del circuito.

- **Salidas de operación por causa básica**

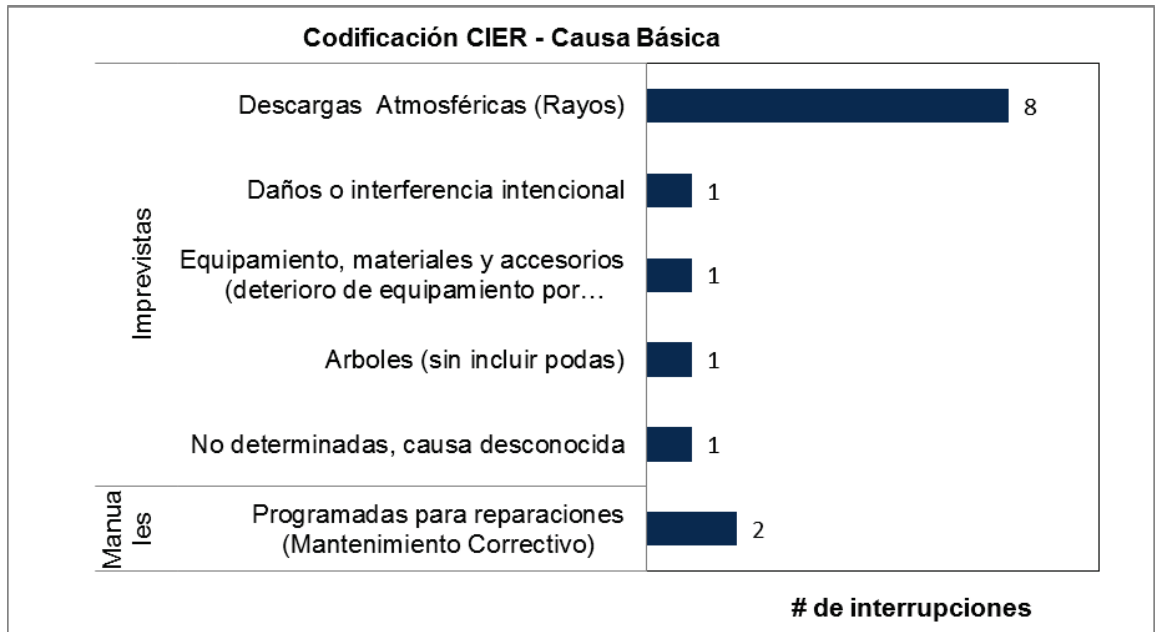


Figura 4.7 Salidas por Causa Básica Primario C [14]

Las salidas de operación están referenciadas a enero de 2012.

4.1.4.1.4 Primario D

- **Curva de carga**



Figura 4.8 Curva de Demanda Primario D [14]

- **Comportamiento del sistema de distribución**

Demanda Máxima [KW]	Factor de carga del alimentador primario		Límite térmico del conductor		Corriente máx. con relación al ajuste de protecciones del relé de fase.		Desbalance entre fases	
	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración
6235	59	Comercial	34	Verde	54	Verde	20	Amarillo

Tabla 4.8 Comportamiento Primario D [14]

La valoración en factor de carga del alimentador primario se refiere al tipo de circuito que representa (Industrial, comercial, residencial).

La valoración en los demás ítems (rubros) se refiere al grado de problema que presenta ese ítem para el funcionamiento del circuito.

- **Salidas de operación por causa básica**

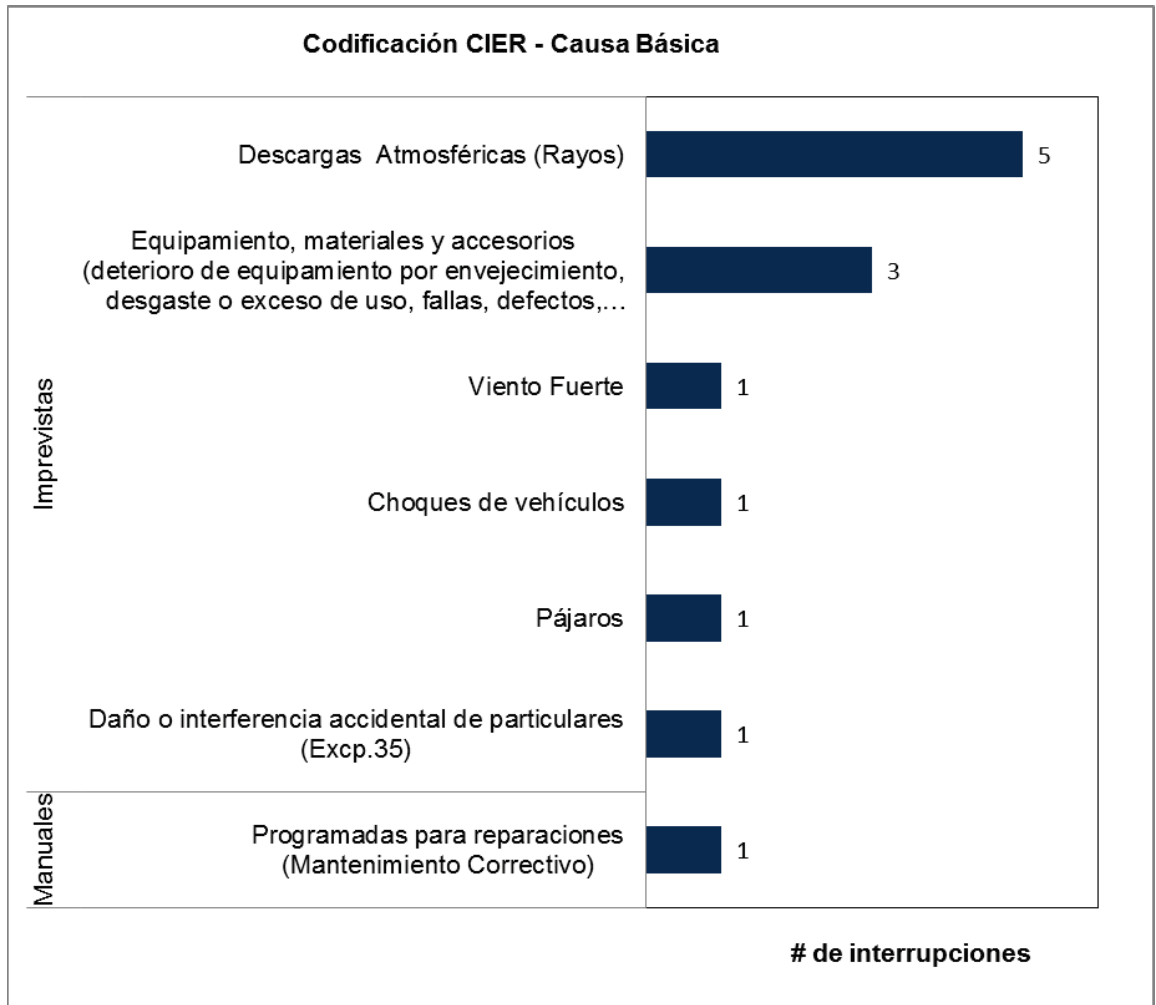


Figura 4.9 Salidas por Causa Básica Primario D [14]

Las salidas de operación están referenciadas a enero de 2012.

4.1.4.1.5 Primario E

- **Curva de carga**



Figura 4.10 Curva de Demanda Primario E [14]

- **Comportamiento del sistema de distribución**

Demanda Máxima [KW]	Factor de carga del alimentador primario		Límite térmico del conductor		Corriente máx. con relación al ajuste de protecciones del relé de fase.		Desbalance entre fases	
	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración	%	Valoración
2699	57	Residencial	15	Verde	29	Verde	22	Amarillo

Tabla 4.9 Comportamiento Primario E [14]

La valoración en factor de carga del alimentador primario se refiere al tipo de circuito que representa (Industrial, comercial, residencial).

La valoración en los demás ítems (rubros) se refiere al grado de problema que presenta ese ítem para el funcionamiento del circuito.

- **Salidas de operación por causa básica**

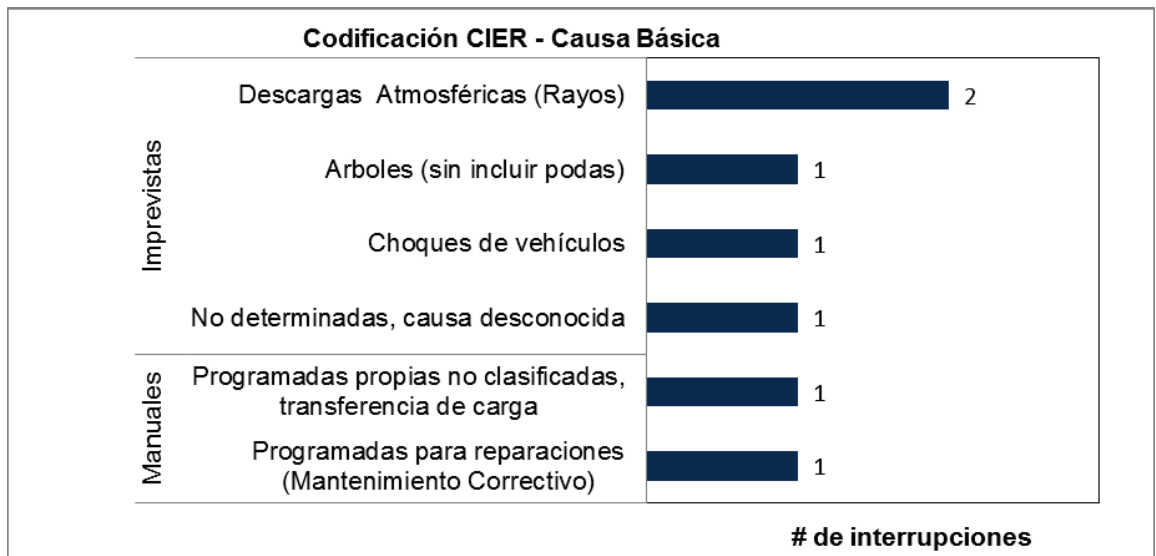


Figura 4.11 Salidas por Causa Básica Primario E [14]

Las salidas de operación están referenciadas a enero de 2012.

4.1.4.2 DESCRIPCIÓN EN DETALLE DEL “PRIMARIO C”

A fin de realizar un buen análisis que permita conocer la verdadera incidencia de las descargas atmosféricas (rayos) en el primario C es necesario conocer sus características más en detalle.

El primario C tiene una longitud aproximada de 36,64 km (sumado todas las ramificaciones existentes). Se extiende en un inicio por la vía a Amaguaña para luego introducirse por la cooperativa Eloy Alfaro y alimentar a los barrios La Baldivia 1, Vista Hermosa y Chaupitena, para luego continuar por el camino viejo a Amaguaña y alimentar a la población de Chillo Jijón. Se debe notar que la mayoría del terreno es plano con varias zonas destinadas a la agricultura y con grandes espacios verdes para la crianza de animales en especial en la zona del camino viejo a Amaguaña.

Las estructuras utilizadas mayormente en el primario son estructuras centradas (RVA1 según la normalización de la Empresa Eléctrica Quito) que están soportadas

en postes de 11,5 m, enterrados a 1,75 m del suelo aproximadamente, con una cruceta centrada de 1,5 m de ancho, cada fase lateral esta soportada un perno tipo espiga y un aislador tipo espiga clase ANSI 56-1 mientras que la fase del centro está soportada por un perno espiga tope de poste y un aislador clase ANSI 56-1.

Una parte del primario de aproximadamente 800m en la calle Pacha (barrio Vista Hermosa) presenta estructuras en volado (RVB1 según la normalización de la Empresa Eléctrica Quito) soportadas en postes de 11,5 metros y con una cruceta de 2,40 m; las tres fases se encuentran soportadas por pernos y aisladores tipo espiga clase ANSI 56-1.

Este es un alimentador muy importante por cuanto es del tipo industrial y suministra energía a grandes empresas emplazadas en la zona como Agripac, Zaimella, Florícola San Antonio e Incubadora Anhalser por nombrar las más grandes, además de alimentar a un distrito militar, el centro de alto rendimiento del club “Independiente del Valle” y al conjunto de viviendas de los barrios antes mencionados. Por lo que es importante mantener la continuidad del servicio y minimizar las salidas de operación a causa de fallas por descargas atmosféricas (rayos) que son las más perjudiciales para el circuito primario.

Primario	# salidas por rayos	Longitud (km)	Rayos por km	Salidas
A	2	11,5	0,2	1 salida cada 5 km
B	0	30,3	0,0	sin salidas
C	8	36,6	0,2	1 salida cada 5 km
D	5	37	0,1	1 salida cada 10 km
E	2	13,8	0,1	1 salida cada 10 km
Total	17			

Tabla 4.10 Fallas por Rayos en Primarios

Según los datos obtenidos del Plan de obras operativo multianual de la Empresa Eléctrica Quito en el primario C en el año 2006 se instalaron pararrayos en diferentes

tramos de su recorrido con el fin de minimizar el impacto de las descargas atmosféricas (rayos) en el sistema. Ahora se puede observar en la tabla 4.10 que el primario C todavía presenta una alta incidencia de descargas atmosféricas (rayos), lo que produce en promedio 1 salida por cada 5 km de recorrido, esto indica que la protección del primario por pararrayos no es suficiente ya que los pararrayos no solucionan el problema de raíz que es el de evitar que las descargas atmosféricas (rayos) impacten en un conductor de fase.

Por lo que en esta parte del estudio se propondrán diferentes alternativas de protección con hilo de guarda para el primario C, que se puedan realizar sin interrumpir el servicio y que permitan reducir al máximo el número de fallas por descargas atmosféricas (rayos).

4.2 APANTALLAMIENTO POR HILO DE GUARDA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

El objetivo de colocar un hilo guarda es el de interceptar las descargas atmosféricas (Rayos) que pudieran impactar directamente en los conductores de fase y desviarlas hacia tierra a fin de que no produzcan problemas. Para que el apantallamiento sea efectivo el cable de guarda debería estar aterrizado en cada poste. Pero como este es un primario de distribución en algunos tramos se tiene transformadores a distancias muy pequeñas por lo que las bajadas a tierra de cada transformador se las utilizaría para aterrizar el cable de guarda.

La corriente de la descarga atmosférica (Rayo) al ser dirigida a tierra provoca un aumento del potencial entre los conductores de fase y la tierra. Esta diferencia de potencial puede causar una descarga inversa a través del aislamiento del conductor a tierra con los conductores de fase.

Debido a esto un cable de guarda en circuitos de distribución ofrecerá una protección efectiva si:

- Se dispone de un buen aislamiento para proporcionar un alto V50% (CFO en inglés) entre la tierra y los conductores de fase, y
- Si se tiene una baja resistencia de puesta a tierra

El costo de incluir un hilo de guarda en circuitos de distribución puede ser un tanto elevado pero se debe considerar que para primarios de tipo industrial el costo de la energía no suministrada puede ser aún más elevado. Por citar un ejemplo para el año 2012 el primario C de la subestación Sangolquí presentó 14 salidas de operación entre imprevistas y manuales lo que produjo un costo de energía no suministrada de 57.817 dólares en total. De las 14 salidas de operación 8 fueron por descargas atmosféricas (Rayos) lo que produjo un costo de energía no suministrada de 25.283 dólares, es decir, casi la mitad de los costos producidos en el primario C fueron a causa de descargas atmosféricas (Datos obtenidos del Plan de obras operativo multianual de la EEQ). A más de esto se debe considerar los efectos que puede causar la interrupción del servicio en usuarios residenciales o comerciales, todo esto hace que un cable de guarda en el primario C sea una inversión (socialmente) rentable.

4.2.1 MODELACIÓN DEL PRIMARIO C DE LA SUBESTACIÓN SANGOLQUÍ

Para el análisis del primario C de la subestación Sangolquí se propondrán diversas variaciones a la estructura principal del circuito a fin de que sea factible un apantallamiento mediante cable de guarda y simulándola como si fuera un solo circuito de distribución en línea recta de 36,6 km de longitud y con un radio de seguridad de 37,2 km (ver 3.4.2.3). Además de tener en cuenta las siguientes características de la zona donde está ubicado el primario:

Nivel cerámico	Temperatura °C	Altura snm Promedio	Presión Barométrica
---------------------------	---------------------------	--------------------------------	--------------------------------

		(m)	(cmHg)*
30	16	2600	54,83

Tabla 4.11 Características Ambientales y de Terreno Primario C [13]

Para este análisis se va a utilizar el nivel cerámico de la zona debido a que este es un valor medido, se lo determina a partir del mapa Cerámico del Ecuador pero en este caso se lo obtuvo a partir del estudio realizado por la Empresa Eléctrica Quito para la construcción de la línea de transmisión de 46 kV hacia Encador que se encuentra en la proximidad de la zona donde está el primario C, un análisis similar se podría realizar con densidades de rayos a tierra que aunque en Ecuador es un factor que no está medido, se puede utilizar la siguiente expresión a fin de obtener la densidad de rayos tierra según la norma IEEE std. 1243:

$$N_g = 0,04 * Td^{1,25} \quad (4.1)$$

$$N_g = 0,04 * Th^{1,1} \quad (4.2)$$

En las ecuaciones:

Td: Número de días de tormenta (nivel cerámico) (días/año)

Th: Número de horas de tormentas (horas/año)

4.2.2 ESTRUCTURAS PROPUESTAS PARA APANTALLAMIENTO

Para la protección del primario C se van a proponer cinco posibles alternativas, recordando que no son las únicas, pero que a percepción del autor son las más factibles a realizar.

4.2.2.1 ESTRUCTURA “CENTRADA”

Con este tipo de estructura se planea mantener la configuración centrada presente en la mayoría de estructuras del primario que se está analizando, con la variación de que se debería cambiar de posición a una de las fases del extremo de la cruceta a fin de poder colocar en su posición el mástil para el soporte del hilo de guarda que necesariamente debe ser más alto que la fase más elevada para proporcionar un protección eficiente.

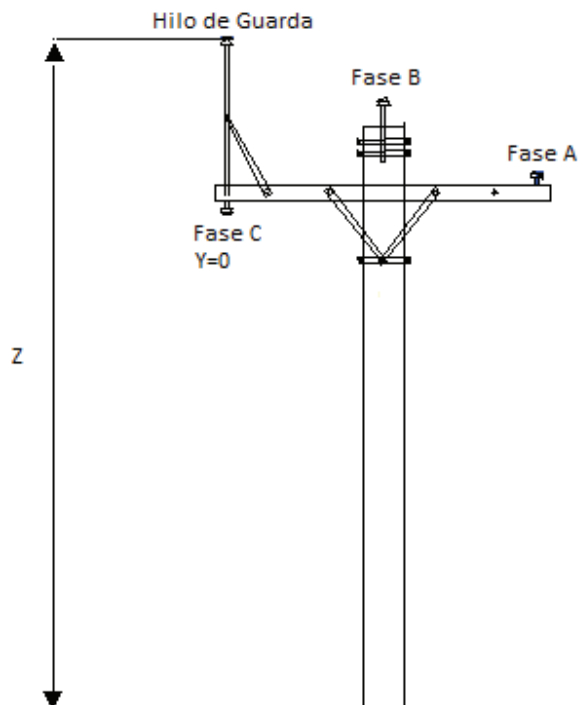


Figura 4.12 Estructura Centrada

La forma de ingreso de las dimensiones de esta estructura son las siguientes:

Primario c		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Estructura "Centrada"	Hilo de Guarda	0	1,4	10,6	36640	1,4	10,6
	Fase A	0	0	9,7	36640	0	9,7
	Fase B	0	0,7	10,1	36640	0,7	10,1
	Fase C	0	1,4	9	36640	1,4	1,4

Tabla 4.12 Forma de Ingreso Estructura Centrada

Se debe notar que la altura Z del hilo de guarda es referencial y que va a variar durante el análisis de la estructura.

4.2.2.2 ESTRUCTURA "LARGA"

Esta estructura se ha diseñado pensando que al cambiar de posición una fase y colocarla debajo de la cruceta, pudiera ser un tanto perjudicial ya que podría quedar muy cerca de la acometidas hacia cámaras de transformación privadas. Esta estructura plantea insertar un alargue a la cruceta en el lado que queda hacia la calle a fin de colocar en su extremo el mástil para que soporte el hilo de guarda y así apantallar a los conductores.

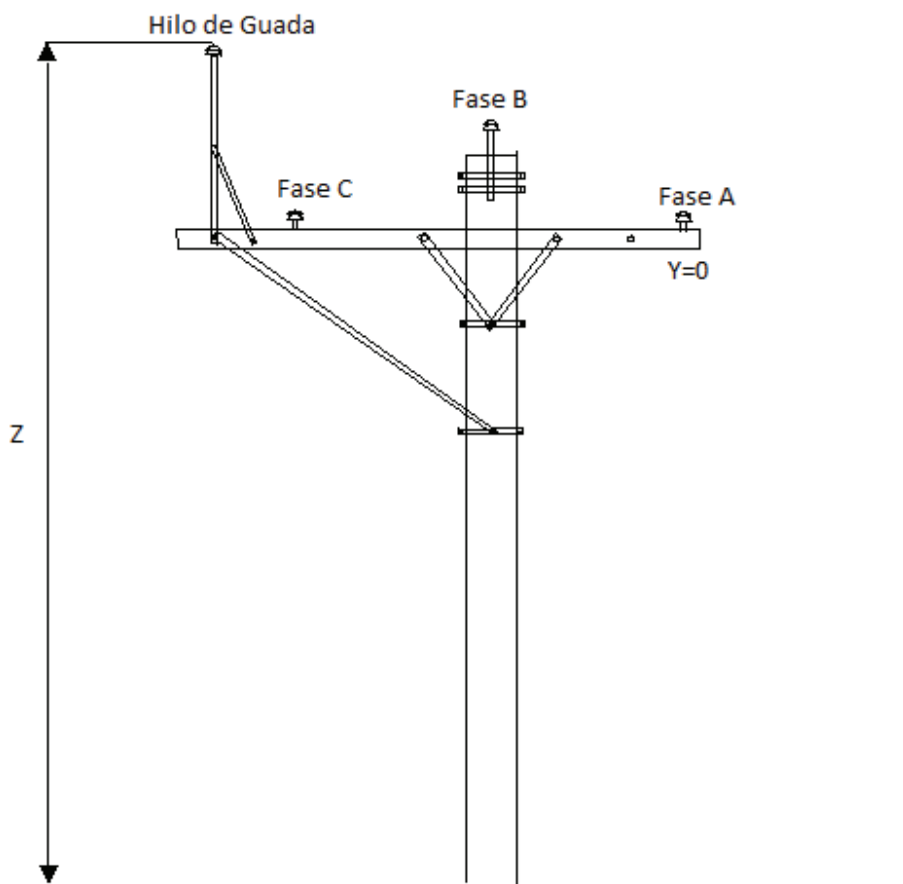


Figura 4.13 Estructura Larga

La forma de ingreso de las dimensiones de esta estructura son las siguientes:

Primario c		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Estructura "Larga"	Hilo de Guarda	0	1,75	10,6	36640	1,75	10,6
	Fase A	0	0	9,7	36640	0	9,7
	Fase B	0	0,7	10,1	36640	0,7	10,1
	Fase C	0	1,4	9,7	36640	1,4	9,7

Tabla 4.13 Forma de Ingreso Estructura Larga

Se debe notar que la altura Z del hilo de guarda es referencial y que va a variar durante el análisis de la estructura.

4.2.2.3 ESTRUCTURA “VOLADO”

Esta estructura plantea una alternativa de protección para conductores en estructuras en “volado” con una cruceta de 2,40 m que si bien no necesitarían un apantallamiento por ser utilizadas en lugares donde las casas son altas y proporcionan cierta protección al circuito de distribución. Pero con el fin de analizarlas se planteará una opción para apantallarlas.

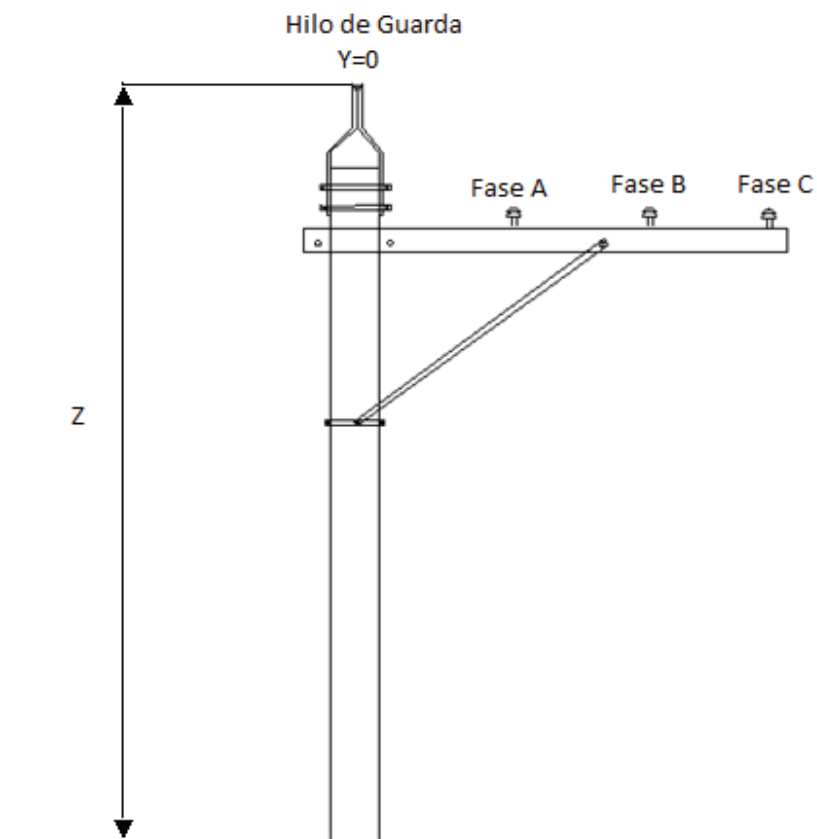


Figura 4.14 Estructura Volado

La forma de ingreso de las dimensiones de esta estructura son las siguientes:

Primario c		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Estructura "Volado"	Hilo de Guarda	0	0	11,25	36640	0	11,25
	Fase A	0	0,67	9,9	36640	0,67	9,9
	Fase B	0	1,43	9,9	36640	1,43	9,9
	Fase C	0	2,2	9,9	36640	2,2	9,9

Tabla 4.14 Forma de Ingreso Estructura Volado

Se debe notar que la altura z del hilo de guarda es referencial y que va a variar durante el análisis de la estructura.

4.2.2.4 ESTRUCTURA "ÁRBOL"

Esta estructura está pensada especialmente para posibles prolongaciones del primario o en su defecto para la construcción de un nuevo primario ya que pretende una arquitectura en "árbol" en donde el cable de guarda está en la punta del poste, la fase intermedia está en una cruceta de 0,40 m por debajo del hilo de guarda y las dos fases restantes están en una cruceta de 2 m, una en cada extremo.

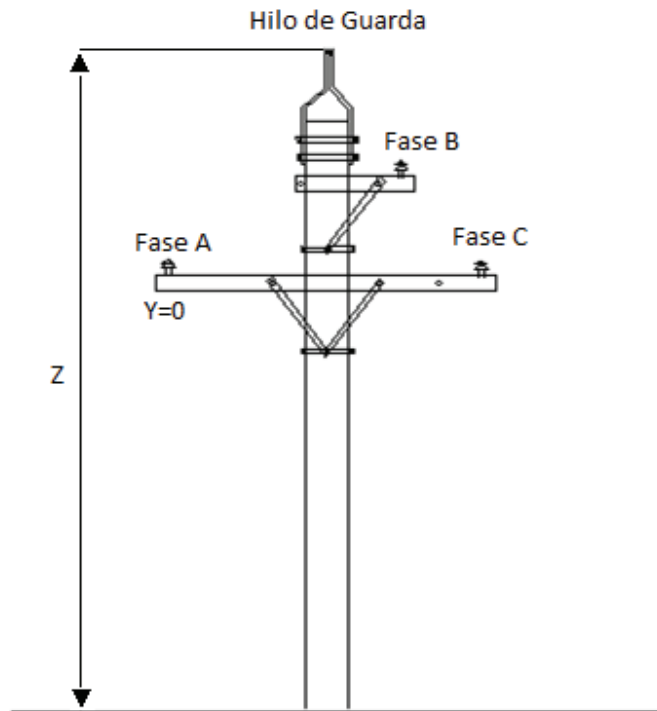


Figura 4.15 Estructura Árbol

La forma de ingreso de las dimensiones de esta estructura son las siguientes:

Primario c		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Estructura "Árbol"	Hilo de Guarda	0	0,95	10,75	36640	0,95	10,75
	Fase A	0	0	8,6	36640	0	8,6
	Fase B	0	1,3	9,6	36640	1,3	9,6
	Fase C	0	1,9	8,6	36640	1,9	8,6

Tabla 4.15 Forma de Ingreso Estructura Árbol

Se debe notar que la altura z del hilo de guarda es referencial y que va a variar durante el análisis de la estructura

4.2.2.5 ESTRUCTURA “NORMAL”

Esta estructura plantea no realizar ningún cambio en la estructura centrada, más si la adición de una nueva fase debajo de cualquier fase de los extremos para “cambiar de roles” ya que la fase de la mitad al estar en la parte más alta vendría a ser el hilo de guarda y la nueva fase intermedia vendría a ser la nueva fase colocada.

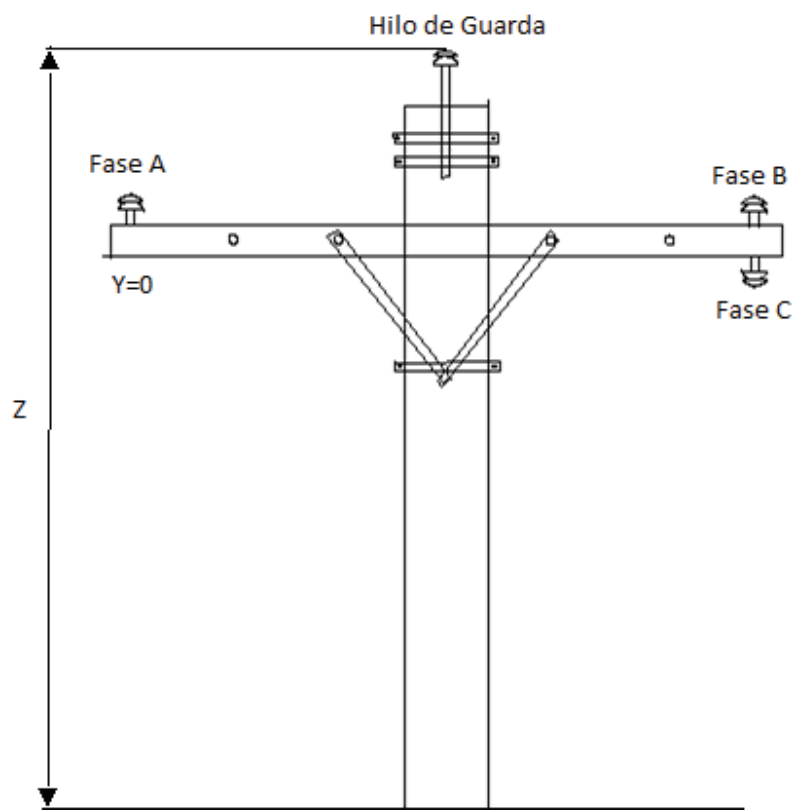


Figura 4.16 Estructura Normal

La forma de ingreso de las dimensiones de esta estructura son las siguientes:

Primario c		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Estructura "Normal"	Hilo de Guarda	0	0,7	10,1	36640	0,7	10,1
	Fase A	0	0	9,7	36640	0	9,7
	Fase B	0	1,4	9,7	36640	1,4	9,7
	Fase C	0	1,4	9	36640	1,4	9

Tabla 4.16 Forma de Ingreso Estructura Normal

Se debe notar que la altura z del hilo de guarda es referencial y que va a variar durante el análisis de la estructura.

4.3 DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO DEL PRIMARIO C DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

El procedimiento para el diseño del apantallamiento de un circuito de distribución es similar al que se realiza para una línea de transmisión, con la diferencia que en líneas de transmisión una falla del apantallamiento puede o no producir una salida de operación de la línea de transmisión debido al alto nivel de aislamiento; en circuitos de distribución -sin protección- cada falla del apantallamiento va a provocar una salida de operación sin importar el nivel de aislamiento, el espaciamiento de los conductores o la puesta a tierra del sistema.

Si bien en circuitos de distribución las descargas atmosféricas directas son las que provocan el mayor número de salidas del sistema, ahora se deben tener en cuenta que en líneas de nivel de aislamiento bajo las descargas inversas (descargas que golpean en tierra en la proximidad del circuito) también pueden producir salidas del

sistema y más aún si el circuito está a campo abierto como sucede en gran parte del primario C de la subestación Sangolquí.

4.3.1 DETERMINACIÓN DE LA CORRIENTE MÍNIMA DE DESCARGA DIRECTA

La determinación de la corriente mínima de descarga directa (I) es muy importante debido a que nos da la pauta para poder empezar con el análisis del estado del circuito, que al igual que en una línea de transmisión está relacionada con el voltaje de la línea de transmisión (V_{cond}) y la impedancia característica del conductor de fase (Z_c) como se muestra en la siguiente ecuación [3]:

$$I = \frac{2 * V_{cond}}{Z_c} \quad (4.3)$$

Donde, para determinar Z_c (Ω) se utiliza la expresión mencionada en la referencia [3]

$$Z_c = 60 * \ln \frac{2 * y_c}{r_e} \quad (4.4)$$

En las ecuaciones:

y_c = "altura promedio de pantalla de cables" sobre el piso y se calcula según el tipo de terreno por el que pasa la línea de transmisión.

$$\text{➤ } y_c = h - \frac{2}{3} f_c \quad (4.5) \quad \text{Para terreno plano [1]}$$

$$\text{➤ } y_c = h \quad (4.6) \quad \text{Para terreno ondulado [1]}$$

$$\text{➤ } y_c = 2 * h \quad (4.7) \quad \text{Para terreno montañoso[1]}$$

h = Altura de los conductores de fase en la torre (m).

f_c = Flecha del conductor (m).

Para el análisis del circuito de distribución se utilizará la expresión para terreno plano debido a que, como se mencionó anteriormente, el circuito primario está ubicado en el campo sin mayores variaciones de altitud, además se ha considerado una flecha de 0,5m.

Un valor indispensable para el cálculo es el radio equivalente del conductor, para el caso de un solo conductor de fase se recomienda utilizar $r_e=6\text{cm}$ (según referencia [3]), en caso de tener más conductores utilizar la metodología de cálculo descrita en 5.5.1.

Aplicando las ecuaciones antes mencionadas, para el caso de análisis se obtuvieron los siguientes resultados:

Estructura	r_e (m)	y_c (m)	Z_c (Ω)
Centrada	0,06	9,77	347,15
Volado	0,06	9,6	346,1
Larga	0,06	9,77	347,15
Árbol	0,06	9,3	344,2
Normal	0,06	9,36	344,6

Tabla 4.17 Características Estructuras

Debido a la disposición de los conductores y las características propias de cada estructura, todas presentan diferentes impedancias características que aunque no es mayor la variación vale notarlas, aunque se podría aproximar este valor a 350Ω .

4.3.2 CORRIENTE CRÍTICA DE ARQUEO DEL RAYO EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

Como se explica en 5.5.2, la corriente que dará lugar a un flameo si los rayos caen directamente sobre un conductor de fase se calcula según la expresión [3]:

$$I_c = \frac{2 * V_{co\%}}{Z_c} \quad (4.8)$$

$$V_{co\%} = V_{50\%} - 2,5\sigma_c = 0,9 V_{50\%} \quad (4.9)$$

En las ecuaciones:

I_c = Corriente crítica de rayo que produce flameo (kA).

$V_{50\%}$ = Tensión crítica de flameo (CFO) (kV).

σ_c = Desviación estándar respecto a $V_{50\%}$ con valor de 0,03 para impulso por rayo.

Para corregir la corriente crítica (I_c), debe considerarse la altura, presión atmosférica y temperatura; para ello se utiliza la expresión de tensión crítica de flameo para diseño ($V_{50\%}$ diseño) [3] y se sustituye en la ecuación para obtener el valor corregido de la corriente como muestra la ecuación [3]:

$$I_c = \frac{2 * V_{co\%}}{Z_c} = \frac{2 * 0,9V_{50\%_{diseño}}}{Z_c} \quad (4.10)$$

Para el diseño como ya se mencionó anteriormente se utilizará la tensión crítica de flameo corregida por altitud, presión, temperatura y humedad para lo cual se relaciona el $V_{50\%}$ diseño con el factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura (Formula de Peek) (δ) [3].

$$\delta = \frac{3,93 * b}{273 + T^{\circ}C} \quad (4.11)$$

En las ecuaciones:

b = Presión barométrica (cmHg)*.

$T^{\circ}C$ = Temperatura en grados centígrados.

A fin de encontrar la presión barométrica para la altura sobre el nivel del mar a la que se encuentra el primario C se utiliza la siguiente fórmula para el cálculo:

* En el sistema internacional se emplea mm de mercurio o bares, pero la ecuación 4.10 esta acoplada para trabajar en cmhg.

$$P = P_o - d * g * h \quad (4.12)$$

Dónde:

P= Presión a la altura deseada.

Po= Presión atmosférica a nivel del mar (760mmHg).

d= Densidad del aire (kg/m³).

g= Gravedad (9,8m/s)

h= altura en metros

El ingeniero diseñador debe estar familiarizado con el nivel de aislamiento en función de la combinación de materiales aislantes, más para obtener mejores resultados es necesario utilizar el V50%diseño (CFO en inglés) definido como el nivel de voltaje que estadísticamente se tiene el 50% de probabilidad de provocar una salida y el 50% de probabilidad de no producirla. Corregida por los factores antes mencionados (Ver deducción en 5.5.4) se presenta de la siguiente manera:

$$V50\% = \frac{V50\%nominal * Kh}{\delta^n} \quad (4.13)$$

$$V50\% = \frac{\frac{NBI}{0,961} * Kh}{\delta^n} \quad (4.14)$$

En las ecuaciones:

V50% diseño= Tensión critica de flameo para diseño (kV)

Kh= Factor de humedad atmosférica con valor igual a uno

n= constante de rayo con valores de 0,8 a 1; n=1 para impulsos por rayo.

4.3.3 NIVEL DE AISLAMIENTO EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

La aislación en distribución está compuesta por; porcelana, aire, madera, polímeros o fibra de vidrio. Cada elemento tiene su propio nivel de aislamiento que se ve afectado por diferentes factores que hacen difícil estimar el nivel de aislamiento total, como lo son [1]:

- Condiciones atmosféricas (densidad de aire, humedad, lluvia y contaminación atmosférica)
- Polaridad y tamaño de la onda de voltaje
- Factores físicos como forma del aislador, forma del metal y configuración de los aisladores (montados verticalmente, horizontalmente o con algún Ángulo)

El Primario analizado posee aisladores de clase ANSI56-1 que tiene las siguientes características:

Dimensiones mm (pulgadas)		ANSI 56-1
Distancia de fuga		330
Distancia de arqueo		178
Altura mínima de la espiga		152
Datos Eléctricos kV		
Voltaje aplicación		24,9
Flameo a baja frecuencia:	Seco	95
	Húmedo	60
Flameo a impulso Crítico:	Positivo	150
	Negativo	190
Voltaje de perforación		130

Tabla 4.18 Características Aislador ANSI 56-1 [22]

Siendo el aislador el único elemento aislante de la estructura el BIL a utilizar es el de flameo a impulso crítico positivo.

Aplicando las ecuaciones antes mencionadas para determinar los valores para el diseño de la línea de transmisión se obtuvieron los siguientes resultados:

Estructura	V50% Diseño	I Critica (kA)
Centrada	209,88	0,54
Volado	209,88	0,55
Larga	209,88	0,55
Árbol	209,88	0,55
Normal	209,88	0,55

Tabla 4.19 Corriente Crítica Distribución

4.3.4 CÁLCULO DEL ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO

El ángulo de apantallamiento (α) está definido como el ángulo formado entre la recta del hilo de guarda y tierra con la recta entre el hilo de guarda y el conductor de fase (más lejano). Para el cálculo del ángulo de apantallamiento se utilizará el modelo electrogeométrico recalcando nuevamente que cualquier falla del apantallamiento va a producir una salida de operación del primario.

Se debe considerar que mientras más alta es la estructura esta va a interceptar más descargas, debido a que los postes de distribución pueden ser considerados como una punta que favorece a la formación de canales ascendentes, esto puede afectar ligeramente en la protección del hilo de guarda [2]. A fin de proporcionar un apantallamiento efectivo la norma IEEE std. 1410 de 2004 expresa que un ángulo de apantallamiento de 45 grados o menos es suficiente (se debe recordar que la norma

IEEE std. 1410 está diseñada para líneas menores de 15m de alto con espaciamentos entre conductores de máximo 2m). A criterio del autor y según las experiencias obtenidas mediante las simulaciones se va a considerar el ángulo de apantallamiento igual que en líneas de transmisión que debe ser como mínimo de 30 grados o menos a fin de proporcionar un apantallamiento totalmente efectivo considerando que cada falla del apantallamiento va a producir una salida de operación del primario. Queda a criterio del ingeniero diseñador el ángulo de apantallamiento que desee utilizar en función del grado de apantallamiento necesario. La eficiencia de la selección del ángulo puede probarse por medio de simulaciones con el software D.A.L.T. y mejorar el diseño si es necesario.

4.3.5 CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS CRÍTICAS DEL APANTALLAMIENTO

Según la norma IEEE std. 1243 y la norma IEEE std. 1410, se establecen dos ecuaciones para el cálculo de estas distancias, indiferentemente que sea una línea de transmisión o un circuito de distribución, y son las siguientes:

$$rc = 10 * I^{0,65} \quad (4.15)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} rg = (3,6 + 1,7 \ln(43 - yc)) * I^{0,65} \quad (4.16) \text{ si } yc < 40\text{m} \\ rg = 5.5 * I^{0,65} \quad (4.17) \text{ si } yc \geq 40\text{m} \end{array} \right.$$

En las ecuaciones:

rc= Distancia crítica (m).

rg= Distancia crítica a tierra (m).

yc= altura promedio de pantalla de cables (m).

I= corriente crítica de arqueo (kA).

Aplicando estos valores para el análisis del primario C se obtuvieron los siguientes valores:

estructura	Dist. Crítica de arqueo(rc) (m)	Dist. Crítica a tierra(rg) (m)
Centrada	6,73	6,43
Volado	6,75	6,45
Larga	6,77	6,49
Árbol	6,77	6,47
Normal	6,73	6,48

Tabla 4.20 Distancia Crítica Distribución

De los resultados presentados en la tabla 4.20 se puede observar que para circuitos de distribución la distancia crítica de arqueo a los conductores de fase o al hilo de guarda (rc) y la distancia crítica de arqueo a tierra (rg) son prácticamente iguales y equivale prácticamente a la mitad de altura del poste; sin importar el tipo de estructura que se analice.

4.3.6 VENTANA DE ATRACCIÓN DEL RAYO

El modelo electrogeométrico se basa en parámetros geométricos para disposición de los conductores de guarda y las fases a fin de poder determinar la ventana de atracción del rayo, que es el área desprotegida que queda entre la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) el hilo de guarda y la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) la tierra, todas las descargas atmosféricas (rayos) que incidan en esta área desprotegida serán atraídos por las

fases (Falla del apantallamiento) y provocarán una salida de operación del primario de distribución. De lo expresado en 5.5.9 se puede ver que se tiene el caso 3 (figura 4.17) es decir donde $rg < yc$ por lo tanto el ángulo θ (ángulo formado entre la línea horizontal imaginaria de la fase más expuesta y la recta imaginaria que une el final del área desprotegida con el conductor de fase más expuesto) es de valor negativo lo que muestra una medida falsa del área desprotegida, por lo que a fin de analizar la mayor área desprotegida el ángulo θ debe ser cero.

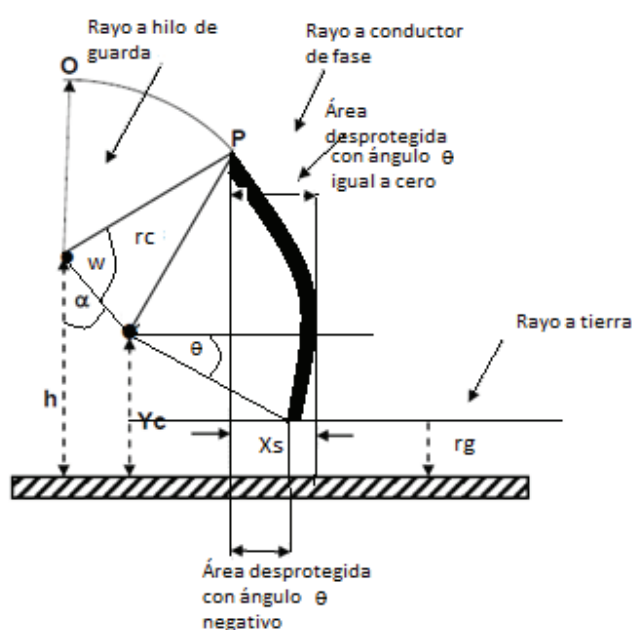


Figura 4.17 ventana expuesta caso 3

Aplicando esto al primario C, en función de las ecuaciones mencionadas en el numeral 5.5.9 se tiene que:

Estructura	θ (°)	Altura Cable de Guarda	Dcg (m)	w (°)	Angulo de apantallamiento (α)	Ventana expuesta (xs)
Centrada	0	10,6	0,86	86,34	54,46	3,177
		10,85	1,02	85,66	43,02	2,173
		11,1	1,22	84,80	34,99	1,590
		11,35	1,43	83,90	29,25	1,241
		11,6	1,65	82,96	25,02	1,027
		11,85	1,88	81,97	21,80	0,892
		12,1	2,11	80,98	19,29	0,805
Promedio ventana expuesta menos 30 grados						0,991
Volado	0	10,25	2,3	80,18	81,16	6,861
		10,75	2,46	79,49	69,30	5,553
		11,25	2,7	78,46	59,04	4,503
		11,75	3,01	77,11	50,57	3,732
		12,25	3,36	75,58	43,75	3,189
		12,75	3,75	73,86	38,29	2,822
Promedio ventana expuesta menos 30 grados						2,741
Propuesta	0	10,25	0,74	86,87	28,30	0,994
		10,5	0,97	85,89	21,25	0,652
		10,75	1,2	84,92	16,93	0,494
		11	1,44	83,90	14,04	0,414
		11,25	1,68	82,87	11,98	0,373
		11,5	1,93	81,81	10,44	0,355
		11,75	2,18	80,73	9,25	0,350
Promedio ventana expuesta menos 30 grados						0,519
Larga	0	10,6	1,16	85,09	64,54	4,394
		10,85	1,29	84,53	54,46	3,378
		11,1	1,45	83,85	46,40	2,653

		11,35	1,63	83,09	40,03	2,148
		11,6	1,83	82,23	34,99	1,799
		11,85	2,04	81,33	30,96	1,556
		12,1	2,25	80,43	27,70	1,382
Promedio ventana expuesta menos 30 grados						1,469
Normal	0	10,1	0,81	86,55	60,25	3,750
		10,6	1,14	85,14	37,87	1,787
		10,85	1,34	84,29	31,33	1,359
		11,1	1,57	83,30	26,56	1,103
		11,35	1,79	82,36	22,99	0,939
Promedio ventana expuesta menos 30 grados						1,788

Tabla 4.21 Ventana Expuesta Distribución

Al no tener una estructura en donde se tengan las dimensiones definidas y la ubicación del o los hilos de guarda es necesario colocar el hilo de guarda a diferentes alturas a fin encontrar los parámetros que ofrezcan el mejor comportamiento para el apantallamiento y luego verificarlos con el software D.A.L.T.

Se debe notar que como para la simulación del programa es necesario establecer un área de seguridad, al ser esta proporcional a la ventana expuesta va a representar los rayos que posiblemente son atraídos por el cable de guarda pero que no necesariamente van a caer en el circuito eléctrico y al no tener una estructura como referencia que permita conocer esa ventana expuesta (**como se verá en el diseño del apantallamiento de la línea de transmisión**) es necesario obtener una ventana expuesta promedio en función de las alturas que cumplen con el ángulo de apantallamiento (en este caso igual o menor a 30 grados).

4.3.7 CORRIENTE MÁXIMA DEL RAYO QUE TRASPASA LA VENTANA

Determinar la corriente máxima que puede provocar una falla es un parámetro muy importante ya que esto nos ofrecerá una visión más clara al momento de escoger la altura del hilo guarda ya que el software D.A.L.T. presenta la lista de corrientes que traspasan el apantallamiento, se utilizará el método gráfico descrito en 5.5.11 en base a la siguiente gráfica:

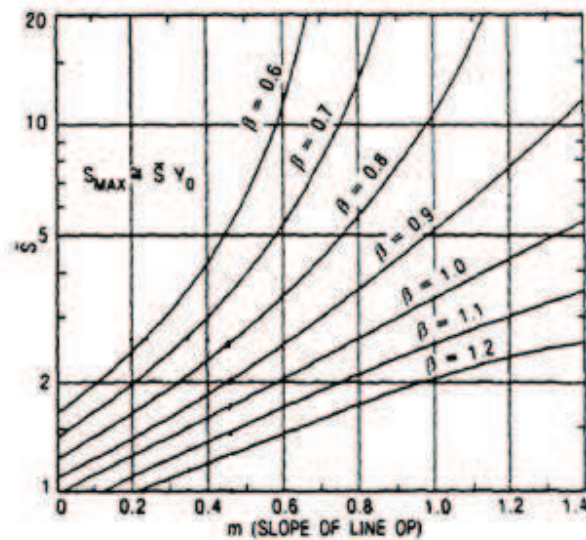


Figura 4.18 Parámetros Ventana Expuesta

Como se ve en la figura 4.18 es necesario conocer el valor de la tangente del ángulo de apantallamiento (m) y el parámetro β , que resulta de la relación entre la distancia crítica a tierra y la distancia crítica de arqueo, para así poder hallar el factor S .

Para este caso debido a que la distancia crítica de arqueo a tierra y la distancia crítica de arqueo son muy similares el valor del parámetro β es muy cercano a 1.

Los resultados de las diferentes estructuras propuestas en función de la diferente altura del hilo de guarda son los siguientes:

Centrada	Altura Cable de Guarda	m	β	S
Centrada	10,6	1,40	1,0	5,3
	10,85	0,93	1,0	3
	11,1	0,70	1,0	2,3
	11,35	0,56	1,0	1,9
	11,6	0,47	1,0	1,8
	11,85	0,40	1,0	1,7
	12,1	0,35	1,0	1,5
Volado	10,25	6,43	1,0	
	10,75	2,65	1,0	
	11,25	1,67	1,0	
	11,75	1,22	1,0	4,7
	12,25	0,96	1,0	3,3
	12,75	0,79	1,0	2,67
Propuesta	10,25	0,54	1,0	1,9
	10,5	0,39	1,0	1,63
	10,75	0,30	1,0	1,45
	11	0,25	1,0	1,41
	11,25	0,21	1,0	1,36
	11,5	0,18	1,0	1,27
	11,75	0,16	1,0	1,227
Larga	10,6	2,10	1,0	
	10,85	1,40	1,0	5,3
	11,1	1,05	1,0	3,35
	11,35	0,84	1,0	2,71
	11,6	0,70	1,0	2,57

	11,85	0,60	1,0	2,14
	12,1	0,53	1,0	1,9
Normal	10,1	1,75	1,0	
	10,6	0,78	1,0	2,67
	10,85	0,61	1,0	2,17
	11,1	0,50	1,0	1,81
	11,35	0,42	1,0	1,64

Tabla 4.22 Parámetros Ventana Expuesta

Debe notarse que para ciertas alturas no se puede encontrar el valor del parámetro “S” debido a que la tangente del ángulo de apantallamiento tiene un valor muy alto, por lo que el ángulo de apantallamiento es elevado y por lo tanto la gráfica propuesta por la referencia [4], no las abarca. Esto significa que estas alturas el hilo de guarda no va a ofrecer un apantallamiento adecuado debido, a que su área expuesta es muy grande en función del tamaño de la estructura.

Ahora en base a los resultados obtenidos se puede hallar el factor S_{max} necesario para hallar la corriente máxima en base a las siguientes formulas [4]:

$$Y_o = \frac{(Y_g + Y_c)}{2} \quad (4.18)$$

$$S_{max} = S * Y_o \quad (4.19)$$

Y por lo tanto según lo especificado en la referencia [4] la fórmula para calcular la corriente máxima que perfora el apantallamiento es:

$$I_{max} = 0,029 * S_{max}^{1.54} \quad (4.20)$$

Los resultados de las diferentes estructuras propuestas en función de la diferente altura del hilo de guarda son los siguientes:

Centrada	Altura Cable de Guarda	Yo	I_{max} (kA)
Centrada	10,6	10,19	13,49
	10,85	10,31	5,72
	11,1	10,44	3,87
	11,35	10,56	2,94
	11,6	10,69	2,75
	11,85	10,81	2,57
	12,1	10,94	2,15
Volado	10,25		
	10,75		
	11,25		
	11,75	10,68	12,05
	12,25	10,93	7,25
	12,75	11,18	5,41
Propuesta	10,25	9,78	2,61
	10,5	9,90	2,10
	10,75	10,03	1,79
	11	10,15	1,75
	11,25	10,28	1,68
	11,5	10,40	1,54

	11,75	10,53	1,49
Larga	10,6		
	10,85	10,31	13,75
	11,1	10,44	6,59
	11,35	10,56	5,08
	11,6	10,69	4,76
	11,85	10,81	3,66
	12,1	10,94	3,10
Normal	10,1		
	10,6	9,98	4,55
	10,85	10,11	3,37
	11,1	10,23	2,60
	11,35	10,36	2,27

Tabla 4.23 Distribución de la Corriente Máxima

4.4 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS GLOBALES

Antes de pasar a presentar los resultados generales, es necesario terminar de especificar las condiciones en las cuales se realizó la simulación, para que el lector en caso de querer verificar los resultados obtenga valores iguales o parecidos por la característica probabilística del software D.A.L.T.

El primario C fue simulado como si fuera una sola línea recta de longitud 36,64 km (Esta longitud fue calculada sumado todas las ramificaciones del primario) y con un radio de influencia para el ingreso de datos del software D.A.L.T. de 37,2 km, se lo

realizó de esta manera, debido a que en el Software D.A.L.T. es imposible considerar todas las ramificaciones del primario.

La ecuación utilizada para el cálculo de la distancia crítica de arqueo es la desarrollada por IEEE, mencionada en 4.3.5 debido a que, al igual que para el diseño de una línea de transmisión la metodología empleada para el desarrollo del diseño fue la de IEEE. Además se utilizó la curva de distribución de probabilidad de corriente propuesta por Cigré ya que esta curva considera rayos de magnitud de corriente bajas.

Se aclara que la curva de distribución de probabilidad de corriente de Cigré no considera corrientes de descarga tan pequeñas como las calculadas en los numerales anteriores, pero al no existir una curva de probabilidad que mida estos valores se optó por utilizar la curva de Cigré, que si bien ingresa un error en los resultados por no simular todas las magnitudes de corriente que podrían perforar el apantallamiento, se tratará de minimizar este efecto aumentando la distancia de seguridad a fin de considerar un mayor número de descargas que pudieran perforar el apantallamiento.

Curva	Límites de integración	
	Unam	I min (kA)
I max (kA)		185
Cigré	I min (kA)	3,74
	I max (kA)	200
Herodotou	I min (kA)	8,8
	I max (kA)	480

Tabla 4.24 Características Curvas de Densidad de Corriente

De lo descrito anteriormente el primario C presenta en su recorrido una combinación de estructuras entre centradas y en volado pero para motivo del análisis se decidió simular el circuito de distribución como un solo tramo y con un mismo tipo de estructura ya que con esto se busca determinar el verdadero grado de apantallamiento que proporciona la estructura propuesta mediante el mayor número de descargas simuladas que pudieran perforar el apantallamiento.

4.4.1 CRITERIO DE OPTIMIZACIÓN (IEC 71-2)

El aislamiento de una red es analizado en base al número de salidas de servicio. Los defectos pueden tener consecuencias diferentes según la red donde se producen, por ejemplo, los efectos sobre una red mallada son diferentes que los de una red radial. Por consiguiente la tasa de salidas de servicio admisibles en una red puede variar de un punto a otro, según su configuración y según las consecuencias que pueda tener un defecto en cada segmento del circuito.

Teniendo en cuenta estadísticas realizadas en redes de servicio y en proyectos en la etapa de diseño se ha determinado tasas de salida de operación admisibles. Para líneas aéreas el número de salidas admisibles debido a rayos varían entre 0,1/100 km/año (Valor correspondiente a líneas de transmisión) y 20/100 km/año (Valor correspondiente a líneas de distribución) [7]. Las cifras correspondientes para salidas de servicio debido a sobretensiones de maniobra se sitúan entre 0,01 y 0,001 por maniobra.

4.4.2 INFLUENCIA DEL PERIODO DE PROTECCIÓN SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD

Se va a realizar un análisis comparativo que como primer punto va a determinar la distancia de seguridad óptima (necesaria para el ingreso de datos en el software D.A.L.T.) con la cual los resultados tienen el menor grado de error, para esto se va a utilizar el periodo de protección del primario.

Cabe recalcar que el número de años considerados para la simulación es de 1000 años para cumplir con la naturaleza probabilística del software D.A.L.T. y así tener datos consistentes con un bajo índice de error.

Además se debe notar que la distancia de seguridad se incrementó en el orden 1 metro debido a que una variación menor no presenta variación de resultados significativos.

El parámetro H representa la altura del hilo de guarda con respecto al piso, es decir la coordenada "Z" que se debe ingresar en el software D.A.L.T. para realizar la simulación, por otra parte las simulaciones fueron realizadas para los 36,64 km de longitud del primario C y para un nivel cerámico de 30.

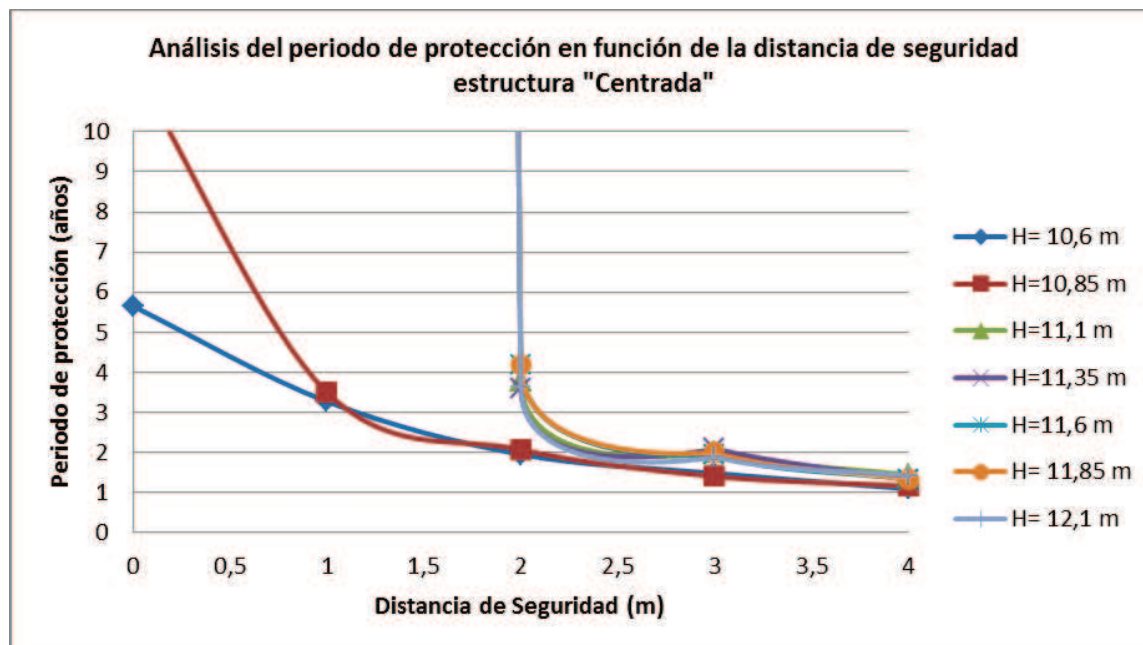


Figura 4.19 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Estructura "Centrada"*

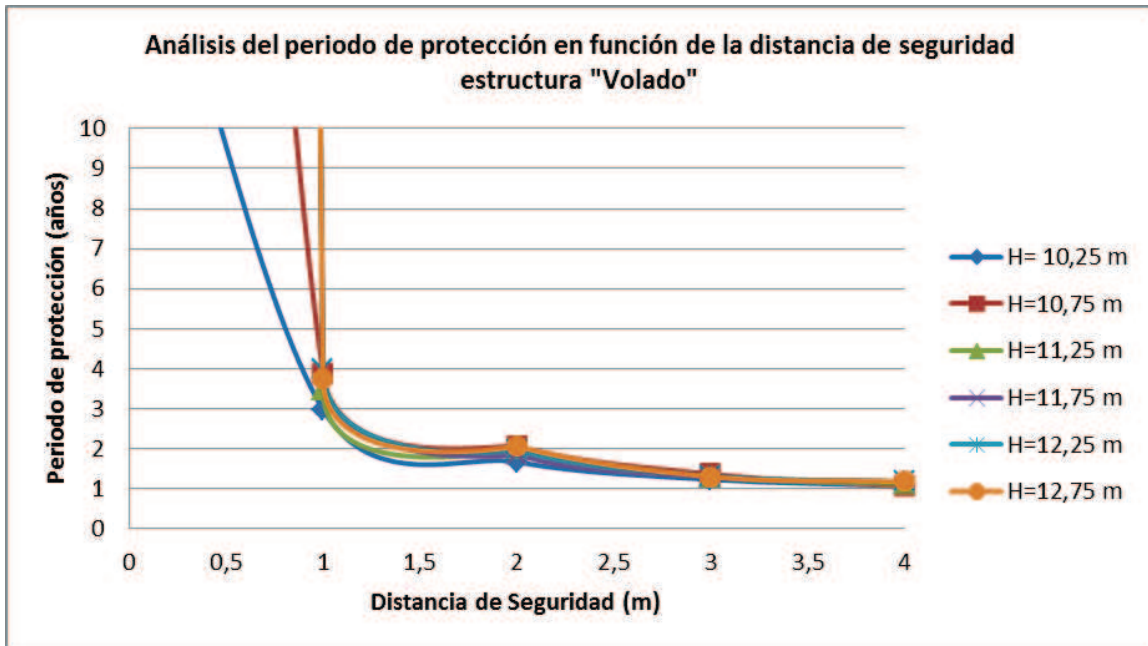


Figura 4.20 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Estructura "Volado" *

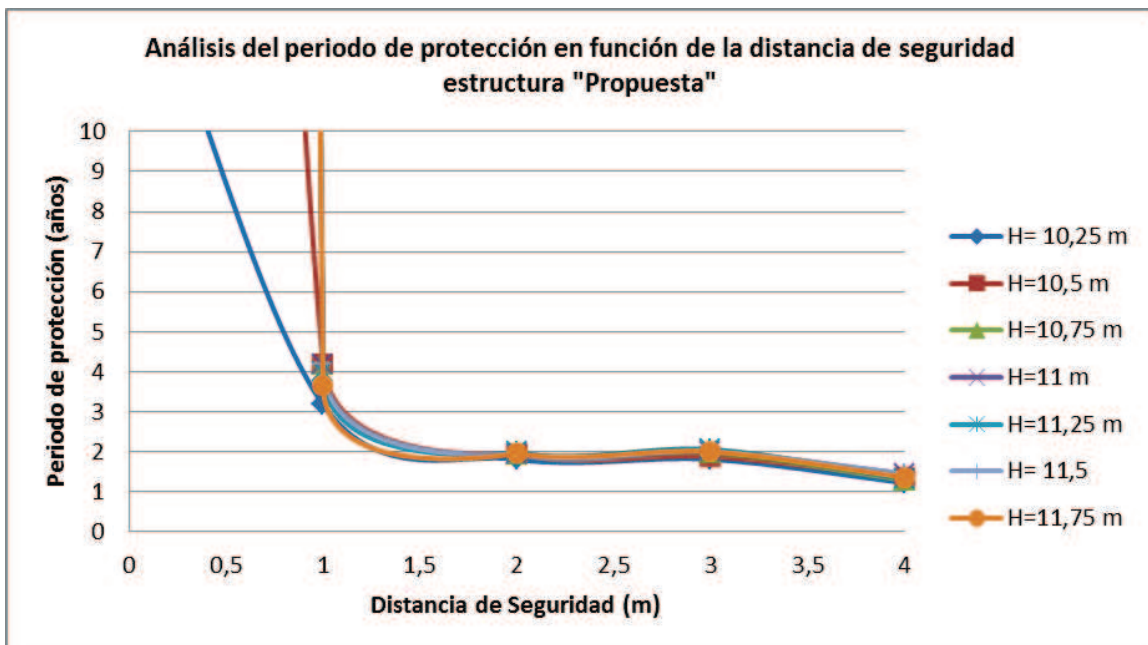


Figura 4.21 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Estructura "Propuesta"*

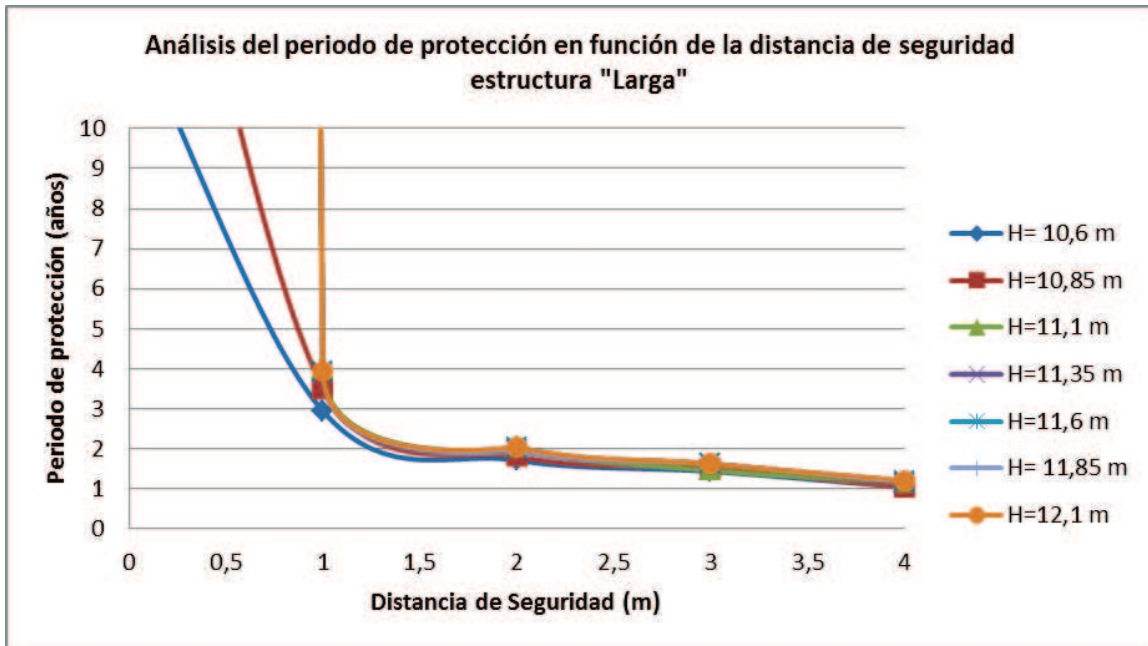


Figura 4.22 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Estructura "Larga"*

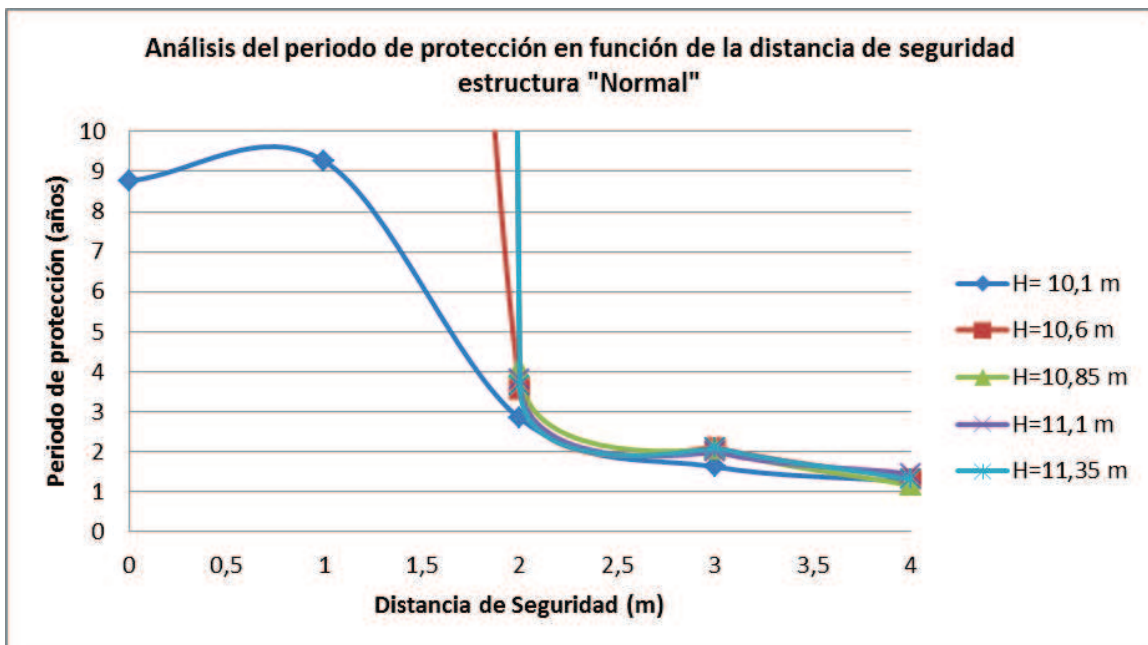


Figura 4.23 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Estructura "Normal"*

*En algunas gráficas las curvas se superponen

Para una distancia de seguridad de 0m a cualquier altura a la que se coloque el hilo de guarda se tiene periodos de protección altos. Ahora se debe tener en cuenta que se simulan rayos verticales, por lo que un área de seguridad de 0 m no considera los rayos que pudieran caer de forma inclinada y al no poder simular todos los rayos que pudieran ocasionar una falla es necesario tener un área de seguridad mínima que para disminuir el error producido. También nótese que un área de seguridad de 0 m significaría una protección sólo de la base del elemento protector, lo cual no tendría efectos prácticos.

Las distancias de seguridad de 1m y 2m ofrecen periodos de protección aceptables y además en algunos tipos de estructuras ofrecen periodos de protección parecidos a los que ofrece las distancia de seguridad de 3m lo que indica que se están tomando la cantidad de descargas atmosféricas (rayos) suficientes para el análisis.

Ahora si bien en algunas estructuras para una distancia de seguridad de 1m el periodo de protección es muy elevado (de cientos o miles de años) y podría pensarse que esta medida es equivocada o difícil de alcanzar, debe considerarse que esta es una estructura pequeña no de las dimensiones de una línea de transmisión y al considerar una distancia de seguridad de 1m se está tomando un área de falla de casi el doble del ancho de la estructura (considerando una cruceta 1,50m) a cada extremo de la misma, por lo que la cantidad de rayos interceptados y de falla podría ser la adecuada.

Por lo dicho anteriormente, una distancia de seguridad de 2m podría parecer excesiva ya que se está considerando un ancho mucho más grande que el de la estructura y podría pensarse en un principio que se están considerando demasiadas descargas en el área que podrían producir fallas pero debe recordarse que no se está simulando toda la gama de rayos que pudieran producir una falla por lo que al considerar un área mayor estamos compensando (de alguna manera) este número de descargas no simuladas con otras de diferente magnitud de corriente.

Un aspecto fundamental para conocer la correcta distancia de seguridad a utilizar es la ventana expuesta al rayo ya que el objetivo de un buen

apantallamiento es que esta ventana sea la menor posible y la distancia de seguridad debe ser parecida a esta ventana a fin de considerar todas las descargas que podrían perforar el apantallamiento y producir una falla.

Para distancias de 3m y 4m se puede ver que el periodo de protección es bajo, esto se debe a que se están considerando muchas descargas aledañas que caen a tierra dentro del área definida como protegida, pero que excede la de la instalación, por lo cual los resultados no reproducen la realidad. Pero para la estructura en volado estas distancias podrían ser adecuadas debido a la gran ventana expuesta que posee debido al ancho de la estructura (Cruceta de 2,40m) y a la ubicación propuesta del cable de guarda.

En base al análisis realizado anteriormente las distancias seleccionadas son:

Estructura	Ventana expuesta promedio (m)	Distancia de seguridad (m)
Centrada	0,991	2
Volado	2,741	3
Propuesta	0,519	1
Larga	1,469	2
Normal	1,788	2

Tabla 4.25 Resultados Ventana Expuesta

De lo visto anteriormente conseguir una ventana expuesta de cero es muy difícil ya que conllevaría muchos cambios en la estructura y alturas elevadas para el hilo de guarda por lo que, para la selección de distancia de seguridad se optó por una distancia mayor que la ventana expuesta promedio de las diferentes alturas

simuladas que cumplen con el ángulo de apantallamiento especificado para este caso (30°), a fin de poder incluir las descargas que no se están simulando por los límites de integración de la curva de densidad de probabilidad corriente proporcionada por Cigrè y así obtener una medida de salidas mucho más real.

4.4.3 INFLUENCIA DEL NÚMERO DE SALIDAS TOTALES/100KM/AÑO SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD

El número de salidas es un aspecto fundamental para el diseño de un circuito aéreo por lo que el apantallamiento será juzgado en base a este a criterio a fin de encontrar una altura que ofrezca las garantías especificadas por la norma IEC 71-2 y según la distancia de seguridad antes encontrada.

4.4.3.1 RESULTADOS ESTRUCTURA “CENTRADA”

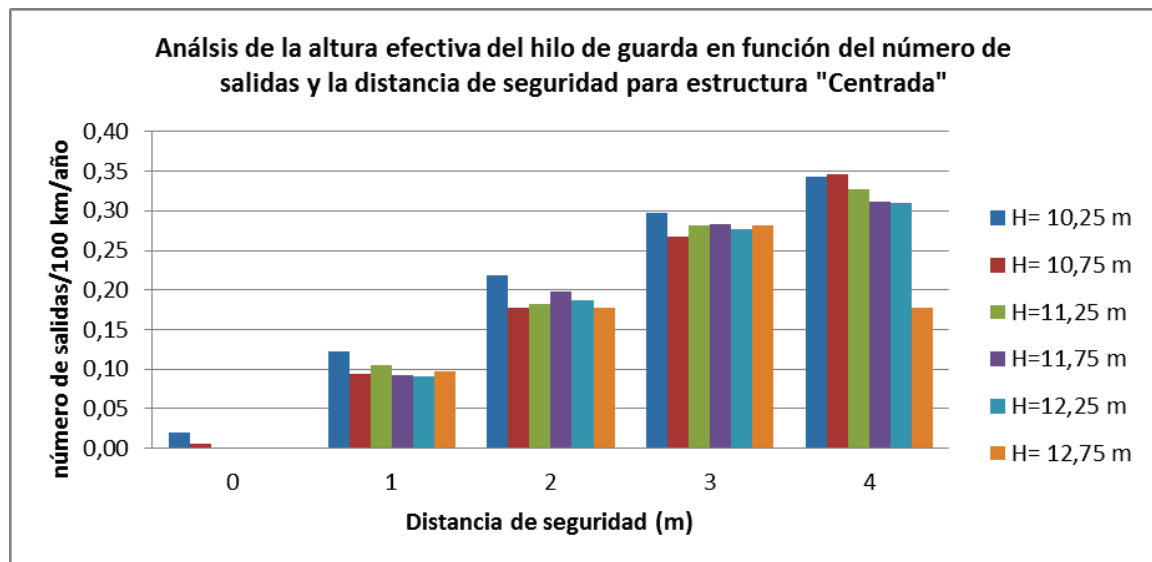


Figura 4.24 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para Estructura "Centrada"

Como se puede ver en la figura 4.24 la tendencia del número de salidas/100km/año con respecto a la distancia de seguridad es ascendente, excepto para la altura de 12,75m y distancia de seguridad de 4m, esto se debe a la característica aleatoria del software D.A.L.T. que a pesar de realizar varias simulaciones para el mismo caso, siempre presenta el mismo valor, de aquí la importancia que tiene el simular a varias distancias de seguridad para una misma altura ya que con eso se logra obtener una estadística de cómo se comporta el circuito analizado y permite descartar valores erróneos.

Estructura	Altura Hilo Guarda (m)	Ángulo de apantallamiento (°)	Distancia de seguridad (m)	número de salidas/36,6km/año (longitud del primario C)	número de salidas/100km/año
Centrada	10,6	54,46	2	0,51	1,4
	10,85	43,02	2	0,48	1,32
	11,1	34,99	2	0,26	0,72
	11,35	29,25	2	0,27	0,74
	11,6	25,02	2	0,24	0,65
	11,85	21,80	2	0,24	0,65
	12,1	19,29	2	0,28	0,75

Tabla 4.26 Resultados Centrada

Como se puede observar para cualquier altura se cumple con el mínimo de salidas de operación establecidas por la norma IEC 71-2 pero se debe notar que no todas cumplen con el ángulo de apantallamiento necesario (En este caso 30°) por lo que la altura a la que se debería colocar el cable de guarda para esta estructura es igual a 11,35m.

Cabe recalcar que otra opción para colocar el cable de guarda es a 10,85m debido a que esta cumple con el ángulo de 45° especificado en la norma IEEE std. 1410 de 2004, además se necesitaría un mástil más pequeño y más fácil para instalar. Pero se debe notar que el número de salidas va a aumentar considerablemente debido a

que la ventana expuesta es mayor y por ende la distancia de seguridad para simular también debe ser mayor pero si cumple con los requerimientos del lector se la puede utilizar. Los resultados más detallados se los puede observar en el anexo A

4.4.3.2 RESULTADOS ESTRUCTURA “VOLADO”

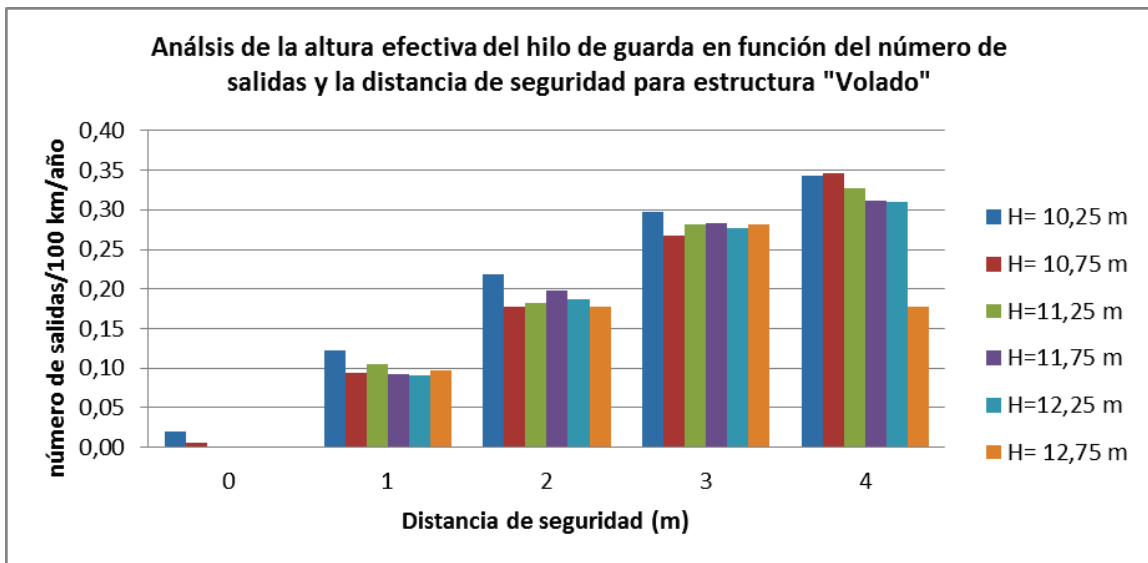


Figura 4.25 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para Estructura "Volado"

Estructura	Altura Hilo Guarda (m)	Ángulo de apantallamiento (°)	Distancia de seguridad (m)	número de salidas/36,6km/año (longitud del primario C)	número de salidas/100km/año
Volado	10,25	81,2	3	0,81	2,21
	10,75	69,3	3	0,73	1,99
	11,25	59,0	3	0,77	2,1
	11,75	50,6	3	0,78	2,12
	12,25	43,8	3	0,76	2,06
	12,75	38,3	3	0,77	2,1

Tabla 4.27 Resultados Volado

Como se puede ver esta estructura es un caso especial ya que debido a la posición del cable de guarda se tiene una ventana expuesta muy grande, pero se tomó esta opción a fin de ofrecer una alternativa de apantallamiento para un circuito existente sin provocar mayores variaciones, colocar el cable de guarda en otra ubicación sería más eficiente pero implicaría más trabajo.

Ahora como se puede ver otra vez el número de salidas está dentro del rango de lo propuesto por la norma IEC 71-2 para cualquier altura pero ninguna de estas alturas cumple con el ángulo de apantallamiento de 30° que se está tomando como criterio para la elaboración de este trabajo, más se puede observar que la altura de 12,25m cumple con el ángulo de apantallamiento de 45° de la norma IEEE std. 1410 de 2004 por lo que esta altura se podría considerar como adecuada aunque se debe considerar que el número de salidas aumenta considerablemente en función de la mayor ventana expuesta y la mayor distancia de seguridad al momento de la simulación. Los resultados en detalle se pueden observar en anexo A.

Ahora cabe mencionar que las estructuras en “volado” se utilizan en lugares donde las casas son o están proyectadas para ser altas y donde se tengan elevaciones considerables por eso se mueve las fases hacia el lado de la carretera. Pero se debe tener en cuenta que estas estructuras más altas que el primario de distribución ya están ofreciendo un apantallamiento al primario por el simple hecho de ser más elevadas y considerando que en el primario C estas estructuras están presentes en un trayecto de menos de 1km se podría el considerar no apantallarlas.

4.4.3.3 RESULTADOS ESTRUCTURA "ÁRBOL"

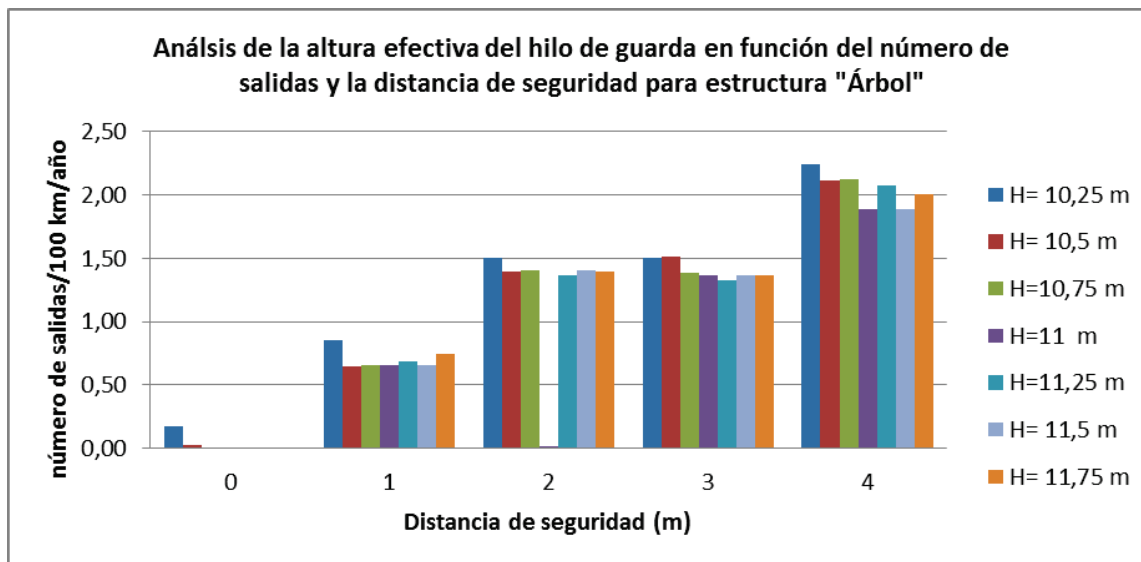


Figura 4.26 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para Estructura "Árbol"

Estructura	Altura Hilo Guarda (m)	Ángulo de apantallamiento (°)	Distancia de seguridad (m)	número de salidas/36,6km/año (longitud del primario C)	número de salidas/100km/año
Árbol	10,25	28,3	1	0,31	0,86
	10,5	21,3	1	0,24	0,65
	10,75	16,9	1	0,24	0,65
	11	14,0	1	0,24	0,65
	11,25	12,0	1	0,25	0,68
	11,5	10,4	1	0,24	0,65
	11,75	9,2	1	0,27	0,75

Tabla 4.28 Resultados Propuesta

Como se puede ver esta estructura es la que necesita una menor distancia de seguridad para el análisis debido a que su ventana expuesta es muy pequeña gracias a la disposición de las fases en forma de "árbol". Para esta estructura todas las alturas cumplen con el mínimo de salidas establecidas por la norma IEC 71-2. Hecho que se ve reflejado en que para esta estructura todas las alturas cumplen con el ángulo de apantallamiento necesario (En este caso 30°) por lo que a la altura a la que se debería colocar el cable de guarda es de 10,25m. Pero debe considerarse un aumento de 25cm a la altura antes mencionada disminuye significativamente el número de salidas del primario por lo que una altura más efectiva para colocar el cable de guarda es de 10,5m sin que esto afecte mayormente el costo del apantallamiento. Los resultados en detalle se pueden observar en anexo A.

4.4.3.4 RESULTADOS ESTRUCTURA "LARGA"

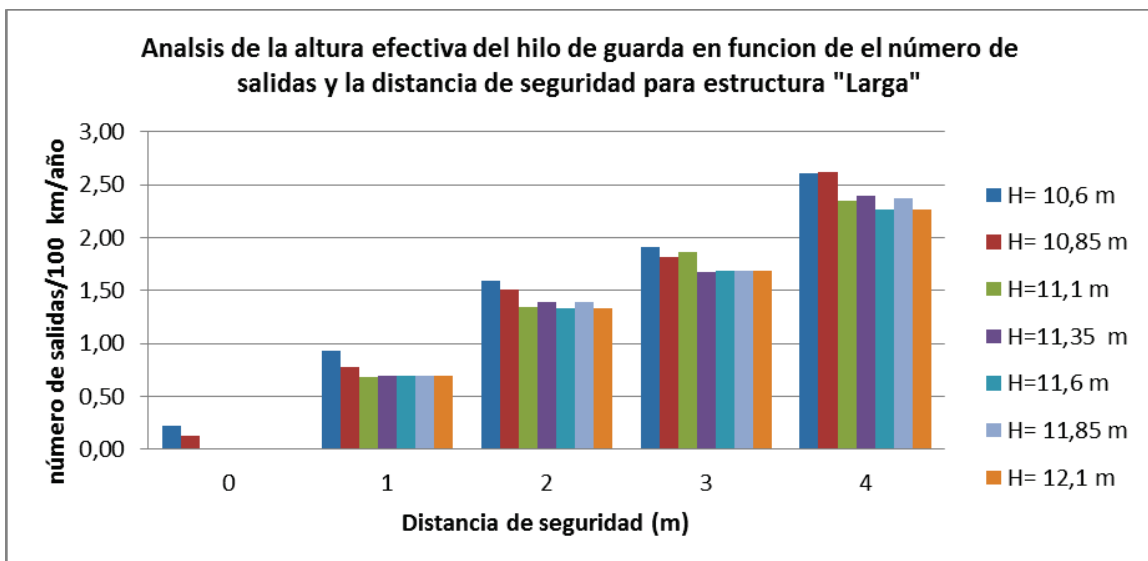


Figura 4.27 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para Estructura "Larga"

Estructura	Altura Hilo Guarda (m)	Ángulo de apantallamiento (°)	Distancia de seguridad (m)	número de salidas/36,6km/año (longitud del primario C)	número de salidas/100km/año
Larga	10,6	64,54	2	0,58	1,59
	10,85	54,46	2	0,55	1,51
	11,1	46,40	2	0,49	1,35
	11,35	40,03	2	0,51	1,39
	11,6	34,99	2	0,49	1,33
	11,85	30,96	2	0,51	1,39
	12,1	27,70	2	0,49	1,33

Tabla 4.29 Resultados Larga

Nuevamente todas las alturas para esta estructura cumplen con el número de salidas permitidas por la norma IEC 71-2 pero no todas cumplen con el ángulo de apantallamiento (En este caso 30°) por lo que a la altura a la que se debería colocar el hilo de guarda es de 11,85m en base a los criterios anteriores. Otra opción para colocar el cable de guarda es a 11,1m debido a que esta cumple con el ángulo de 45° especificado en la norma IEEE std. 1410 de 2004. Ahora se debe notar que para ambos casos el número de salidas es muy parecido por lo que ambas disposiciones son muy eficientes desde el punto de vista del apantallamiento.

Por otra parte al ser una estructura que propone un alargue a la cruceta necesita que el peso que se le coloque en el extremo no sea mayor y al disminuir la altura del mástil sujetador del hilo de guarda también se disminuye el peso por lo que la altura de 11,1m podría ser una alternativa eficiente a pesar de no cumplir con el ángulo de apantallamiento utilizado por el autor. Los resultados en detalle se pueden observar en anexo A.

4.4.3.5 RESULTADOS ESTRUCTURA “NORMAL”

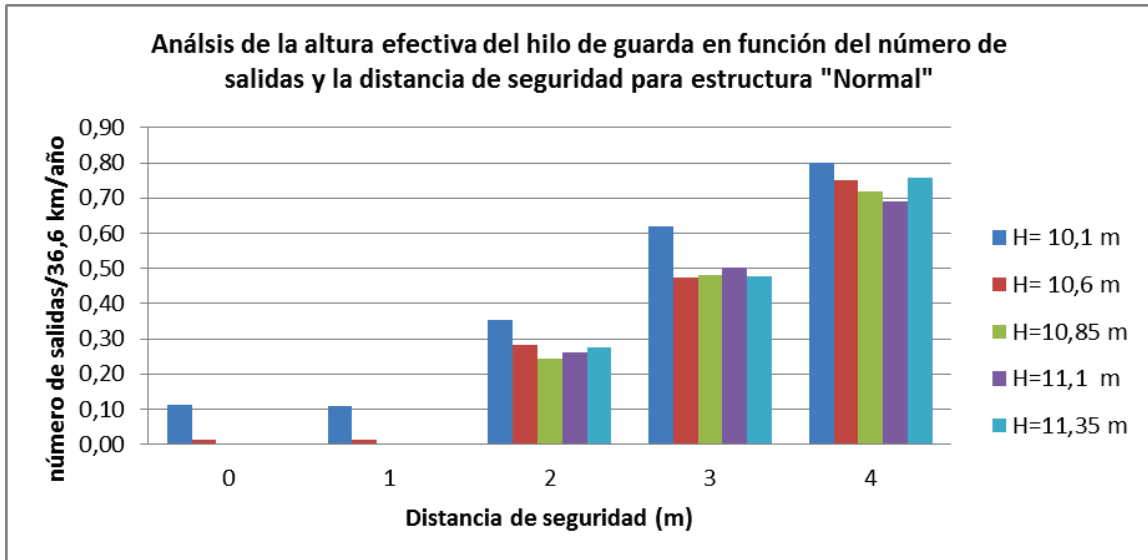


Figura 4.28 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para Estructura "Normal"

Estructura	Altura Hilo Guarda (m)	Ángulo de apantallamiento (°)	Distancia de seguridad (m)	número de salidas/36,6km/año (longitud del primario C)	número de salidas/100km/año
Normal	10,1	60,25	2	0,35	0,96
	10,6	37,87	2	0,28	0,77
	10,85	31,33	2	0,25	0,67
	11,1	26,56	2	0,26	0,72
	11,35	22,99	2	0,27	0,75

Tabla 4.30 Resultados Normal

Esta estructura es la que presenta menores variaciones debido a que solamente se ha instalado una nueva fase a un costado de la cruceta y la fase superior se la va a utilizar como hilo de guarda. Para el análisis de la altura del hilo de guarda se consideró la ventana expuesta de la fase superior para el promedio que determina la distancia de seguridad a tomar a pesar de que esta no cumple con el ángulo de apantallamiento de 30° especificado anteriormente a fin de conocer cuan eficiente resultaría el cambio antes mencionado.

Nuevamente todas las alturas del cable de guarda cumplen con el número de salidas de la norma IEC 71-2 pero como se dijo anteriormente no todas cumplen con el ángulo de apantallamiento por lo que la altura a la que se debería colocar el cable de guarda sería de 11,1m. Pero se debe notar que al utilizar la fase más elevada como cable de guarda (altura de 10,1m) se tiene un número de salidas que si bien es mayor a la de la altura óptima pero se la puede considerar como aceptable a fin de no realizar mayores cambios en la estructura. Los resultados en detalle se pueden observar en anexo A.

4.4.3.6 CONSIDERACIONES

Las alturas antes expuestas son las que a criterio del autor son las más adecuadas para cumplir con un apantallamiento efectivo estas alturas pueden variar en función de las necesidades para el montaje del hilo de guarda o en función del grado de protección que quiera ofrecer el lector. Pero esa variación siempre debe ser de orden ascendente ya que con eso se consigue reducir el ángulo de apantallamiento y por ende ofrecer una mayor protección.

Además, antes de escoger otra altura del cable de guarda es necesario verificar si el número de salidas se ve realmente beneficiado ya que para algunas estructuras a pesar de aumentar la altura del cable de guarda no se ve una verdadera mejoría en cuanto al número de salidas del primario, por lo que se estarían desperdiciando los recursos y encareciendo el costo del apantallamiento.

Se debe tener en cuenta que al aumentar el ángulo de apantallamiento si bien se consigue que la altura del hilo de guarda sea menor el número de fallas aumenta en función del ancho de la ventana expuesta y la distancia de seguridad.

4.5 REQUERIMIENTOS DE AISLAMIENTO

La efectividad del apantallamiento por hilo de guarda en circuitos de distribución depende en un gran porcentaje del aislamiento que se pueda proveer entre los conductores de fase y los conductores de tierra para evitar posibles flameos. Se debe tener en cuenta que si el cable de tierra está en contacto con el poste podría impedir que se tenga un adecuado aislamiento, debido a que este posee una alma de hierro y presenta una baja resistencia. Esto puede ser solucionado mediante la utilización de separadores de fibra de vidrio montados horizontalmente en el poste para sostener el cable de tierra a 30-60 cm lejos del poste a fin de cumplir con las distancias mínimas de seguridad.

4.6 SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES

Un aspecto importante para el diseño del apantallamiento en circuitos eléctricos y principalmente en circuitos de distribución, es la separación entre conductores de fase y entre conductores de fase y tierra, ya que en circuitos de distribución las estructuras son pequeñas y se debe buscar la mejor forma de colocar el cable de tierra del hilo de guarda a fin de tener una distancia de aislamiento en aire adecuada.

Algunas opciones a utilizar pueden ser el uso de cable aislado o espaciadores de fibra de vidrio ya que estas proporcionan la capacidad de aumentar el nivel de aislamiento en el rango de 150-200 kV y además sirven como apoyo para los conductores a tierra [1].

Es necesario tener un nivel de aislamiento de 250-300 kV para que el apantallamiento por cable de guarda sea efectivo. Este nivel de aislamiento no es difícil de conseguir si se adiciona separadores de fibra de vidrio que permitan tener las distancias de seguridad adecuadas [1]. Además no es necesario utilizar separadores en todo el trayecto del poste ya que se puede introducir el cable a tierra por el interior del poste después de una cierta altura, el uso de separadores sería solamente para la parte superior donde se encuentra la cruceta y los conductores de fase.

4.6.1 DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD [31]

Para líneas aéreas es necesario distinguir entre distancias internas y externas. Las distancias internas son dadas únicamente para diseñar una línea con una aceptable capacidad de resistir sobretensiones. Las distancias externas son utilizadas para determinar las distancias de seguridad entre los conductores de fase y los objetos debajo o en la proximidad de la línea.

Se debe tener en cuenta que estas distancias no son aplicables cuando se realicen trabajos de mantenimiento en la línea aérea. Para esto se deberán tomar consideraciones especiales para la seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico. Además estas distancias son aplicables para circuitos aéreos que utilizan conductores desnudos, conductores aislados pueden necesitar una separación menor.

Se consideran tres tipos de distancias eléctricas:

- **Del:** Distancia de aislamiento en aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase y objetos a potencial de tierra en sobretensiones de frente lento o rápido. La Del puede ser interna cuando se consideran distancias del conductor a la estructura o externas cuando se considera una distancia de un conductor a un obstáculo.

- **Dpp:** Distancia de aislamiento en aire mínima especificada, para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Dpp es una distancia interna.
- **Asom:** Valor mínimo de la distancia de descarga de la cadena de aisladores, definida como la distancia más corta en línea recta entre las partes en tensión y las partes en puestas a tierra.

Para nuestro estudio nos concentraremos en las dos primeras distancias (Del y Dpp) debido a que estas se ajustan para circuitos de distribución como el estudiado. Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones para determinar las distancias internas y externas:

- La distancia eléctrica, Del, previene descargas eléctricas entre las partes con voltaje y objetos con potencial a tierra, en condiciones de explotación normal de la red. Las condiciones normales incluyen operaciones de enganche, aparición de rayos y sobretensiones resultantes de fallas en la red.
- La distancia eléctrica, Dpp, previene las descargas eléctricas entre fases durante maniobras y sobretensiones de rayos.
- Es necesario añadir que la distancia externa, Del, es una distancia de aislamiento adicional para las distancias mínimas de seguridad al suelo, líneas eléctricas, arbolado, etc. Que asegure que las personas u objetos no se acerquen a una distancia menor que la Del circuito eléctrico.

Los valores de Del y Dpp, en función de la tensión más elevada de la línea U_s , serán indicados en la tabla 4.31

Distancias de aislamiento eléctrico para evitar descargas		
Tensión más elevada de la red Us(kV)	Del (m)	Dpp (m)
3,6	0,08	0,1
7,2	0,09	0,1
12	0,12	0,15
17,5	0,16	0,2
24	0,22	0,25
30	0,27	0,33
36	0,35	0,4
52	0,6	0,7
72.5	0,7	0,8
123	1	1.15
145	1.20	1,4
170	1,3	1,5
245	1.10	2
420	2,8	3,2

Tabla 4.31 Distancias de Aislamiento Eléctrico [31]

Las estructuras propuestas en este trabajo cumplen con estas distancias a fin de reducir al máximo la probabilidad de un flameo y permitir que el conductor desnudo a tierra pueda ser instalado en la estructura sin problema en caso de que por construcción no se pueda cumplir con las distancias antes mencionadas se deberá pensar en el uso de separadores de fibra de vidrio a fin de conseguir una distancia

de aislamiento efectivo. Se debe tener en cuenta que la efectividad de estas distancias de aislamiento se puede ver perjudicada por las condiciones ambientales o el desgaste del aislamiento, pero aun así ofrecen una aceptable capacidad de resistir las sobretensiones [31].

4.7 EFECTO DE LA PUESTA A TIERRA Y EL NIVEL DE AISLAMIENTO

Para que el diseño sea efectivo la resistencia de tierra debe ser menor que 10Ω si el nivel de aislamiento es menor que 200 kV. Teniendo en cuenta que si el nivel de aislamiento es de 300-350 kV, una resistencia de 40Ω provee un desempeño similar. Además el hilo de guarda debe estar aterrizado en cada poste para mejores resultados [1].

Se debe tener en cuenta que el primario C está ubicado en una región agrícola en donde obtener una resistencia de 10Ω o menos no presentaría un gran problema más aún si se considera que a más de estar aterrizado a tierra el cable de guarda podría estar conectado al neutro corrido de la empresa eléctrica lo que ayudaría a disminuir aún más la resistencia de puesta a tierra.

Por otra parte aterrizarse el cable de guarda en cada poste podría ser muy costoso, por lo que a criterio del autor se podría aterrizarse el cable de guarda cada dos postes a causa de las pequeñas separaciones y de la buena resistencia de tierra que se pudiera conseguir. Además se podría utilizar la puesta a tierra de los transformadores de distribución del primario y la puesta a tierra de los pararrayos que están colocados en cierta parte del circuito para aterrizarse el cable de guarda y así obtener buenos resultados.

4.8 PARARRAYOS PARA LA PROTECCIÓN DE CIRCUITOS

Los pararrayos, que más apropiado sería denominarles “apartarrayos”, se utilizan en circuitos de distribución para la protección de equipos de gran importancia como transformadores y reguladores pero actualmente también se los utiliza para la protección del circuito en si contra descargas atmosféricas.

En teoría, los pararrayos pueden proteger contra descargas directas pero deberían ser utilizados muy cerca uno de otro es decir en cada poste.

A continuación se realizara un análisis en base a lo establecido en el estándar IEEE 1410-2004 para determinar el espacio entre pararrayos.

4.8.1 PARARRAYOS Y DESCARGAS DIRECTAS [1]

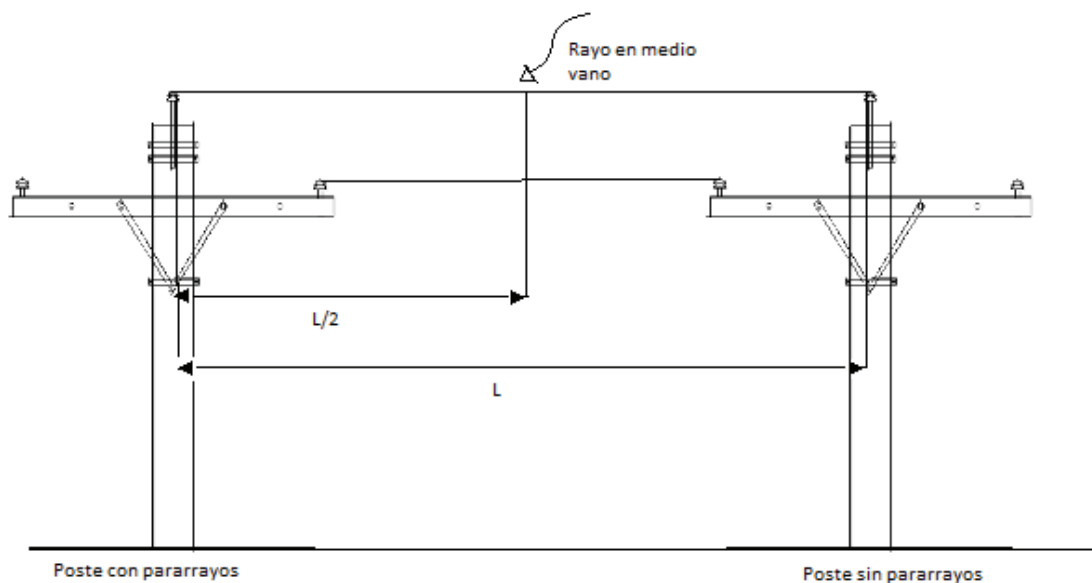


Figura 4.29 Rayo Medio Vano

Si una descarga directa golpea en el medio del vano entre un poste con pararrayos y un poste sin pararrayos, el voltaje que se puede desarrollar sobre el poste desprotegido está determinado por la distancia de separación entre la descarga atmosférica (Rayo) y el poste con pararrayos. Esta separación es determinada por la distancia de separación al siguiente poste con pararrayos ($L/2$ o longitud de medio vano), el voltaje de descarga del pararrayos, V_{IR} , la velocidad de la onda, c ($3 * 10^8$ m/s), la impedancia característica de la línea, Z_c (Ω) y la tasa de aumento de voltaje ($\frac{I * Z_c}{2 * T_f}$ Donde T_f (μ s) es el tiempo de frente de onda), como se muestra en la ecuación:

$$V = \left(V_{IR} + \frac{L I * Z_c}{c 2 * T_f} \right) \quad (4.21)$$

La corriente máxima requerida para causar flámeos puede ser encontrada asumiendo $V=1,5 * V_{50\%}$, reemplazando esto en la ecuación 4.21:

$$I_{medio\ vano} = \frac{2cT_f(1,5 * V_{50\%} - V_{IR})}{L * Z_c} \quad (4.22)$$

El factor 1,5 aproxima el límite del aislamiento en la curva voltaje-tiempo.

La probabilidad de exceder la corriente de medio vano está dada por la ecuación:

$$P = \frac{1}{\left(1 + \left(\frac{I_{medio\ vano}}{31} \right)^{2,6} \right)} * 100 \quad (4.23)$$

En la ecuación:

$I_{medio\ vano}$ = Corriente de medio vano (kA)

Se debe considerar que si una descarga directa cae sobre un poste sin pararrayos, se asume un flameo el 100% del tiempo. Si una descarga directa cae sobre un poste con pararrayos la probabilidad de flameo en el siguiente poste está determinada por el V50% del poste no protegido y la resistencia de tierra del poste con pararrayos como se muestra en la ecuación:

$$I_{\text{poste}} = \frac{1,5 * V50\% - V_{IR}}{R_0} \quad (4.24)$$

Para el análisis se tomarán en cuenta los parámetros del primario C y los parámetros propuestos por la referencia [1] a fin de poder contrastar los resultados.

	Primario C	Norma
Tf (μs)	2	2
V50% (kV)	150	350
ZC (Ω)	345	400
L(poste) (m)	40	75
VIR (kV)	40	40

Tabla 4.32 Características Eléctricas del Primario C

Por lo que para el ejemplo de la norma se tiene que:

Vanos entre pararrayos	l 1/2 vano	P 1/2 vano (%)	l poste	P poste (%)	Porcentaje de fláneos (%)
1	0,00	0,0	0,0	0,0	0
2	19,40	77,2	48,5	23,8	70
3	19,40	77,2	48,5	23,8	80
4	19,40	77,2	48,5	23,8	85
5	19,40	77,2	48,5	23,8	88
6	19,40	77,2	48,5	23,8	90
7	19,40	77,2	48,5	23,8	91

Tabla 4.33 Porcentaje de Flameos Norma

Mientras que para el primario C se tiene que:

Vanos entre pararrayos	l 1/2 vano	P 1/2 vano (%)	l poste	P poste (%)	Porcentaje de fláneos (%)
1	0,00	0,0	0,0	0,0	0
2	16,09	84,6	18,5	79,3	87
3	16,09	84,6	18,5	79,3	91
4	16,09	84,6	18,5	79,3	94
5	16,09	84,6	18,5	79,3	95
6	16,09	84,6	18,5	79,3	96
7	16,09	84,6	18,5	79,3	96

Tabla 4.34 Porcentaje de Flameos Primario C

Para obtener los valores de porcentajes de flameos se usan las probabilidades de flameo de postes con pararrayos, postes sin pararrayos y de descarga en medio vano de la siguiente forma:

Vanos	Probabilidad
2	$1/4 + 1/4 P \text{ poste} + 1/2 (P1/2 \text{ vano})$
3	$1/2 + 1/6 P \text{ poste} + 1/3 (P1/2 \text{ vano})$
4	$5/6 + 1/8 P \text{ poste} + 1/4 (P1/2 \text{ vano})$
5	$7/10 + 1/10 P \text{ poste} + 1/5 (P1/2 \text{ vano})$
6	$3/4 + 1/12 P \text{ poste} + 1/6 (P1/2 \text{ vano})$
7	$11/14 + 1/14 P \text{ poste} + 1/7 (P1/2 \text{ vano})$

Tabla 4.35 Probabilidad de Flameo

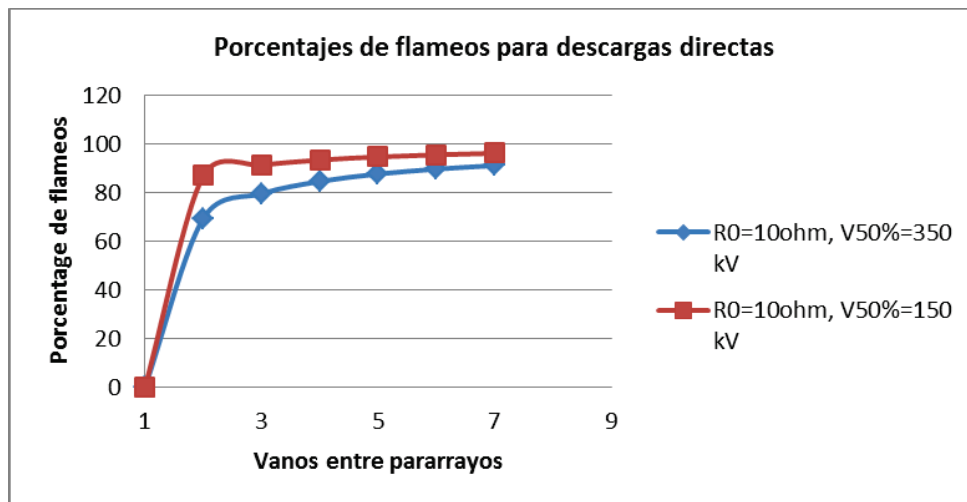


Figura 4.30 Porcentajes de Flameos para Descargas Directas

De los resultados se puede ver que para que los pararrayos ofrezcan una protección adecuada contra descargas atmosféricas directas deberían estar ubicados en cada poste, debido a que si se los colca a mayor distancia el porcentaje de flameos es muy elevado, además se debe notar que debido a que el nivel de aislamiento es bajo

en el Primario C, la única opción factible de utilización de pararrayos es en cada poste, ya que para valores mayores se tiene casi el 100% de flameos. Si el nivel de aislamiento fuera mucho más alto se puede observar que se obtiene mejores resultados pero que todavía no entran en rangos admisibles que garanticen una correcta protección. Nótese además que el costo de una solución de este tipo resultaría muy cara.

4.8.2 PARARRAYOS (APARTARRAYOS) Y DESCARGAS INVERSAS [1]

El modelo de Rusck es asumido para voltajes inducidos por descargas inversas. Si la descarga cae a tierra en una posición perpendicular a la ubicación del poste con pararrayos, se asume que no ocurren flameos. Si la descarga cae a tierra en una posición perpendicular a la ubicación de un poste sin pararrayos el voltaje que aparece en este está determinado por la distancia de separación al siguiente poste con pararrayos (L), el voltaje de descarga del pararrayos (V_{IR}), la velocidad de la onda(c) y la tasa de aumento del voltaje $\left(\frac{I \cdot Z_c}{2 \cdot T_f}\right)$ como se muestra en la ecuación 4.25:

$$V = V_{IR} + \frac{2LV_{pk}}{T_f c} \quad (4.25)$$

El voltaje requerido para causar un flameo puede ser estimado por $V=1,5 \cdot V_{50\%}$ (factor 1,5 aproxima el límite del aislamiento en la curva voltaje-tiempo) como se muestra en la ecuación:

$$V_{pk} = (1,5 \cdot V_{50\%} - V_{IR}) \left(\frac{T_f c}{2L}\right) \quad (4.26)$$

A fin de estimar el número equivalente de flameos es necesario utilizar un método gráfico:

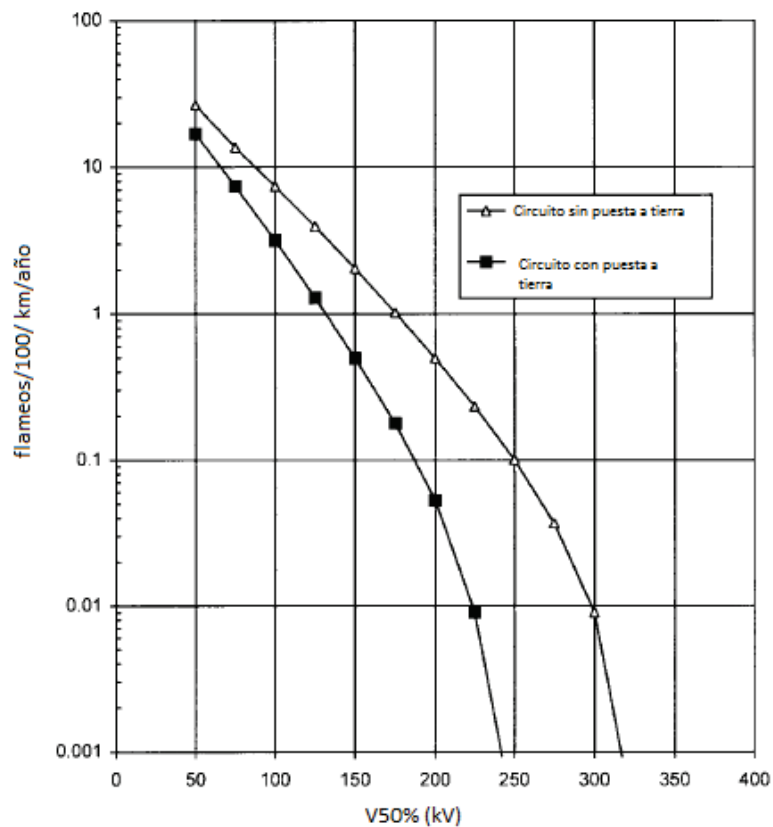


Figura 4.31 Número Equivalente de Flameos

Se debe notar que este método está desarrollado considerando una densidad de descargas a tierra de 1 descarga/ km^2 /año y para líneas de distribución de 10 metros de alto. Además para estimar el número de flameos se debe usar un $V50\% = V_{pk}/1,5$ en la figura 4.31.

Para el primario C se tienen las siguientes características:

Primario C	
Tf (μs)	1
V50% (kV)	150
L (m)	40
VIR (kV)	40

Tabla 4.36 Características Descargas Inversas Primario C

Realizando el proceso antes mencionado se tiene:

Vanos hasta el siguiente pararrayos	Distancia entre pararrayos	Vpk	V50% Equivalente	Aterrizado	No aterrizado
				Número equivalente de flameos/100/km/año	Número equivalente de flameos/100/km/año
1	40	693,8	462,5	0,0	0,0
2	80	346,9	231,3	0,0	0,2
3	120	231,3	154,2	0,4	1,8
4	160	173,4	150,0	1,8	1,8
5	200	138,8	150,0	1,8	1,8
6	240	115,6	150,0	1,8	1,8
7	280	99,1	150,0	1,8	1,8

Tabla 4.37 Resultados Descargas Inversas

La distancia entre pararrayos está tomada entre un poste con pararrayos y el poste de la mitad de los vanos mencionados, además debe notarse que para un gran número de vanos, el V_{pk} se vuelve menor que el $V_{50\%}$ del primario por lo que para estos casos se considera como $V_{50\%}$ equivalente el $V_{50\%}$ del primario ya que si se sobrepasa este voltaje se tendrá un flameo.

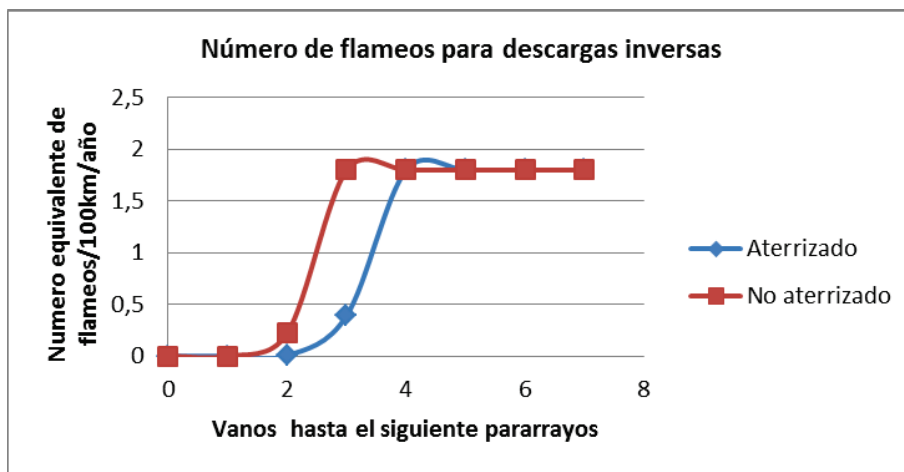


Figura 4.32 Número de Flameos para Descargas Inversas

Como se puede ver en la figura 4.24, los pararrayos funcionan perfectamente para controlar descargas inversas este o no aterrizado a tierra por un neutro corrido o por un cable de guarda. Además se debe tener en cuenta que se pueden colocar los pararrayos a mayor distancia ya que para distancias muy grandes solamente se toma en cuenta el $V_{50\%}$ y prácticamente se tiene los mismos valores. En la práctica esto significa que los pararrayos utilizados en los transformadores conectados al alimentador, pueden ser suficientes para controlar el flameo inverso. El comportamiento mejorará en el tiempo, conforme se incremente el número de transformadores en servicio.

4.9 HILO DE GUARDA Y PARARRAYOS

Para virtualmente eliminar los flameos, se podría utilizar pararrayos en cada poste junto con el apantallamiento proporcionado por el cable de guarda. Los pararrayos van a proteger el circuito contra descargas inversas mientras que el cable de guarda va a proteger el circuito contra descargas directas. El cable de guarda va a desviar la mayoría de la corriente hacia tierra por lo que los pararrayos no están sujetos a una gran entrada de energía. Los pararrayos hacen el diseño del cable de guarda menos dependiente del nivel de aislamiento y la resistencia de puesta a tierra [1].

CAPÍTULO 5

APANTALLAMIENTO EN LÍNEAS DE 500KV (LÍNEA PIFO – YAGUACHI)

5.1 ANTECEDENTES

Debido al desarrollo del sistema eléctrico ecuatoriano CELEC EP – Transelectric en su plan de expansión 2010-2020 para el Sistema Nacional de Transmisión (SNT) propone la creación de nuevas redes de transmisión de energía a un nivel de 500kV, que permita evacuar la generación de los proyectos energéticos Coca Codo Sinclair y Sopladora hacia el Sistema nacional interconectado (SIN) y que permita unir los principales centros de carga del país (Quito y Guayaquil) mediante una línea de transmisión de 500kV desde El Inga (Pifo) hasta Yaguachi (Guayaquil), lo que permitirá la implementación de sistemas radiales de 500kV desde Pifo hacia Coca Codo Sinclair y de Sopladora hacia Yaguachi como se presenta en la figura 5.1:

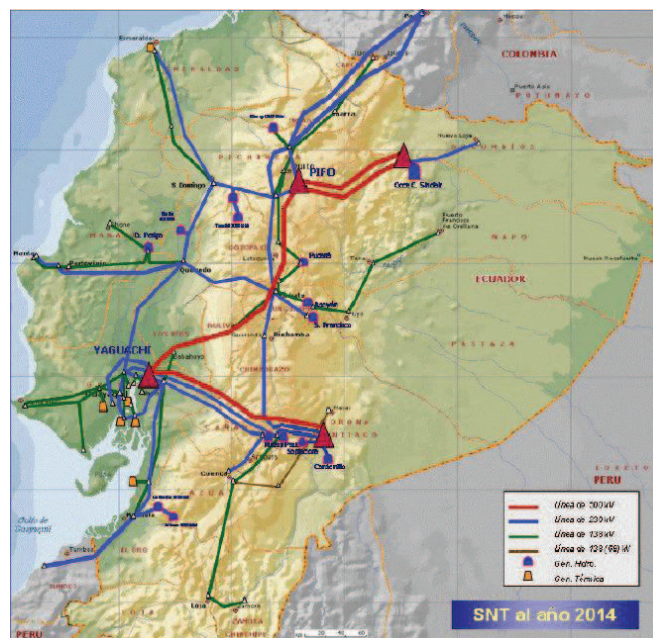


Figura 5.1 SNT al Año 2014 [12]

5.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500KV PIFO – YAGUACHI

Es una línea de transmisión que permitirá unir los centros de carga de Quito y Guayaquil, cuyo recorrido sería según lo propuesto en el plan de expansión de CELEC EP -Transelectric Quito (Pifo) – Ambato – Guaranda – Babahoyo – Guayaquil (Yaguachi).

La longitud total de la línea de transmisión es de aproximadamente 300 km y estaría conformada por un circuito con cuatro conductores en haz de conductor ACAR 750 Kcmil de 18 hilos de aluminio y 19 de aleación de aluminio (cableado concéntricamente) para uso como conductor aéreo en líneas de transmisión y deberá cumplir lo establecido en la norma ASTM B-524. Posee las siguientes características:

Sección (mm²)	Diámetro (mm)	Peso nominal (kg/km)	Carga de rotura(kgf)	Max. DC Resist. Cond. 20°C (ohm/km)	Ampacidad (A)
380	25,3	1046	8634	0,082	830

Tabla 5.1 Características Conductor ACAR 750 Kcmil [21]

Además cuenta con dos subestaciones con las siguientes características:

Subestación Pifo [21]

- Tres bancos de transformadores monofásicos de 450MVA, 500/230kV.
- Un transformador monofásico de 150MVA, 500/230 kV, de reserva.
- Tres bahías de línea de 500kV.
- Tres bahías de transformador de 500kV.
- Una bahía de acoplamiento de 500kV

- Una bahía de reactor de línea de 500kV (4x28MVAR).
- Un reactor de línea de 500kV (4x28MVAR)
- Dos bahías de reactores de línea de 500kV (1x28MVAR)
- Dos reactores de líneas de 500kV (1x28MVAR).
- Modulo común de 500kV (protecciones, SS.AA., control, etc.)
- Una bahía de reactor de barra de 230kV.
- Un reactor de barra de 230kV (60MVAR)

Subestación Yaguachi [21]

- Dos bancos de transformadores monofásicos de 450MVA, 500/230kV.
- Un transformador monofásico de 150MVA, 500/230 kV, de reserva.
- Dos bahías de línea de 500kV.
- Dos bahías de transformador de 500kV.
- Una bahía de acoplamiento de 500kV
- Una bahía de reactor de línea de 500kV (4x28MVAR).
- Un reactor de línea de 500kV (4x28MVAR)
- Una bahía de reactor de línea de 500kV (2x28MVAR)
- Un reactor de línea de 500kV (2x28MVAR).
- Modulo común de 500kV (protecciones, SS.AA., control, etc.)
- Ocho bahías de reactor de línea de 230kV.
- Dos bahías de transformador de 230kV.

5.3 MODELACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIFO YAGUACHI

Para la modelación y los posteriores cálculos de la línea de transmisión, se la dividió en dos grandes zonas denominadas “zona Sierra” y “zona Costa” y estas a su vez están subdivididas en tramos más pequeños como se muestra en las figuras:

5.3.1 RUTA TOTAL

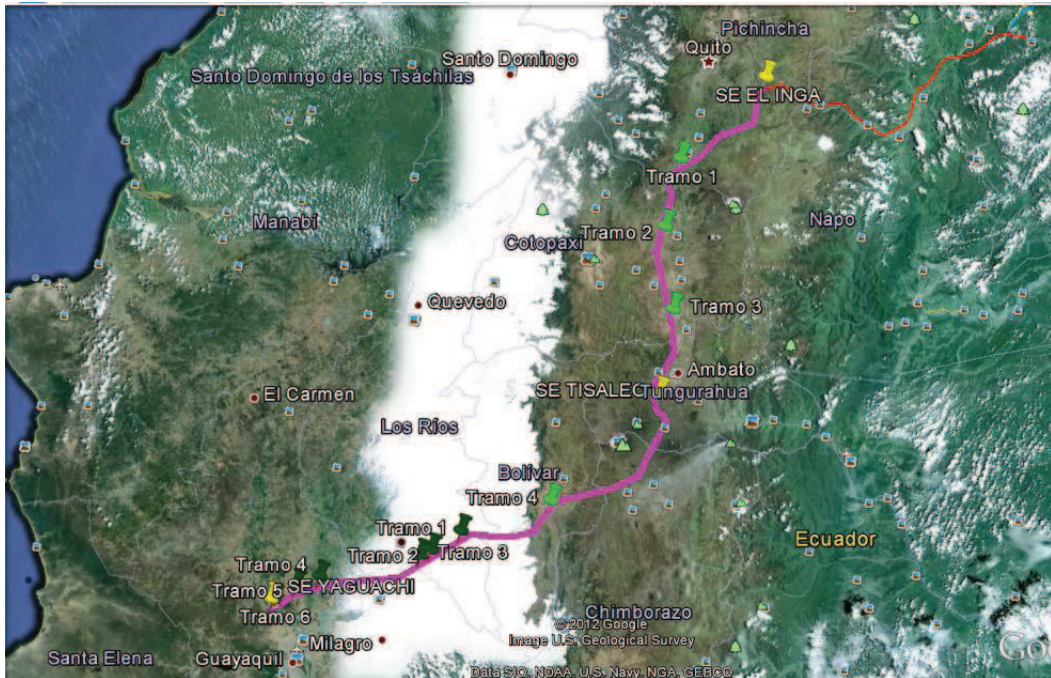


Figura 5.2 Ruta Total

5.3.2 ZONA COSTA

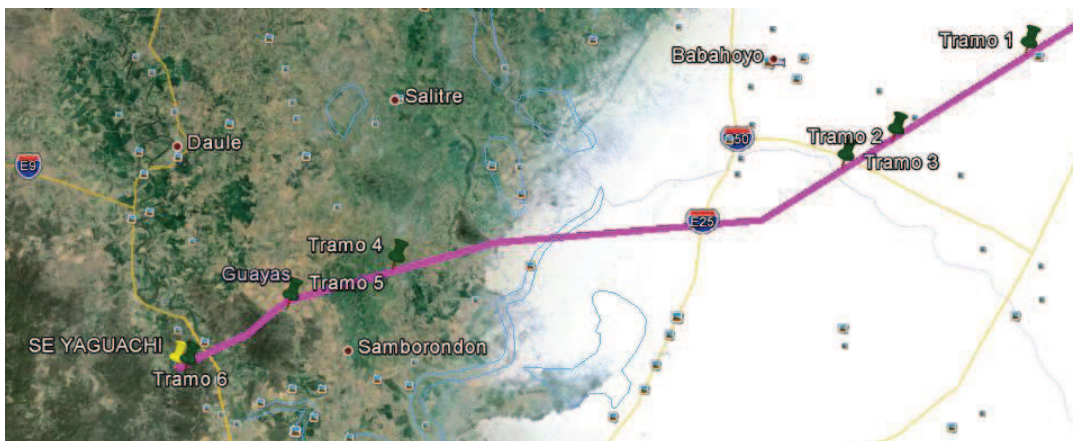


Figura 5.3 Ruta Zona Costa

5.3.3 ZONA SIERRA



Figura 5.4 Ruta Zona Sierra

La línea de transmisión fue dividida de la forma como se presenta en las figuras 5.3 Y 5.4, a fin de realizar un mejor análisis ya que cada tramo atraviesa diferentes subzonas climáticas con diferentes niveles ceráunicos, temperaturas y densidades del aire que afectan el nivel del aislamiento de la línea e influyen directamente en el apantallamiento de la línea de transmisión, en las siguientes imágenes se puede apreciar el trayecto de la línea de transmisión en el mapa Isoceráunico del Ecuador y en el mapa de temperaturas del Ecuador.

5.3.4 TRAYECTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN EL MAPA ISOCERÁUNICO

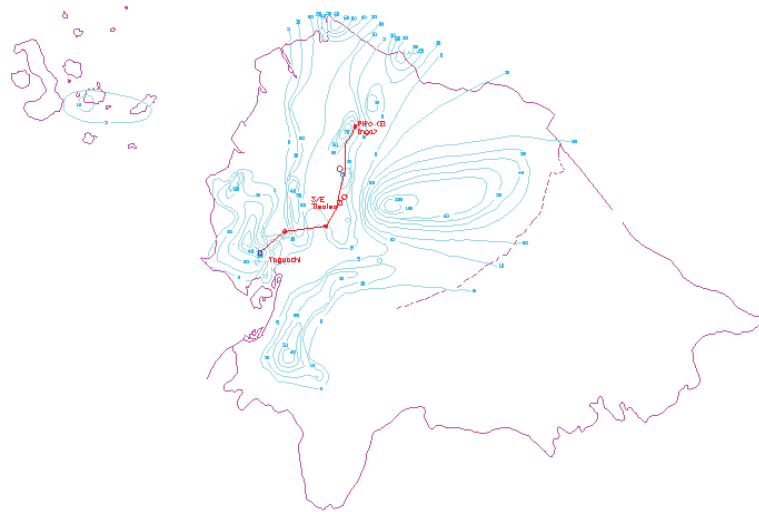


Figura 5.5 Trayecto en Mapa Isoceraúnico

5.3.5 MAPA DE TEMPERATURAS DE ECUADOR

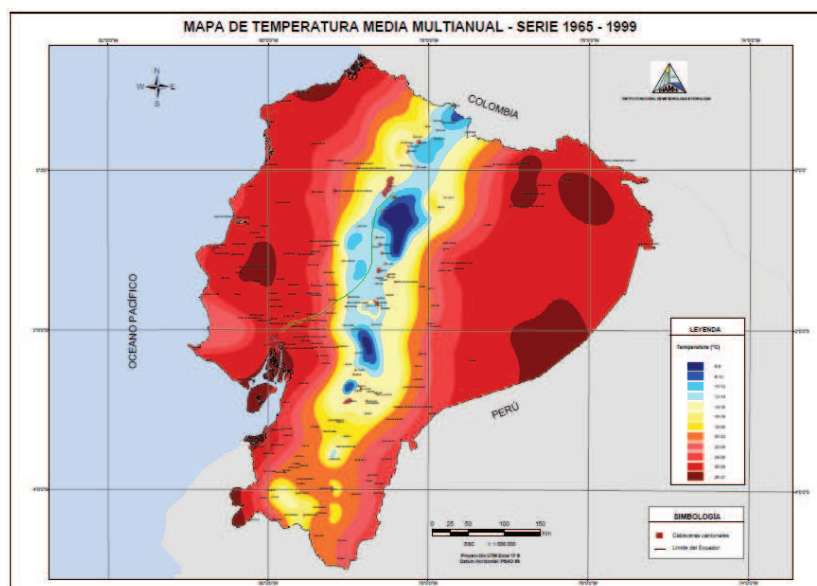


Figura 5.6 Mapa de Temperaturas de Ecuador

Como se puede ver en los mapas anteriores, la línea de transmisión El Inga – Yaguachi atraviesa casi toda la región central del Ecuador, pasa desde las alturas de los páramos del Cotopaxi hasta el llano de la costa, esto implica un gran problema para el diseño del apantallamiento ya que la densidad de descargas a tierra es diferente en cada sitio y por ende el apantallamiento debe cumplir con las condiciones necesarias para ofrecer seguridad a los conductores contra descargas atmosféricas (rayos) y así evitar salidas de operación de la línea.

Las características de cada tramo de la línea de transmisión El Inga – Yaguachi se presentan a continuación:

- Zona Sierra

Tramo	Nombre	inicio (km)	fin (km)	longitud (km)	Nivel cerámico
1	El Inga-Machachi	0	48	48	20
2	Machachi-Tanicuchi	48	74,5	26,5	10
3	Tanicuchi-Salcedo	74,5	104	29,5	20
4	Salcedo-Guaranda	104	203,5	99,5	10
5	Guaranda-Montalvo	203,5	236	32,5	5
Total				236	

Tabla 5.2 Tramos Zona Sierra

- Zona Costa

Tramo	Nombre	inicio (km)	fin (km)	longitud (km)	Nivel cerámico
1	Montalvo-Y Montalvo	236	241	5	10
2	Y Montalvo-Cajas	241	255	14	20
3	Cajas-Babahoyo	255	260	5	10
4	Babahoyo-Palestina	260	299	39	5
5	Palestina-Guayas	299	308	9	20
6	Guayas-Yaguachi	308	328	20	30
Total				92	

Tabla 5.3 Tramos Zona Sierra

Se debe tener en cuenta que el nombre de cada tramo denota el lugar de origen y finalización de cada tramo de la línea de transmisión, además la parroquia Montalvo localizada al oeste de Mira, a una distancia de 20 kilómetros, marca el fin de la “zona Sierra” es decir de la parte montañosa del trayecto de la línea de transmisión y el inicio de la “zona Costa” es decir de la parte del llano del trayecto de la línea de transmisión.

5.4 ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Actualmente CELEC EP - Transelectric no ha definido las estructuras para esta línea de transmisión debido a que esta línea todavía no entra en construcción, motivo por el cual para el desarrollo de este trabajo se propondrá un tipo de estructura para los cuatro primeros tramos de la “zona Sierra”, otra para el tramo 5 de la “zona Sierra” y finalmente una para la “zona Costa”.

Para las estructuras de la “zona Sierra” se ha tomado como referencia las estructuras utilizadas en la línea de transmisión Coca Codo Sinclair - El Inga en la cual CELEC EP – Transelectric establece diferentes tipos de estructuras en función de la altura del terreno, el cual está dividido por zonas.

Zona 1	Hasta 1000m
Zona 2.1	1000-2200m
Zona 2.2	2200m en adelante

Tabla 5.4 Altitudes de Zonas

Cabe mencionar que la estructura para la zona 1 todavía no ha sido determinada por cuanto la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga se encuentra construida sobre los 1000m de altura. Por lo tanto para definir el tipo de estructura a utilizar es necesario considerar la altura promedio del trayecto de la línea de transmisión que se muestra a continuación:

Zona Costa	Altura Promedio (m)
Tramo 1	33
Tramo 2	9
Tramo 3	6
Tramo 4	7
Tramo 5	6
Tramo 6	56

Zona Sierra	Altura Promedio (m)
Tramo 1	3143
Tramo 2	3326
Tramo 3	2970
Tramo 4	3236
Tramo 5	1529

Tabla 5.5 Alturas Promedio de Tramos

Los datos de altura promedio antes descritos fueron obtenidos de la herramienta “Perfil de Elevación” del software computacional Google Earth. Se puede apreciar que los cuatro primeros tramos de la “zona Sierra” en promedio están sobre los 3000 m de altitud por lo que para el análisis de esta parte de la línea de transmisión se utilizara la estructura para la zona 2.2 establecida por CELEC EP - Transelectric y que se muestra en el anexo B. Y cuyas dimensiones en forma de ingreso de datos del programa se presentan a continuación:

Zona Sierra		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Tramo 1 "Estructura 1"	Hilo de Guarda 1	0	0,75	32,2	48000	0,,75	32,2
	Hilo de Guarda 2	0	20,75	32,2	48000	20,75	32,2
	Fase A	0	0	25	48000	0	25
	Fase B	0	10,75	25	48000	10,75	25
	Fase C	0	21,5	25	48000	21,5	25
Tramo 2 "Estructura 1"	Hilo de Guarda 1	48000	0,75	32,2	74500	0,75	32,2
	Hilo de Guarda 2	48000	20,75	32,2	74500	20,75	32,2
	Fase A	48000	0	25	74500	0	25
	Fase B	48000	10,75	25	74500	10,75	25
	Fase C	48000	21,5	25	74500	21,5	25
Tramo 3 "Estructura 1"	Hilo de Guarda 1	74500	0,75	32,2	104000	0,75	32,2
	Hilo de Guarda 2	74500	20,75	32,2	104000	20,75	32,2
	Fase A	74500	0	25	104000	0	25
	Fase B	74500	10,75	25	104000	10,75	25
	Fase C	74500	21,5	25	104000	21,5	25
Tramo 4 "Estructura 1"	Hilo de Guarda 1	104000	0,75	32,2	203500	0,75	32,2
	Hilo de Guarda 2	104000	20,75	32,2	203500	20,75	32,2
	Fase A	104000	0	25	203500	0	25
	Fase B	104000	10,75	25	203500	10,75	25
	Fase C	104000	21,5	25	203500	21,5	25

Tabla 5.6 Forma de ingreso Estructuras Zona 2.2

En el tramo 5 de la “zona Sierra” se puede apreciar que la altura promedio de la línea de transmisión es de 1529 m. Debido a que este tramo es el que desciende de la cordillera necesita consideraciones especiales y mayores distancias entre las fases y los extremos de la torre para evitar que entren en contacto las fases entre sí o con los bordes de la cordillera a causa de los fuertes vientos. Por lo que la estructura a utilizar es la estructura para la zona 2.1 que se muestra en detalle en el anexo B. Y cuyas dimensiones en forma de ingreso de datos del programa se presentan a continuación:

Zona Sierra		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Tramo 5 “Estructura 2”	Hilo de Guarda 1	203500	2	31	236000	2	31
	Hilo de Guarda 2	203500	22	31	236000	22	31
	Fase A	203500	0	25	236000	0	25
	Fase B	203500	12	25	236000	12	25
	Fase C	203500	24	25	236000	24	25

Tabla 5.7 Forma de ingreso Estructuras Zona 2.1

Para el conjunto de tramos comprendidos en la “zona Costa” se puede apreciar que la máxima altura promedio es de 56 m. Por lo tanto se debería utilizar la estructura para la zona 1, pero debido a que está todavía no ha sido determinada se propondrá una estructura la cual es similar a la estructura s-54 del EHV Transmission Line Reference Book, con la principal característica que los haces de conductores están ubicados en el extremo de la línea y soportados por una sola cadena de aisladores ya que en esta zona no existe un alto riesgo de que las fases puedan entrar en

contacto entre sí o con la estructura metálica. Las dimensiones en forma de ingreso de datos del programa se presentan a continuación:

Zona Costa		Punto Inicial			Punto Final		
		X(m)	Y(m)	Z(m)	X(m)	Y(m)	Z(m)
Tramo 1 "Estructura 3"	Hilo de Guarda 1	236000	5,75	31,5	241000	5,75	31,5
	Hilo de Guarda 2	236000	25,75	31,5	241000	25,75	31,5
	Fase A	236000	0	25	241000	0	25
	Fase B	236000	10,67	25	241000	10,67	25
	Fase C	236000	21,34	25	241000	21,34	25
Tramo 2 "Estructura 3"	Hilo de Guarda 1	241000	5,75	31,5	255000	5,75	31,5
	Hilo de Guarda 2	241000	25,75	31,5	255000	25,75	31,5
	Fase A	241000	0	25	255000	0	25
	Fase B	241000	10,67	25	255000	10,67	25
	Fase C	241000	21,34	25	255000	21,34	25
Tramo 3 "Estructura 3"	Hilo de Guarda 1	255000	5,75	31,5	260000	5,75	31,5
	Hilo de Guarda 2	255000	25,75	31,5	260000	25,75	31,5
	Fase A	255000	0	25	260000	0	25
	Fase B	255000	10,67	25	260000	10,67	25
	Fase C	255000	21,34	25	260000	21,34	25
Tramo 4 "Estructura 3"	Hilo de Guarda 1	260000	5,75	31,5	299000	5,75	31,5
	Hilo de Guarda 2	260000	25,75	31,5	299000	25,75	31,5

	Fase A	260000	0	25	299000	0	25
	Fase B	260000	10,67	25	299000	10,67	25
	Fase C	260000	21,34	25	299000	21,34	25
Tramo 5 “Estructura 3”	Hilo de Guarda 1	299000	5,75	31,5	308000	5,75	31,5
	Hilo de Guarda 2	299000	25,75	31,5	308000	25,75	31,5
	Fase A	299000	0	25	308000	0	25
	Fase B	299000	10,67	25	308000	10,67	25
	Fase C	299000	21,34	25	308000	21,34	25
Tramo 6 “Estructura 3”	Hilo de Guarda 1	308000	5,75	31,5	328000	5,75	31,5
	Hilo de Guarda 2	308000	25,75	31,5	328000	25,75	31,5
	Fase A	308000	0	25	328000	0	25
	Fase B	308000	10,67	25	328000	10,67	25
	Fase C	308000	21,34	25	328000	21,34	25

Tabla 5.8 Forma de ingreso Estructuras Zona 1

5.5 DISEÑO DEL APANTALLAMIENTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PIFO – YAGUACHI

La mayor causa de transitorios en líneas de transmisión es producto de descargas atmosféricas (rayos), por lo que el diseño del apantallamiento juega un papel importante en la protección del sistema.

El apantallamiento en subestaciones se conforma por uno o más hilos de guarda y/o mástiles, mientras que en líneas de transmisión está conformado solamente por uno o más hilos de guarda que están ubicados en la parte superior de la torre de

transmisión por encima de los conductores de fase y están conectados a tierra por medio de la torre de transmisión.

Al momento de impacto de una descarga atmosférica (rayo) sobre el hilo de guarda o en la torre de transmisión, la corriente que circula por la estructura metálica puede producir una diferencia de potencial importante entre la estructura y los conductores de fase que depende de la resistencia de puesta a tierra, lo que podría producir un flameo si esta tensión supera el nivel de aislamiento del conductor.

5.5.1 IMPACTO DE LA DESCARGA SOBRE UN CONDUCTOR DE FASE

Cuando una descarga atmosférica (rayo) impacta sobre un conductor de fase se originan dos ondas de corrientes que viajan en direcciones opuestas de magnitud igual a la mitad de la corriente del rayo.

Esta corriente a la que llamaremos corriente mínima de descarga directa (I) está relacionada con el voltaje de la línea de transmisión (V_{cond}) y la impedancia característica del conductor de fase (Z_c) como se muestra en la siguiente ecuación:

$$I = \frac{2 * V_{cond}}{Z_c} \quad (5.1)$$

Donde para determinar Z_c (Ω) se utiliza la expresión mencionada en la referencia [3].

$$Z_c = 60 * \ln \frac{2 * y_c}{r_e} \quad (5.2)$$

En las ecuaciones:

y_c = "altura promedio de pantalla de cables" sobre el piso y se calcula según el tipo de terreno por el que pasa la línea de transmisión.

- $yc = h - \frac{2}{3}fc$ (4.5) Para terreno plano [1]



Figura 5.7 Terreno Plano [36]

- $yc = h$ (4.6) Para terreno ondulado [1]



Figura 5.88 Terreno Ondulado [35]

- $yc = 2 * h$ (4.7) Para terreno montañoso[1]



Figura 5.9 Terreno montañoso [34]

h = Altura de los conductores de fase en la torre (m)

fc = flecha del conductor (m)

Para el análisis del diseño del apantallamiento de la línea de transmisión El Inga (Pifo) – Yaguachi, para el cálculo de la impedancia característica (Z_c) se ha utilizado las expresiones de altura promedio de cables para terreno plano en la “zona Costa”, con una flecha de 3m y para terreno ondulado en la “zona Sierra”, no se utilizó la expresión para terreno montañoso debido a que esta expresión es para montañas con grades desniveles, y en el trayecto de paso de la línea de transmisión estos no son tan pronunciados.

Un valor necesario para el cálculo es el radio equivalente del haz de conductores de fase o radio medio geométrico (r_e). Para un solo conductor de fase se recomienda utilizar $r_e=6\text{cm}$ (según referencia [3]) para tomar en cuenta la atenuación por efecto corona, viene dado por la siguiente expresión:

$$r_e = Rh \sqrt[n]{n * \frac{r_s}{Rh}} \quad (5.6)$$

En la ecuación:

n= Número de subconductores de fase.

rs= Radio de un subconductor (m).

Rh= Radio del haz de conductores de fase que se calcula con la expresión:

$$Rh = \frac{s}{2 * \text{sen} \left(\frac{\pi}{n} \right)} \quad (5.7)$$

En la ecuación:

s= Separación entre el haz de subconductores de fase (m). Para el caso de análisis se utilizara s=45,7cm que es la dimensión de los espaciadores del haz de conductores.

Aplicando las ecuaciones antes mencionadas, para el caso de análisis se obtuvieron los siguientes resultados:

	Rh (m)	re (m)	yc (m)	Zc (Ω)
Zona Sierra	0,3231	0,2032	25	330,33
Zona Costa	0,3231	0,2032	23	325,33

Tabla 5.9 Características Zonas

5.5.2 CORRIENTE CRÍTICA DE ARQUEO DEL RAYO

Para que exista una salida de operación de la línea de transmisión, la corriente de la descarga atmosférica (rayo), debe ser superior a la ruptura dieléctrica del aislamiento o cebado inverso (flameo) del arreglo apoyo – conductor. Es decir que solo los rayos de intensidad superior a un cierto valor crítico (I_c) darán lugar a un flameo si caen sobre el conductor de fase (Referencia 1). Esta corriente es calculada por la expresión:

$$I_c = \frac{2 * V_{co\%}}{Z_c} \quad (5.8)$$

$$V_{co\%} = V_{50\%} - 2,5\sigma_c = 0,9 V_{50\%} \quad (5.9)$$

En las ecuaciones:

I_c = Corriente crítica de rayo que produce flameo (kA).

$V_{50\%}$ = Tensión crítica de flameo (CFO) (kV).

σ_c = Desviación estándar respecto a $V_{50\%}$ con valor de 0,03 para impulso por rayo.

Para corregir la corriente crítica (I_c), debe considerarse la altura, presión atmosférica y temperatura (formula de Peek); para ello se utiliza la expresión de tensión crítica de flameo para diseño ($V_{50\%}$ diseño) (Referencia 1) y se sustituye en la ecuación para obtener el valor corregido de la corriente como muestra la ecuación:

$$I_c = \frac{2 * V_{co\%}}{Z_c} = \frac{2 * 0,9V_{50\%}^{\text{diseño}}}{Z_c} \quad (5.10)$$

5.5.3 DENSIDAD DE RAYOS A TIERRA

Un valor medido de densidad de rayos a tierra (N_g) no esta disponible pero según la norma IEEE std. 1243 se puede estimar un valor mediante las expresiones:

$$N_g = 0,04 * Td^{1,25} \quad (5.11)$$

$$N_g = 0,04 * Th^{1,1} \quad (5.12)$$

En las ecuaciones:

Td= Número de días de tormenta (nivel ceráunico) (días/año).

Th= Número de horas de tormentas (horas/año).

Esta información se obtiene de los mapas de niveles isoceráunicos. En la siguientes tablas se presentan los niveles ceráunicos de los diferentes tramos de la línea de transmisión El Inga (Pifo) – Yaguachi y su respectiva densidad de rayos a tierra calculada.

Zona Sierra			
Tramo	Nombre	Nivel ceráunico	Ng
1	El Inga-Machachi	20	1,69
2	Machachi-Tanicuchi	10	0,71
3	Tanicuchi-Salcedo	20	1,69
4	Salcedo-Guaranda	10	0,71
5	Guaranda-Montalvo	5	0,30

Tabla 5.10 Densidad de Rayos a Tierra Zona Sierra

Zona Costa			
Tramo	Nombre	Nivel cerámico	Ng
1	Montalvo-Y Montalvo	10	0,71
2	Y Montalvo-Cajas	20	1,69
3	Cajas-Babahoyo	10	0,71
4	Babahoyo-Palestina	5	0,30
5	Palestina-Guayas	20	1,69
6	Guayas-Yaguachi	30	2,81

Tabla 5.11 Densidad de Rayos a Tierra Zona Costa

5.5.4 VOLTAJE CRÍTICO DE FLAMEO (CFO) (V50%)

La caída un rayo sobre un hilo de guarda, fase o torre, produce una elevación de voltaje en las mismas a causa de la resistencia no nula de la toma de tierra de las estructuras (1).

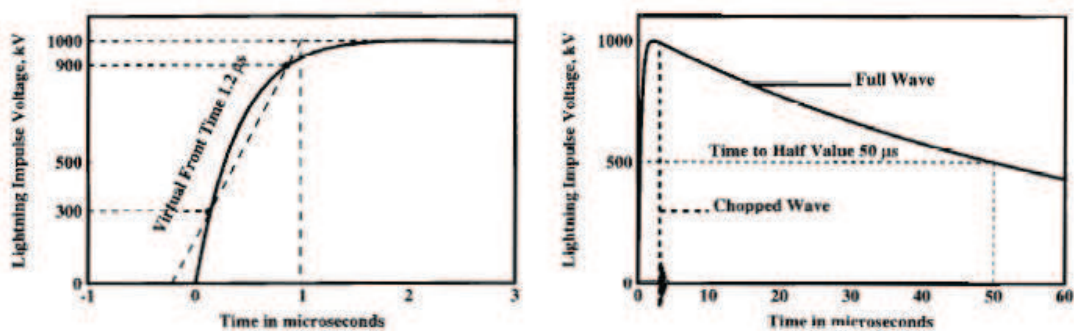


Figura 5.10 Voltaje Critico de Flameo [2]

La figura 5.10 muestra una onda estándar de voltaje de frente de onda de $1,2\mu\text{s}$ y de valor medio de $50\mu\text{s}$. Si la magnitud de voltaje es lo suficientemente baja, el aislador no presenta un cebado inverso, como la magnitud de voltaje de impulso aumenta

gradualmente, existe un nivel de voltaje en que los aisladores flamean el 50% (V50%) de las pruebas este voltaje es conocido como voltaje crítico de flameo (CFO).

La “fuerza dieléctrica” (esfuerzo eléctrico aplicado a la aislación) en la cadena de aisladores en condiciones de falla depende de la magnitud y polaridad de la onda de impulso.

Una onda de impulso de voltaje con una magnitud que exceda el CFO puede estar presente el suficiente tiempo para que se produzca una falla del apantallamiento. (Referencia 2)

La expresión matemática que describe la tensión crítica de flameo (V50%) y que relaciona el nivel básico de aislamiento (BIL) es la siguiente[1]:

$$V50\% = \frac{NBI}{0,961} \quad (5.13)$$

En la ecuación:

NBI= Nivel básico de aislamiento de impulso (más adelante se analizará en detalle este punto)

0,961= viene de evaluar la ecuación del Bil para $k=1,3$ para una tensión tolerada o soportada (V_w) de 9% de probabilidad de falla y $\sigma=0,03$ para impulso por rayo.

$$BIL = V50\%(1 - k\sigma) \quad (5.14)$$

$$BIL = V50\%(1 - (1,3 * 0,03)) \quad (5.15)$$

$$BIL = 0,961 * V50\% \quad (5.16)$$

Para el diseño como ya se mencionó anteriormente se utilizará la tensión crítica de flameo corregida por altitud, presión, temperatura y humedad para lo cual se

relaciona el V50% diseño con el factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura (δ).

$$\delta = \frac{3,93 * b}{273 + T^{\circ}C} \quad (5.17)$$

En la ecuación:

b= Presión barométrica (cmHg).

T°C= Temperatura en grados centígrados.

A fin de encontrar la presión barométrica para las diferentes alturas promedio a las que se encuentra la línea de transmisión se utiliza la siguiente fórmula para el cálculo [33]:

$$P = P_o - d * g * h \quad (5.18)$$

En la ecuación:

P= Presión a la altura deseada.

Po= Presión atmosférica a nivel del mar (760mmHg).

d= Densidad del aire (kg/m³).

g= Gravedad (9,8m/s).

h= Altura en metros.

En la tabla 5.12 se muestran las presiones atmosféricas para diferentes alturas.

Altura (m)	Densidad Promedio (kg/M3)	Presión Barométrica (cmHg)	Presión Barométrica (inHg)
0	1,1405	76,18	29,99
305	1,1101	73,69	29,01
610	1,0812	71,32	28,08

914	1,0524	69,10	27,20
1000	1,0444	68,49	26,96
1219	1,0252	66,98	26,37
1524	0,9996	64,96	25,57
1829	0,9739	63,06	24,83
2000	0,9595	62,04	24,43
2134	0,9483	61,27	24,12
2438	0,9243	59,58	23,46
2743	0,8986	58,02	22,84
3000	0,8794	56,74	22,34
3048	0,8762	56,51	22,25
3100	0,85	56,77	22,35
3200	0,84	56,38	22,20
3300	0,83	56,00	22,05
3400	0,81	55,89	22,00
3500	0,8	55,55	21,87
3600	0,79	55,23	21,74
3700	0,78	54,92	21,62
3800	0,77	54,62	21,51
3900	0,75	54,63	21,51
4000	0,74	54,37	21,41
4100	0,73	54,13	21,31

Tabla 5.12 Presión Barométrica para Diferentes Alturas [32]

Para la línea de transmisión El Inga (Pifo) – Yaguachi aplicando las ecuaciones antes mencionadas se obtiene los siguientes valores de factor de densidad del aire (δ).

Sierra	Temperatura °C	Altura Promedio (m)	Densidad del Aire (kg/M3)	Presión Barométrica (cmHg)	δ
T1	14	3143	0,85	56,38	0,770
T2	12	3326	0,83	56	0,770
T3	14	2970	0,8762	56,51	0,772
T4	15	3236	0,83	56	0,762
T5	18	1529	0,9996	64,96	0,875
Costa					
T1	22	33	1,1405	76,18	1,012
T2	24	9	1,1405	76,18	1,005
T3	25	6	1,1405	76,18	1,002
T4	26	7	1,1405	76,18	0,999
T5	26	6	1,1405	76,18	0,999
T6	26	56	1,1405	76,18	0,999

Tabla 5.13 Factor Densidad del Aire

Por lo tanto la expresión de voltaje (V50% diseño) corregida por los factores antes mencionados se presenta de la siguiente manera:

$$V50\% = \frac{V50\%_{nominal} * Kh}{\delta^n} \quad (5.19)$$

$$V50\% = \frac{\frac{NBI}{0,961} * Kh}{\delta^n} \quad (5.20)$$

En las ecuaciones:

V50% diseño= Tensión crítica de flameo para diseño (kV).

Kh= Factor de humedad atmosférica con valor igual a uno.

n= Constante de rayo con valores de 0,8 a 1; la cual n=1 para impulsos por rayo.

5.5.5 NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO POR RAYO (BIL=NBI)

El Bil es la tensión soportada (V_w) con baja probabilidad de falla, en condiciones normales a nivel del mar, viene dada por la siguiente expresión [1]:

$$BIL = NBI = V_w = V_{50\%}(1 - k\delta) \quad (5.21)$$

En la ecuación:

$V_{50\%}$ = Tensión crítica de flameo (para el caso se utiliza el valor de la tabla 5.15 de 1550kV).

σ = Desviación estándar con valores de 0,03 para impulso por rayo y 0,06 para impulso por maniobra.

K= Factor de corrección por condiciones atmosférica que toma los siguientes valores para distintas probabilidades de falla, aplicable a aislación autoregenerable, como es el caso de las cadenas de aisladores.

K	Característica
1	Si V_w tiene el 15% de probabilidad de falla
1,3	Si V_w tiene el 9% de probabilidad de falla
2	Si V_w tiene el 2% de probabilidad de falla
3	Si V_w tiene el 0% de probabilidad de falla

Tabla 5.14 Factor de Corrección por Condiciones Atmosféricas

A continuación se presentan los voltajes nominales soportados al impulso por rayo.

Voltaje Máximo del Equipo (kV)	Voltaje nominal Soportado a impulso por rayo (kV) pico	Voltaje nominal Soportado a frecuencia industrial (kV) eficaz
52	250	95
72,5	325	140
123	450	185
	550	230

145	550	230
	650	275
170	650	275
	750	325
245	850	360
	950	395
	1050	460
300	850	1175
	950	
	950	1300
	1050	
362	950	1300
	1050	
	1050	1425
	1175	
420	1050	1425
	1175	
	1175	1550
	1300	
	1400	
525	1175	1675
	1300	
	1425	
	1300	1800
	1425	
	1550	
765	1425	2550
	1550	
	1800	
	1550	2400
	1800	
	2100	
	1800	2550
	1950	
2400		

Tabla 5.15 Voltajes Nominales de Impulso de Rayo [6]

Aplicando las ecuaciones antes mencionadas para determinar los valores para el diseño de la línea de transmisión se obtuvieron los siguientes resultados:

Sierra	V50% Diseño	I Crítica (kA)
T1	2094,494	5,707
T2	2094,012	5,705
T3	2089,675	5,693
T4	2116,054	5,765
T5	1843,186	5,022
Costa		
T1	1593,321	4,408
T2	1604,123	4,438
T3	1609,524	4,453
T4	1614,925	4,468
T5	1614,925	4,468
T6	1614,925	4,468

Tabla 5.16 Resultados Corriente Crítica

Nótese que estos valores de corriente son de pequeña magnitud y alta probabilidad de ocurrencia en los rayos.

5.5.6 CÁLCULO DEL ÁNGULO DE APANTALLAMIENTO

La probabilidad de que un rayo incida sobre un conductor de fase, (Falla del apantallamiento) depende de la correcta disposición de los hilos de guarda que vienen dispuestos de acuerdo al ángulo de blindaje o apantallamiento de la línea de transmisión.

El modelo de protección utilizado es el modelo electrogeométrico que proporciona un ángulo de protección para un blindaje total. Además establece que no todos los rayos

que inciden sobre la línea de transmisión van a provocar una salida de operación de la misma.

El ángulo de apantallamiento está definido como el formado entre la recta del hilo de guarda y tierra con la recta entre el hilo de guarda y el conductor de fase, el cual puede ser positivo o negativo dependiendo de la disposición de los elementos antes mencionados y del nivel de seguridad de la línea de transmisión, según norma la IEEE std. 1243 se establece que el ángulo de apantallamiento debe ser máximo de 30°. Cabe recalcar que mientras más pequeño sea este va a proporcionar una protección mayor a los conductores de fase.

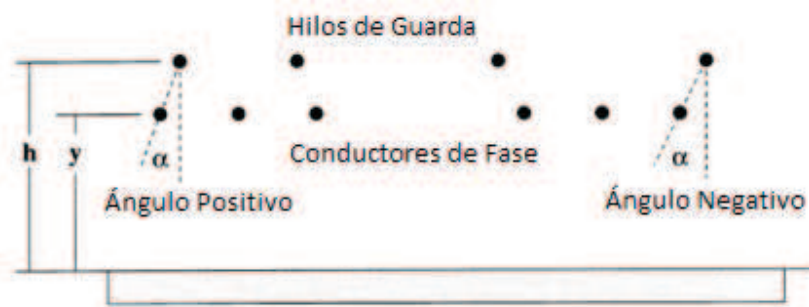


Figura 5.11 Ángulo de Apantallamiento [2]

5.5.7 APLICACIÓN DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO

Cuando el líder se aproxima hacia tierra, llega a un punto en donde puede ser atraído por el hilo de guarda, los conductores de fase o la tierra. Cuando este punto es alcanzado, el líder da el salto final hacia uno de los puntos antes mencionados y produce una descarga. El modelo electrogeométrico representa este concepto (Figura 5.12) mediante distancias críticas de arqueo hacia tierra y hacia los conductores.

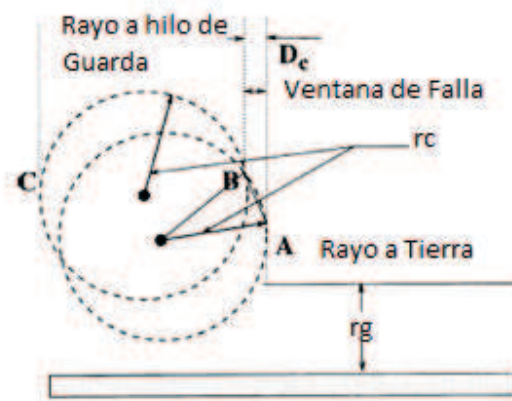


Figura 5.12 Ventana de falla [2]

En el gráfico la superficie CB constituye una superficie de atracción del rayo originada por el hilo de guarda, la superficie BA está originada por el conductor de fase (protegido) y a la izquierda de C y la derecha de A se encuentran las superficies de atracción originadas por la tierra. La superficie horizontal bajo el arco BA se le denomina "Ventana de Falla". En lo sucesivo a las superficies horizontales se les dará el nombre de "Ventanas". Las distancias entre conductores y las superficies de atracción, así como la de tierra a su ventana, se les denomina "distancias de arqueo"

Estas distancias de arqueo son de la forma:

$$r_{cg} = AI^b \quad (5.22)$$

En la ecuación:

A y b= Constantes que dependen del objeto analizar.

I= Corriente del rayo.

Los gradientes de campo eléctrico alrededor de los conductores de guarda y los de fase son mayores que los que presenta la tierra, dando como resultado que la distancia de arqueo a los conductores (representada por círculos concéntricos de

radio r_c centrados en el conductor de fase y en el hilo de guarda) sean usualmente consideradas mayores que la distancia de arqueo a tierra (r_g).

Ahora dependiendo de la corriente que presente la descarga atmosférica (Rayo), este puede caer en una fase si está entre A y B, en el hilo de guarda si está entre B y C o en su defecto en la tierra si no se encuentra en los tramos antes mencionados. Si todas las descargas fueran consideradas como verticales (en línea recta) la ventana de falla del apantallamiento estaría representada por D_c .

Dado que el salto final del conductor a cualquiera de los elementos antes mencionados depende de la corriente, se hace indispensable el uso de curvas de distribución de frecuencia de la corriente de rayos como los propuestos por Cigré, Unam o la propuesta exponencial de Herodotou, Chisholm y Janischewskyj (no hay registro de corrientes en el país), además de un software computacional que permita calcular la probabilidad de que la corriente de la descarga atmosférica (Rayo) pueda perforar el apantallamiento.

5.5.8 CÁLCULO DE LAS DISTANCIAS CRÍTICAS DEL APANTALLAMIENTO

El modelo electrogeométrico es de naturaleza analítica y define una distancia crítica (r_c) para la cual el hilo de guarda puede interceptar la descarga atmosférica (Rayo) y otra hacia tierra (r_g).

Según la norma IEEE std. 1243 y la norma IEEE std. 1410 establece dos ecuaciones para el cálculo de estas distancias, que son las siguientes:

$$r_c = 10 * I^{0,65} \quad (5.23)$$

$$\left. \begin{array}{l} r_g = (3,6 + 1,7 \ln(43 - y_c)) * I^{0,65} \end{array} \right\} \quad (5.24) \text{ si } y_c < 40\text{m}$$

$$r_g = 5.5 * I^{0,65} \quad (5.25) \text{ si } y_c \geq 40\text{m}$$

En las ecuaciones:

r_c = Distancia crítica (m).

r_g = Distancia crítica a tierra (m).

y_c = Altura promedio de pantalla de cables (m).

I : Corriente crítica de arqueo (kA).

Aplicando estos valores para el análisis de la línea de transmisión El Inga (Pifo) - Yaguachi se obtuvieron los siguientes valores:

Zona Sierra			
Tramo	Nombre	Dist. Crítica de arqueo(r_c) (m)	Dist. Crítica a tierra(r_g) (m)
1	El Inga-Machachi	31,02	26,41
2	Machachi-Tanicuchi	31,02	26,41
3	Tanicuchi-Salcedo	30,97	26,37
4	Salcedo-Guaranda	31,23	26,59
5	Guaranda-Montalvo	28,55	24,30

Tabla 5.17 Distancias Críticas Zona Sierra

Zona Costa			
Tramo	Nombre	Dist. Crítica de arqueo(r_c) (m)	Dist. Crítica a tierra(r_g) (m)
1	Montalvo-Y Montalvo	26,23	22,80
2	Y Montalvo-Cajas	26,34	22,90
3	Cajas-Babahoyo	26,40	22,95
4	Babahoyo-Palestina	26,46	23,00
5	Palestina-Guayas	26,46	23,00
5	Guayas-Yaguachi	26,46	23,00

Tabla 5.18 Distancias Críticas Zona Costa

Se puede observar que la distancia crítica de arqueo promedio para zona sierra es en promedio de 30 m, mientras que para la zona costa es de 26m. Algunos autores definen el valor de $r_g = \beta r_c$, donde consideran el valor de $\beta = 0,9$ [8].

5.5.9 VENTANA DE ATRACCIÓN DEL RAYO

El modelo electrogeométrico se basa en parámetros geométricos para disposición de los conductores de guarda y las fases a fin de poder determinar la ventana de atracción del rayo, que es el área desprotegida que queda entre la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) el hilo de guarda y la distancia que puede atraer descargas atmosféricas (rayos) la tierra. Todas las descargas atmosféricas (rayos) que incidan en esta área desprotegida serán atraídas por las fases (Falla del apantallamiento) y podrían provocar una salida de operación de la línea de transmisión como se muestra en los siguientes casos:

1. Si $r_g > y_c$

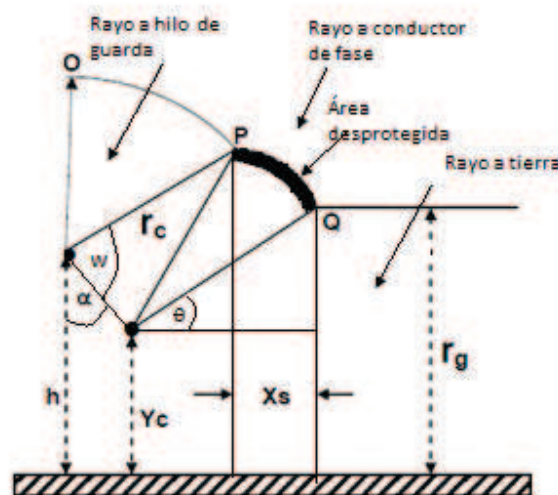


Figura 5.13 Caso 1

En este caso, como se puede ver en la figura anterior, se presenta un área desprotegida pequeña en donde la mayoría de los rayos serían atraídos por el hilo guarda o la tierra. El desarrollo del modelo electrogeométrico propone las siguientes ecuaciones:

$$X_s = rc * (\cos\theta + \text{sen}(\alpha - \omega)) \quad (5.26)$$

Para lo cual:

$$\theta = \arcsen \frac{rg - yc}{rc} \quad (5.27)$$

$$\omega = \arccos \frac{dcg}{2 * rc} \quad (5.28)$$

$$\alpha = \arctan \left(\frac{xc - xg}{h - yc} \right) \quad (5.29)$$

En las ecuaciones:

yc= Altura promedio de pantalla de cables (m).

dcg= Distancia entre el hilo de guarda y el conductor (m).

xc= Coordenada del conductor en el plano x (m).

xg= Coordenada del conductor en el plano Y (m).

h= Coordenada del hilo de guarda en el plano Y (m).

Xs= Área desprotegida (m).

2. Si $r_g = y_c$

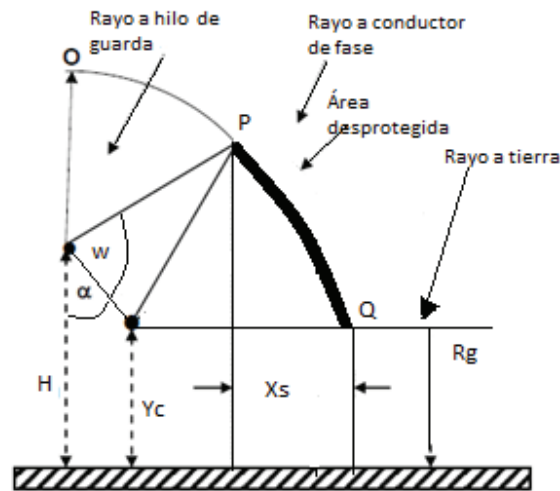


Figura 5.14 Caso 2

Para este caso se obtiene la mayor área desprotegida debido, a que el ángulo θ es cero, esto produce la disminución de la ventana de atracción del rayo proporcionada por la tierra.

3. Si $r_g < y_c$

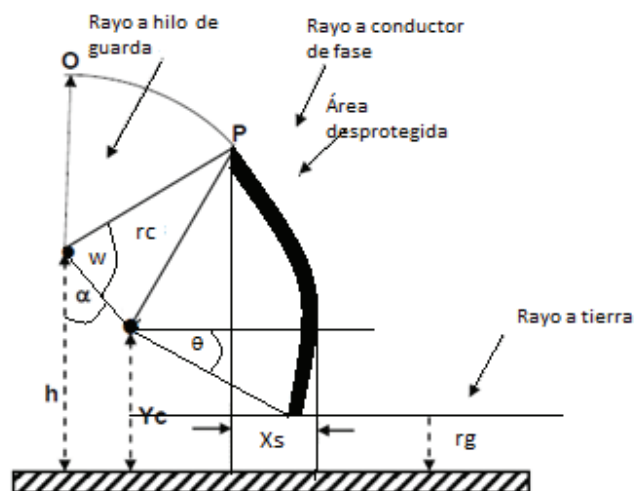


Figura 5.15 Caso 3

En este caso se puede observar que la ventana expuesta para el rayo se ve disminuida si se la tomara a la misma altura que la distancia de arqueo a tierra como en los casos anteriores, pero esta sería una medida falsa debido a que las distancias de arqueo del conductor de guarda y de fase son círculos concéntricos de radio r_c y como se puede observar en la figura esta distancia está ubicada debajo de su máxima distancia por este motivo la norma IEE std. 1243-1997 establece que se considere el ángulo $\theta=0$ y no el ángulo negativo que se muestra en la figura a fin de que se considere la máxima ventana expuesta de atracción del rayo y así se realice un mejor diseño del apantallamiento.

De lo mencionado anteriormente se tiene que $\cos\theta=1$ por lo tanto la ecuación 5.26 antes presentada se convierte en:

$$X_s = r_c * (1 + \text{sen}(\alpha - \omega)) \quad (5.30)$$

Desarrollando estas ecuaciones para el caso de estudio se tienen los siguientes valores:

Zona Sierra					
Tramo	Nombre	θ (°)	w (°)	Angulo de apantallamiento (α) (°)	Ventana expuesta (x_s) (m)
1	El Inga-Machachi	2,60	83,30	5,95	0,721
2	Machachi-Tanicuchi	2,60	83,30	5,95	0,721
3	Tanicuchi-Salcedo	2,53	83,29	5,95	0,723
4	Salcedo-Guaranda	2,91	83,34	5,95	0,712
5	Guaranda-Montalvo	0,00	83,64	18,43	2,63

Tabla 5.19 Ventana Expuesta Zona Sierra

Zona Costa					
Tramo	Nombre	θ (°)	w (°)	Angulo de apantallamiento (α) (°)	Ventana expuesta (xs) (m)
1	Montalvo-Y Montalvo	0,00	82,72	13,23	1,66
2	Y Montalvo-Cajas	0,00	82,75	13,23	1,67
3	Cajas-Babahoyo	0,00	82,76	13,23	1,67
4	Babahoyo-Palestina	0,00	82,78	13,23	1,67
5	Palestina-Guayas	0,00	82,78	13,23	1,67
6	Guayas-Yaguachi	0,00	82,78	13,23	1,67

Tabla 5.20 Ventana Expuesta Zona Costa

Como se observa para la estructura de los primeros 5 tramos de la “zona Sierra” el ángulo de apantallamiento es de casi 6° y su área expuesta es la menor de las tres estructuras planteadas para esta línea de transmisión, el siguiente paso es confirmar estos resultados con el software computacional “D.A.L.T” para definir si el apantallamiento es adecuado.

Para el tramo 5 de la “Zona Sierra” al utilizarse una estructura de mayores dimensiones el apantallamiento se ve afectado empezando por el ángulo de apantallamiento que si bien está dentro del rango establecido por la norma es un poco alto y ofrece una área expuesta un tanto grande, pero se debe recalcar que el nivel cerámico de esta zona es bajo por lo que con la ayuda del software “D.A.L.T” se podrá determinar el grado de protección en el tramo analizado.

Para los 6 tramos de la zona costa como se mencionó anteriormente se ha propuesto una estructura debido a que CELEC-EP Transelectric no tiene definida una estructura para menos de 1000m de altura por lo cual se puede observar que la estructura propuesta presenta un ángulo de apantallamiento intermedio si lo comparamos con las otras dos estructuras analizadas y por lo tanto ocurre lo mismo con su ventana expuesta el siguiente paso a realizar es la confirmación de esta

estructura desde el punto de vista del apantallamiento ya que mediante el software “D.A.L.T” se podrá conocer si esta estructura se ajusta a las condiciones climáticas de la zona.

5.5.10 MÁXIMA VENTANA DE ATRACCIÓN DEL RAYO

El valor máximo de la ventana de atracción del rayo (X_{sm}) se obtiene para el caso que $r_g=y_c$, entonces $\cos\theta=1$ y la ecuación para X_{sm} queda determinada de la siguiente manera:

$$X_{sm} = r_c * (1 + \text{sen}(\alpha - \omega)) \quad (5.31)$$

5.5.11 CORRIENTE MÁXIMA DEL RAYO QUE TRASPASA LA VENTANA

A medida que la corriente del rayo aumenta, es necesario determinar un valor de corriente para el cual la ventana de atracción es cero, para lo cual es necesario según la referencia [4], la utilización de un método gráfico para obtener esta corriente máxima en base a la figura 5.13.

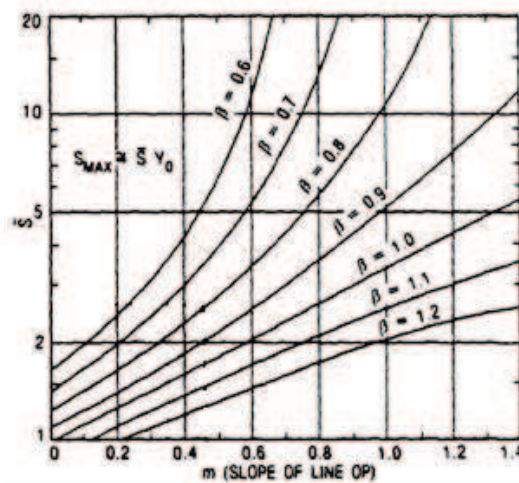


Figura 5.16 Parámetros Ventana Expuesta

Como se ve en la gráfica es necesario conocer el valor de la tangente del ángulo de apantallamiento (m) y la relación β antes mencionada para así poder hallar el factor S .

Los diferentes tramos de la línea de transmisión Pifo (El Inga) – Yaguachi presentan las siguientes características (figura 5.14):

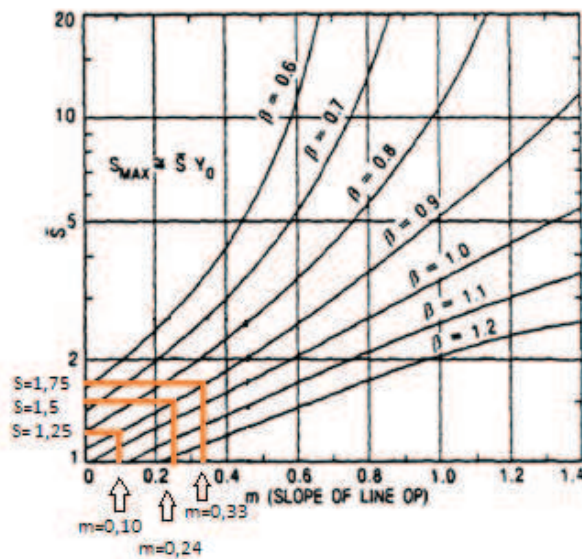


Figura 5.17 Aplicación de Parámetros Ventana Expuesta

Zona Sierra				
Tramo	Nombre	m	β	S
1	El Inga-Machachi	0,10	0,85	1,25
2	Machachi-Tanicuchi	0,10	0,85	1,25
3	Tanicuchi-Salcedo	0,10	0,85	1,25
4	Salcedo-Guaranda	0,10	0,85	1,25
5	Guaranda-Montalvo	0,33	0,85	1,75

Tabla 5.21 Parámetros de Ventana Expuesta Zona Sierra

Zona Costa				
Tramo	Nombre	m	β	S
1	Montalvo-Y Montalvo	0,24	0,87	1,50
2	Y Montalvo-Cajas	0,24	0,87	1,50
3	Cajas-Babahoyo	0,24	0,87	1,50
4	Babahoyo-Palestina	0,24	0,87	1,50
5	Palestina-Guayas	0,24	0,87	1,50
6	Guayas-Yaguachi	0,24	0,87	1,50

Tabla 5.22 Parámetros de Ventana Expuesta Zona Costa

Para hallar el factor S_{max} necesario para hallar la I_{max} según el método gráfico descrito en la referencia [4], se necesita calcular las siguientes formulas:

$$Y_o = \frac{(Y_g + Y_c)}{2} \quad (5.32)$$

$$S_{max} = S * Y_o \quad (5.33)$$

Y por lo tanto según lo especificado en la referencia [4], la fórmula para calcular la corriente máxima que perfora el apantallamiento es:

$$I_{max} = 0,029 * S_{max}^{1,54} \quad (5.34)$$

Para nuestro caso de estudio se tienen los siguientes valores:

Zona Sierra				
Tramo	Nombre	Yo	Smax	I_{max} (kA)
1	El Inga-Machachi	28,60	35,75	7,15
2	Machachi-Tanicuchi	28,60	35,75	7,15
3	Tanicuchi-Salcedo	28,60	35,75	7,15
4	Salcedo-Guaranda	28,60	35,75	7,15
5	Guaranda-Montalvo	28,00	49,00	11,62

Tabla 5.23 Resultados Corriente Máxima Zona Sierra

Zona Costa				
Tramo	Nombre	Yo	Smax	I_{max} (kA)
1	Montalvo-Y Montalvo	28,60	42,90	9,47
2	Y Montalvo-Cajas	28,60	42,90	9,47
3	Cajas-Babahoyo	28,60	42,90	9,47
4	Babahoyo-Palestina	28,60	42,90	9,47
5	Palestina-Guayas	28,60	42,90	9,47
6	Guayas-Yaguachi	28,60	42,90	9,47

Tabla 5.24 Resultados Corriente Máxima Zona Costa

5.6 COMPARACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS GLOBALES

El software “DALT” utilizado en este estudio ofrece una gran ayuda para la verificación de los resultados obtenidos y su posterior aprobación o corrección, gracias a la gran versatilidad para la simulación de los diferentes tramos de la línea de transmisión en cuanto a distancias críticas de arqueo y las curvas de distribución de probabilidad para la corriente de descargas atmosféricas de tal manera que el usuario puede manipular a su conveniencia y según sus necesidades estas variables.

El diseño realizado en esta parte del estudio está direccionado a conocer el grado de apantallamiento de las estructuras utilizadas por CELEC EP – Transelectric en la línea Coca Codo Sinclair - El Inga y a determinar la altura óptima de los hilos de guarda de la línea de transmisión El Inga (Pifo) - Yaguachi (Guayaquil).

En el diseño los factores que influyen en la determinación de la altura de los conductores de guarda son:

- El nivel cerámico de las diferentes zonas
- La longitud total del tramo
- El área de seguridad
- La configuración de la línea de transmisión

5.6.1 NIVEL CERÁMICO DE LAS DIFERENTES ZONAS

El nivel cerámico al ser los días de tormentas al año, donde día de tormenta es aquel que al menos oye un trueno, es un elemento importante en la simulación ya que de este, junto con la longitud del tramo van a depender la cantidad de descargas simuladas. Además es un factor importante para conocer la densidad de descargas a tierra de la zona.

5.6.2 LONGITUD TOTAL DEL TRAMO

Como se mencionó anteriormente, la longitud del tramo analizado es un factor importante para determinar la cantidad de descargas, pero a más de eso permite conocer las características climáticas de la zona y el nivel cerámico de la misma por medio del dibujo del trayecto en un mapa isocerámico, como se lo realizó anteriormente.

5.6.3 ÁREA DE SEGURIDAD

Este es un factor determinante en la simulación ya que el software “D.A.L.T” solamente simula descargas verticales sobre el terreno y mediante la variación del área de seguridad permite agregar un cierto margen para descargas inclinadas que puedan perforar el apantallamiento y tomar en cuenta los rayos atraídos por el hilo de guarda y que caen en las inmediaciones de la línea y así obtener un diseño más seguro.

5.6.4 CONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Es necesario conocer muy bien la geometría de la línea de transmisión en cuanto a fases expuestas, ya que en función de este factor se podrán hacer las diferentes variaciones de la altura del hilo de guarda.

5.6.5 CONDICIONES DE DISEÑO

Antes de mostrar los resultados del estudio es necesario especificar las condiciones de diseño para el cual fue realizado este trabajo ya que este al ser un programa probalístico no siempre va a ofrecer los mismos resultados, pero eso si resultados muy parecidos que deben ser analizados y contrastados en caso que el lector quiera comprobarlos.

Para efecto de este estudio se han considerado los niveles ceráunicos, longitudes de tramos y coordenadas de cada torre especificados en la sección anterior en la cual se realizaron los cálculos de parámetros para las estructuras utilizadas por CELEC EP – Transelectric para la zona sierra y la estructura propuesta por el autor para la zona costa.

Además la ecuación utilizada para la simulación de la distancia crítica de arqueo fue la desarrollada por IEEE debido a que esta es la metodología que se está empleando

y en cuanto a la curva de distribución de probabilidad de corriente se utilizó la propuesta por la Cigré ya que es la que permite simular las corrientes que podrían incidir sobre el apantallamiento según el análisis realizado anteriormente.

Curva	Límites de integración	
	Unam	I min. (kA)
I máx. (kA)		185
Cigré	I min. (kA)	3,74
	I máx. (kA)	200
Herodotou	I min. (kA)	8,8
	I máx. (kA)	480

Tabla 5.25 Características Curvas de Densidad de Corriente

Ahora bien el ancho de la línea de transmisión es variado debido a las estructuras utilizadas. Por lo cual los anchos en cuanto a fases expuestas son:

	Tramos	Ancho (m)
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	21,5
	5	24
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	21,34

Tabla 5.26 Ancho de las Líneas de Transmisión

Por otra parte, para la simulación se decidió que la mejor forma de analizar la línea de transmisión era de simularla por tramos que tengan un mismo nivel cerámico pero sin mezclar los tramos de la “Zona Sierra” con los de la “Zona Costa”. Debido a que esta al ser una línea larga cada tramo debe ser considerado como único debido

a sus características, además que esto permite facilitar el ingreso de datos y disminuir el tiempo de las simulaciones.

Al simular tramos similares es necesario considerar que se deben sumar las longitudes de cada tramo, esto ofrece una gran ventaja ya que permite conocer con más detalle cómo se va a comportar el apantallamiento estos tramos, debido a que, como se mencionó anteriormente, al tener una mayor longitud el número de descargas simuladas también es mayor lo que permite obtener valores más certeros en cuanto a efectividad del apantallamiento y periodo de protección del apantallamiento a lo largo de la línea.

En cuanto al radio de influencia este fue tomado en función de la longitud de los tramos, como se mencionó anteriormente los tramos están sumados por lo cual para los más largos el margen fue de 1000 m adicionales al largo del tramo, mientras que para los más pequeños fue de 500 m adicionales al largo del tramo. Este parámetro considera el área que rodea a la línea analizada, en la cual se generan los rayos que pueden incidir sobre la instalación. Experiencias previas con subestaciones muestran que el radio de influencia es menor a 500 m, por lo cual la selección previa está justificada.

5.6.6 INFLUENCIA DEL PERIODO DE PROTECCIÓN SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

A continuación se presenta un análisis comparativo de los resultados para determinar la altura efectiva de los hilos de guarda (H) para los diferentes tramos. Para esto se decidió utilizar gráficas para compararlas y ofrecer una mejor visualización. Los resultados numéricos se los encuentra en el Anexo A

Como primer punto es necesario determinar la distancia de seguridad que se va a utilizar en función del periodo de protección del apantallamiento. Se está considerado un periodo de estudio de 1000 años para el análisis.

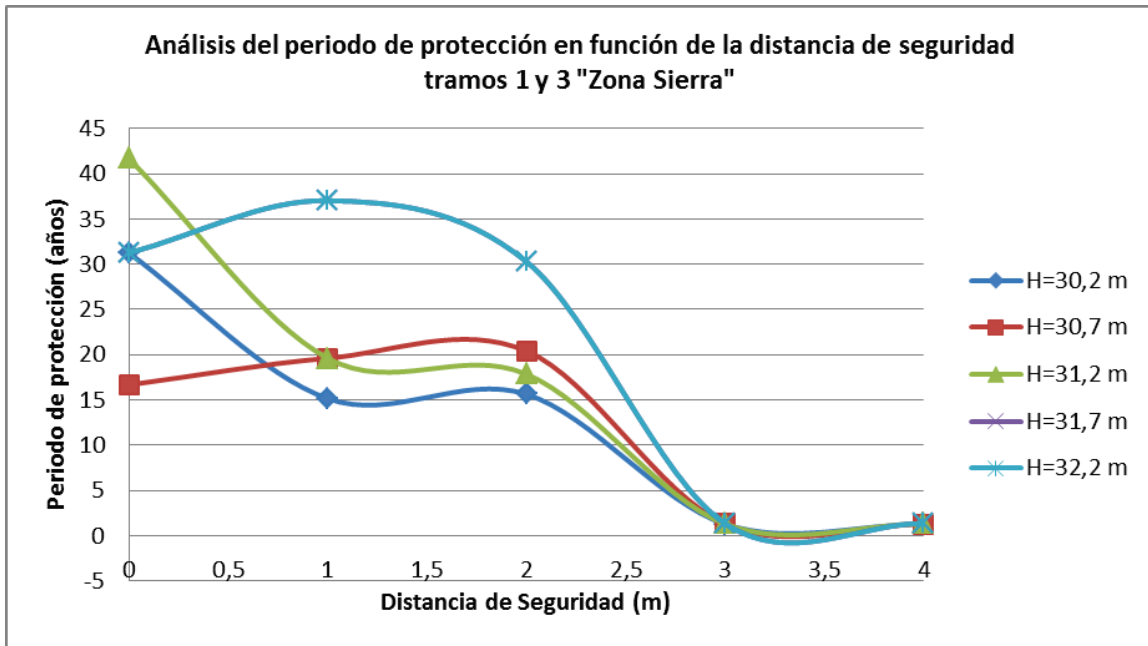


Figura 5.18 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Tramo 1 y 3 "Zona Sierra"

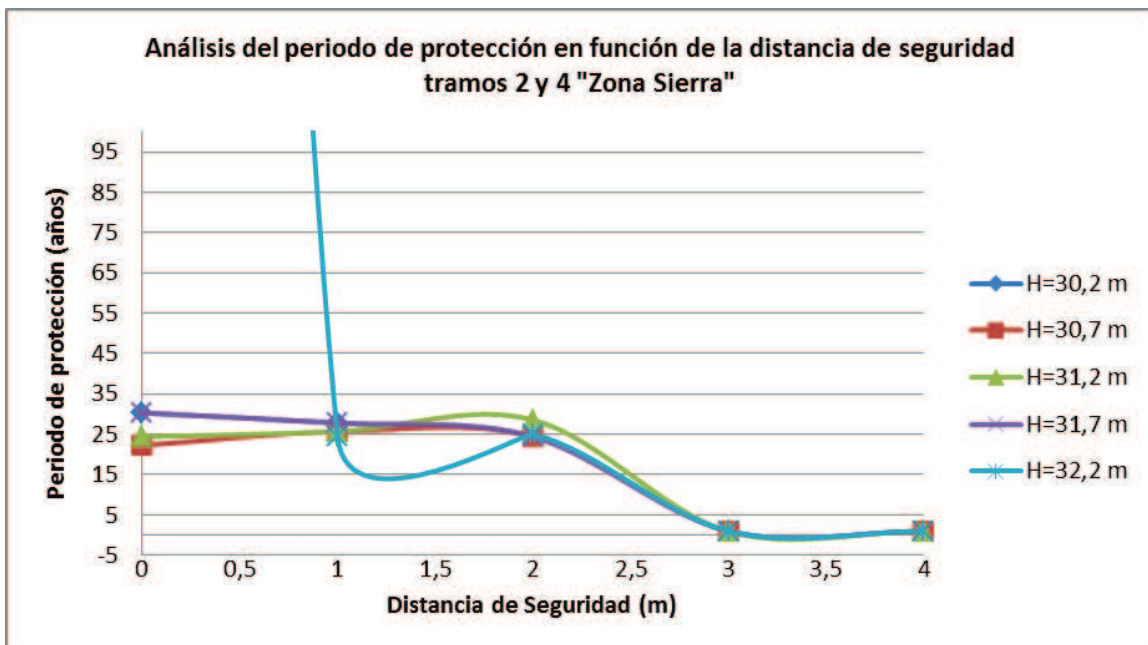


Figura 5.19 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Tramos 2 y 4 "Zona Sierra"

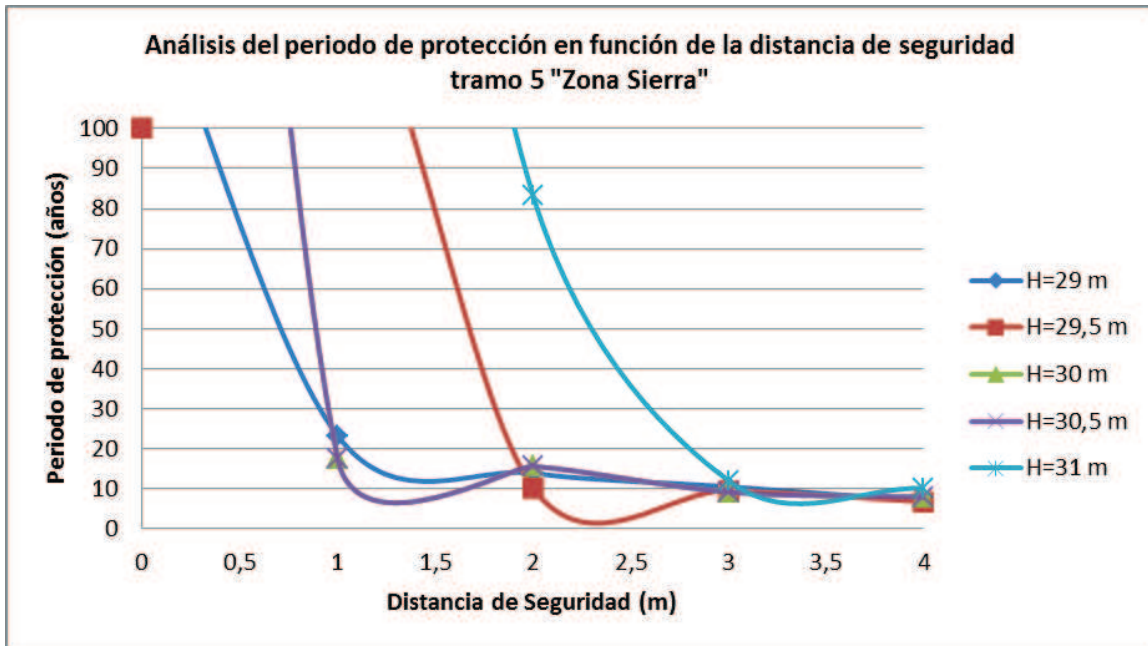


Figura 5.20 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Tramo 5 "Zona Sierra"

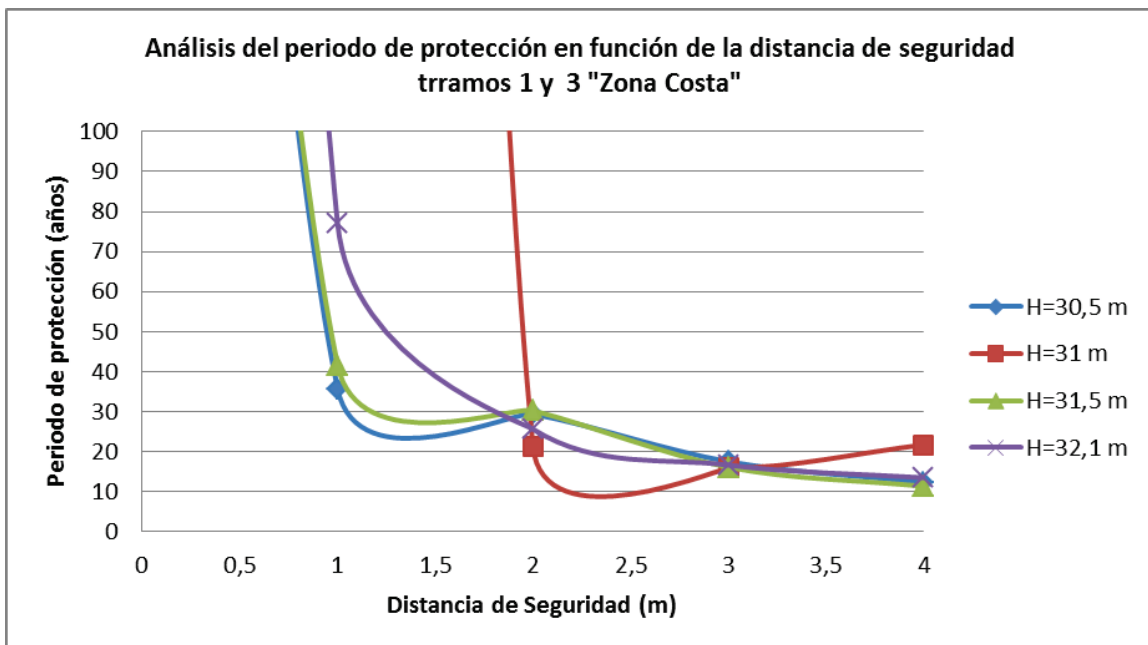


Figura 5.21 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Tramos 1 y 3 "Zona Costa"

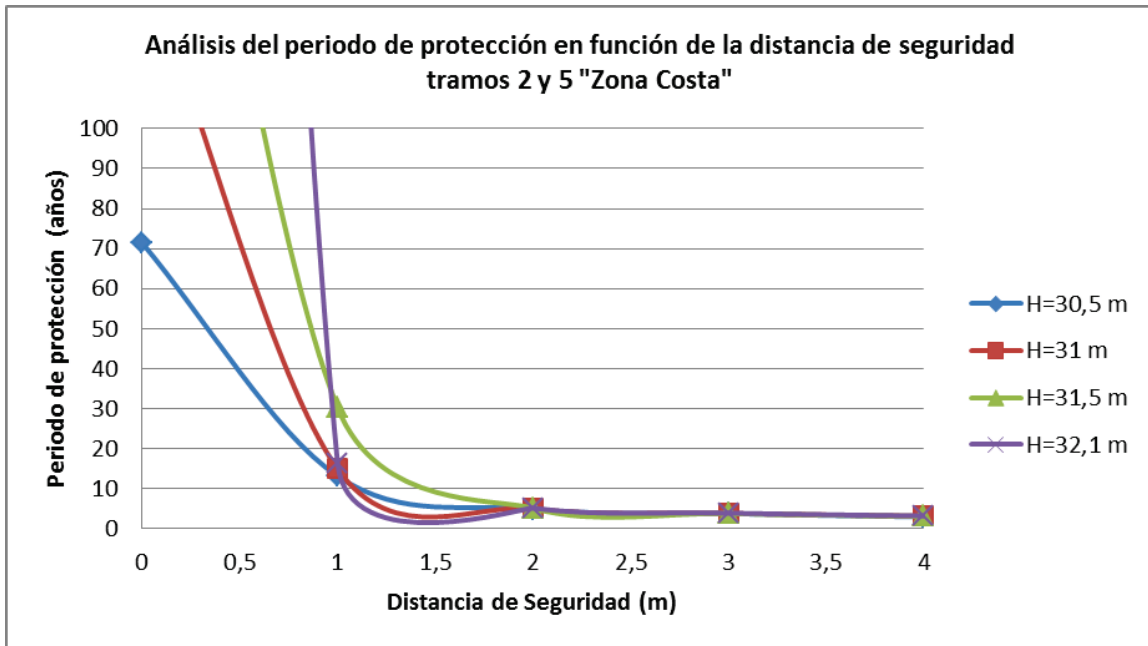


Figura 5.22 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Tramos 2 y 5 "Zona Costa"

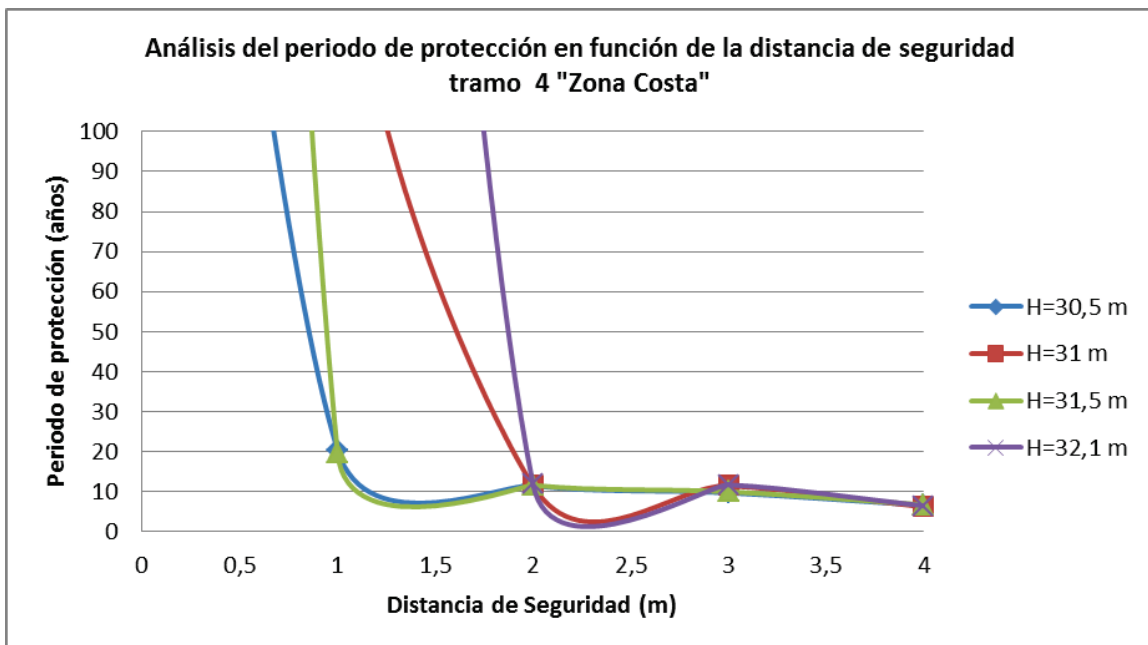


Figura 5.23 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Tramo 4 "Zona Costa"

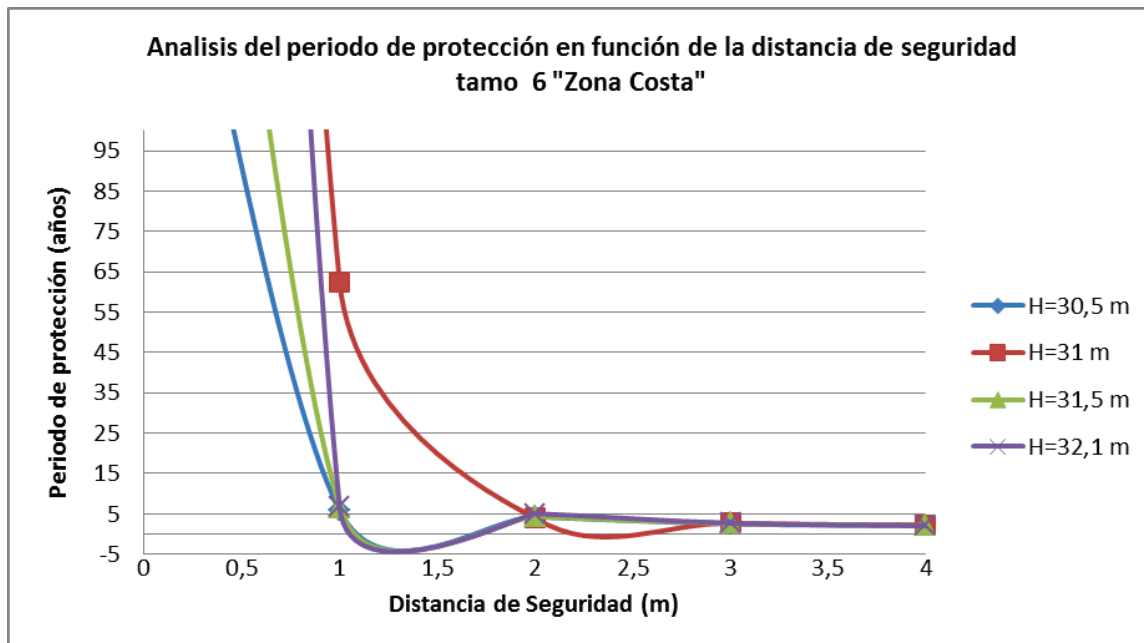


Figura 5.24 Análisis del Periodo de Protección en Función de la Distancia de Seguridad Tramo 6 "Zona Costa"

Se debe notar que para la figura 5.15 las curvas de las alturas del hilo de guarda sobre el piso de 31,7m y 32,2m se superponen lo que indica que para estos tramos una altura mayor a 31,7m sería inútil ya que ofrece resultados similares.

Como se puede ver en las gráficas anteriores el periodo de apantallamiento es muy alto llegando casi hasta los 1000 años en algunos casos para una distancia de seguridad de 0 m esto haría pensar que cualquier altura a la que se localice el hilo de guarda sería suficiente para un buen apantallamiento pero al tener una distancia de seguridad de 0 m no se están considerando las descargas (rayos) que caen inclinados u horizontalmente ni los rayos atraídos por el hilo de guarda y que caen en las inmediaciones de la línea de transmisión, por lo que utilizar una distancia de seguridad de esta medida presentaría un alto índice de error.

Por otra parte se puede observar que los periodos de protección son bajos para una distancia de seguridad de 3 o 4 metros, en algunos casos menores que la unidad. Ahora se debe tener en cuenta que al aumentar la distancia de seguridad estamos

considerando que todas las descargas que caigan en este rango son consideradas como fallas del apantallamiento por parte del programa y no necesariamente solo las descargas que caen en los conductores de fase, esto indicaría que estas distancias son excesivas ya que la mayoría de estas descargas serian descargas a tierra y no necesariamente fallas del apantallamiento.

Para las distancias de seguridad de 1 y 2 metros se puede ver que se tienen valores de periodos de protección razonables para la cantidad de años que se están simulando, pero se debe considerar que estos periodos de protección están tomados en relación a la longitud de los tramos analizados mas no para la longitud total de la línea de transmisión para lo cual es necesario también hacer un análisis para la longitud total de la línea en base a los resultados anteriormente obtenidos.

5.6.7 INFLUENCIA DEL NÚMERO DE SALIDAS TOTALES/100KM/AÑO SOBRE LA DISTANCIA DE SEGURIDAD

Para analizar a la línea de transmisión en su totalidad es necesario considerar el número de fallas del apantallamiento (en el software D.A.L.T. se las denomina como salidas de la línea de transmisión), para para este trabajo se considera una exposición del 1%, por lo que si cada kilómetro de la línea de transmisión intercepta una descarga al año, entonces la línea de transmisión podría experimentar una falla de apantallamiento cada año por cada 100km.

Ahora bien es necesario determinar el número de fallas del apantallamiento para la longitud total de la línea de transmisión para lo cual se debe sumar las fallas del apantallamiento presentadas en cada tramo por cada año para obtener los valores totales los cuales se muestran en la tabla siguiente (5.27):

	Tramos	Alturas hilos de guarda (m)	Nomenclatura	Distancia de seguridad (m)	número de fallas apantallamiento totales/328km/año	número de fallas apantallamiento totales/100km/año
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	30,2	h1	0	0,10	0,03
	5			1	0,47	0,14
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5,	29		2	0,74	0,22
	6	30,5		3	2,69	0,82
				4	2,95	0,90
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	30,7	h2	0	0,12	0,04
	5			1	0,21	0,06
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5,	29,5		2	0,77	0,24
	6	31		3	2,67	0,81
				4	2,94	0,90
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	31,2	h3	0	0,08	0,02
	5			1	0,41	0,12
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5,	30		2	0,70	0,21
	6	31,5		3	2,73	0,83
				4	2,90	0,89
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	31,7	h4	0	0,04	0,01
	5			1	0,34	0,10
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5,	30,5		2	0,65	0,20
	6	32,1		3	2,63	0,80
				4	2,90	0,88
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	32,2	h5	0	0,04	0,01
	5			1	0,30	0,09
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5,	31		2	0,67	0,20
	6	32,1		3	2,63	0,80
				4	2,94	0,90

Tabla 5.27 Número de Salidas Totales

Nota: los parámetros h1, h2, h3, h4, h5 son solamente nombres para los conjuntos de tramos.

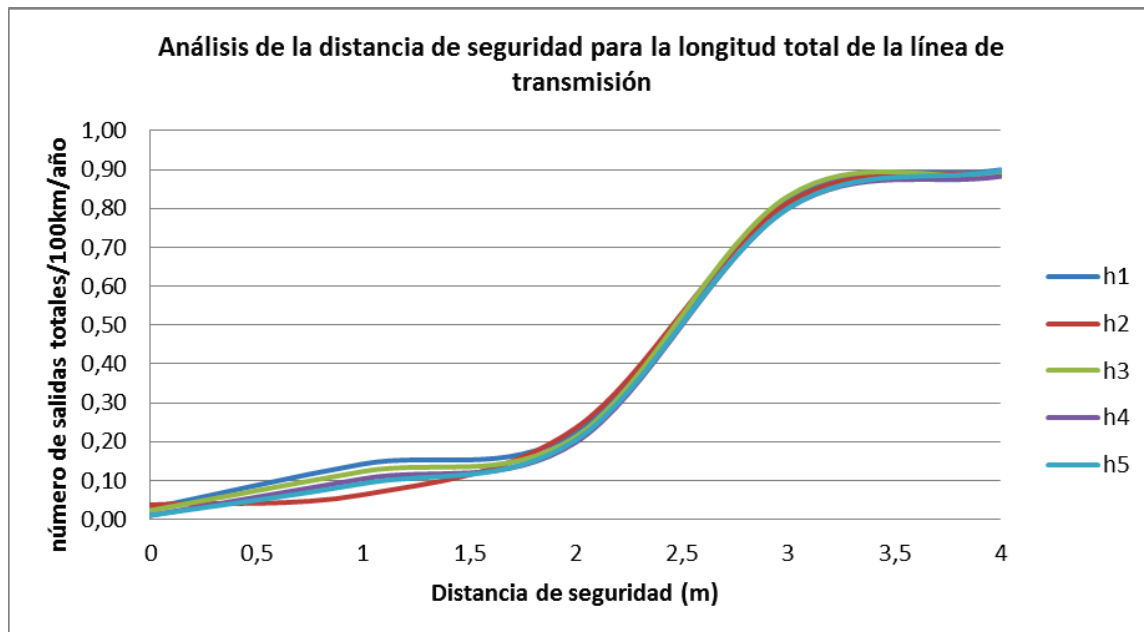


Figura 5.25 Análisis de la Distancia de Seguridad por 100 km de la Línea de Transmisión

Como se puede ver en la figura 5.24, para una distancia de 100 km el número de fallas del apantallamiento de la línea de transmisión es casi la unidad para distancias de seguridad de 3 y 4 metros, si bien a primera vista se podría considerar que estas distancias son las adecuadas para determinar la altura de los elementos de guarda, se debe considerar que de lo explicado anteriormente estas distancias toman un gran número de descargas a tierra como fallas y presentan un bajo periodo de protección del apantallamiento por lo que tomar estas distancias introducirían un gran error al diseño del apantallamiento a pesar de que se cumpla con el número de salidas antes especificado.

Esta es una línea de transmisión de gran importancia ya que va a unir los dos centros de carga más importantes del país Quito y Guayaquil por lo que es necesario considerar también el número de fallas del apantallamiento para la longitud total de la línea de transmisión, ya que al considerar solamente el criterio de una salida por cada 100km al año significaría que se tendría tres fallas de apantallamiento para la

línea en su totalidad, por lo que es necesario analizar el número de fallas del apantallamiento totales para la longitud total de la línea.

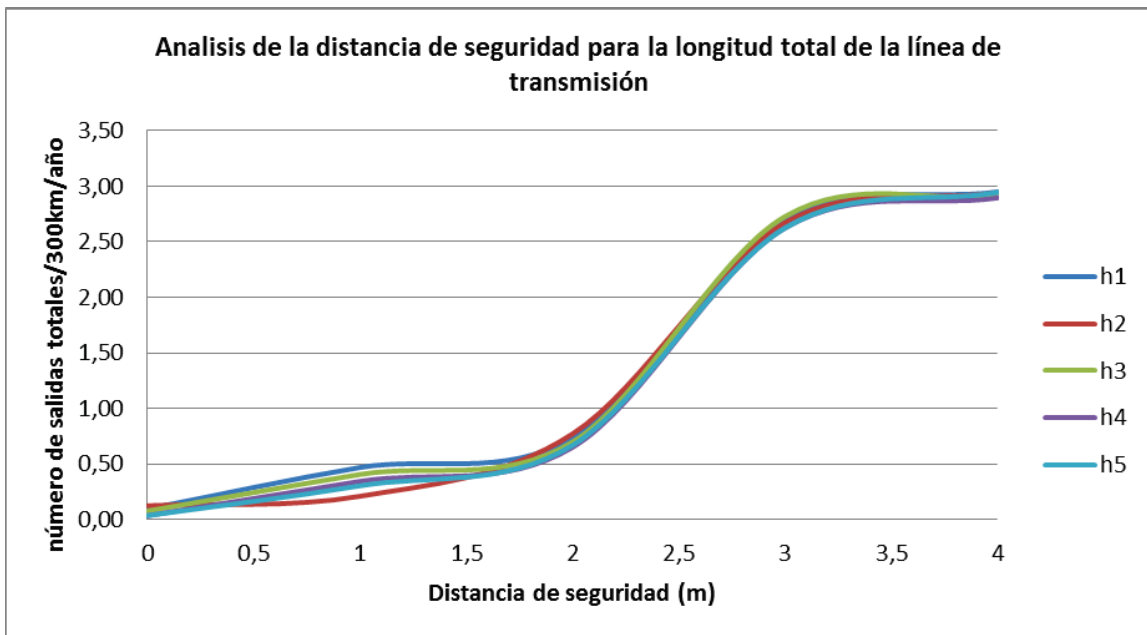


Figura 5.26 Análisis de la Distancia de Seguridad para la Longitud Total de la Línea de Transmisión

Analizando la figura 5.25 se comprueba que las mejores alternativas para determinar la altura de los elementos de guarda serían las distancias de seguridad de 1 o 2 metros, pero debido a que el número de fallas del apantallamiento tiene menos variaciones en la distancia de seguridad de 2 metros se utilizará esta distancia de seguridad para determinar la altura de los elementos de guarda.

5.6.8 INFLUENCIA DEL NÚMERO DE SALIDAS TOTALES/100KM/AÑO Y DISTANCIA DE SEGURIDAD SOBRE LA ALTURA EFECTIVA DE LOS ELEMENTOS DE GUARDA

Una vez determinada la distancia de seguridad apropiada ya se puede determinar la altura para los elementos de guarda para lo cual es necesario primeramente considerar cada tramo por separado debido a que no necesariamente los hilos de guarda deben estar a la misma altura durante todo el trayecto de la línea de transmisión.

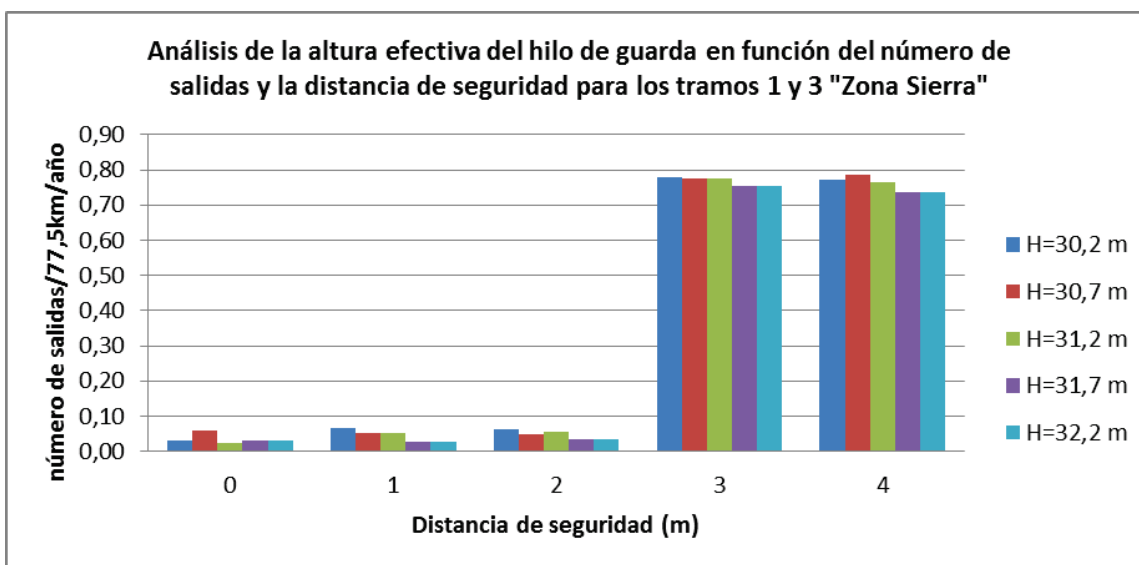


Figura 5.27 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad de los Tramos 1 y 3 "Zona Sierra"

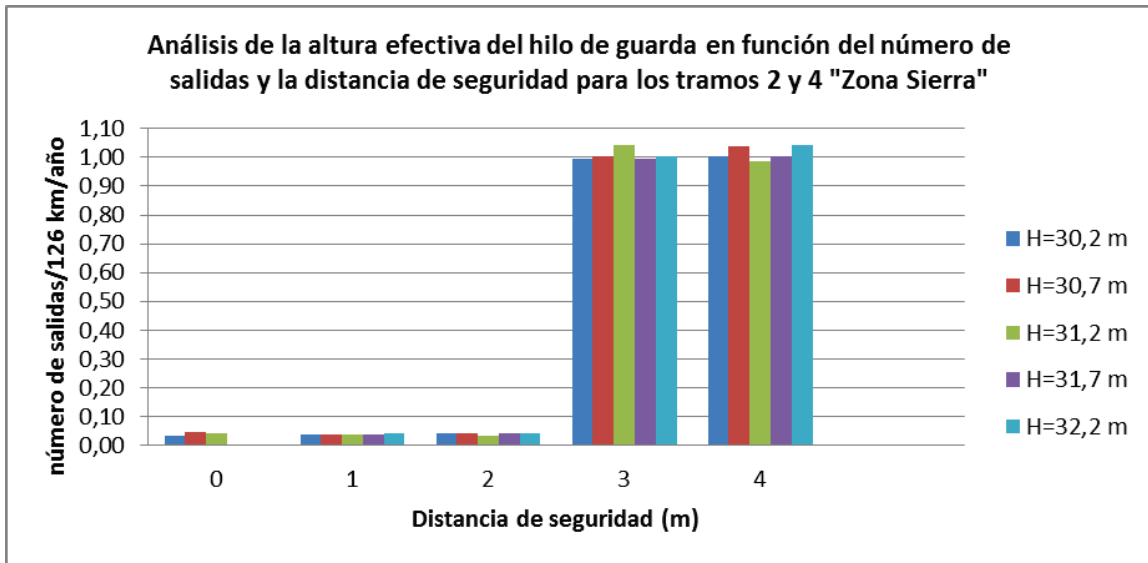


Figura 5.28 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad de los Tramos 2 y 4 "Zona Sierra"

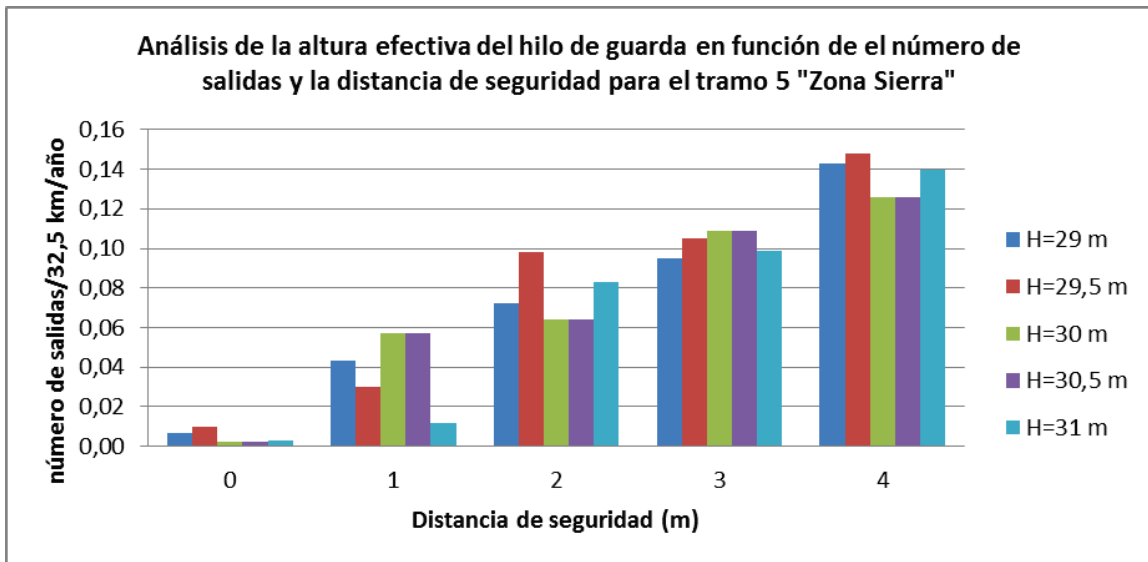


Figura 5.29 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para el Tramo 5 "Zona Sierra"

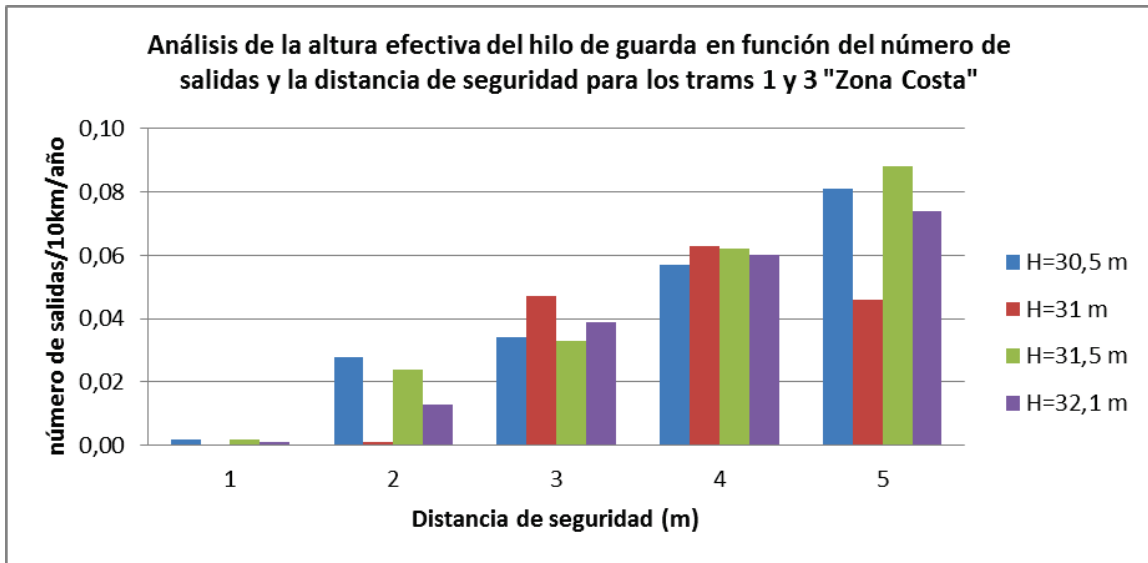


Figura 5.30 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad de los Tramos 1 y 3 "Zona Costa"

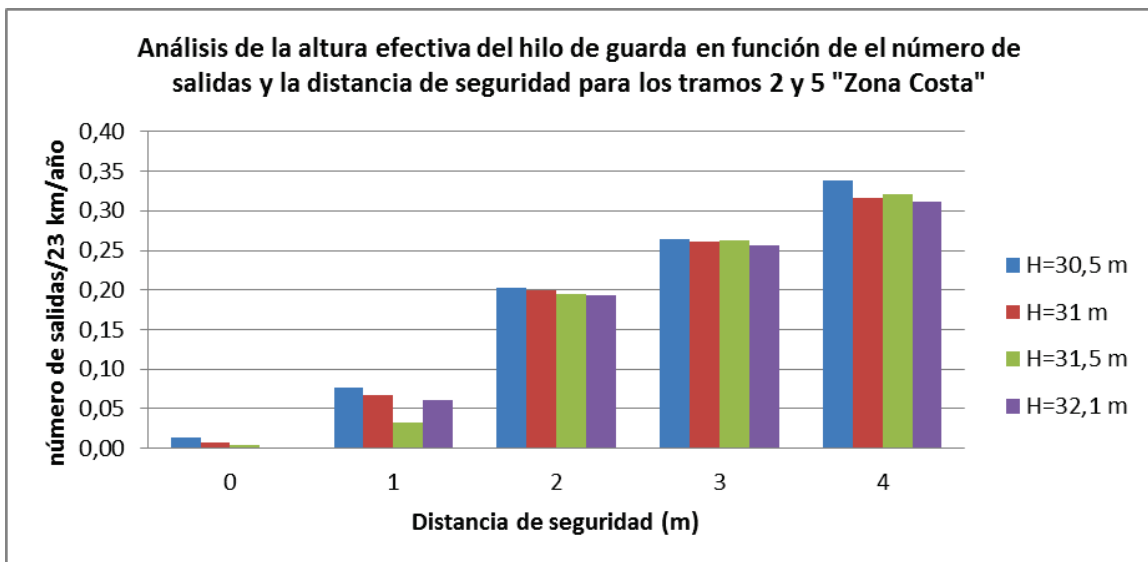


Figura 5.31 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad de los Tramos 2 y 5 "Zona Costa"

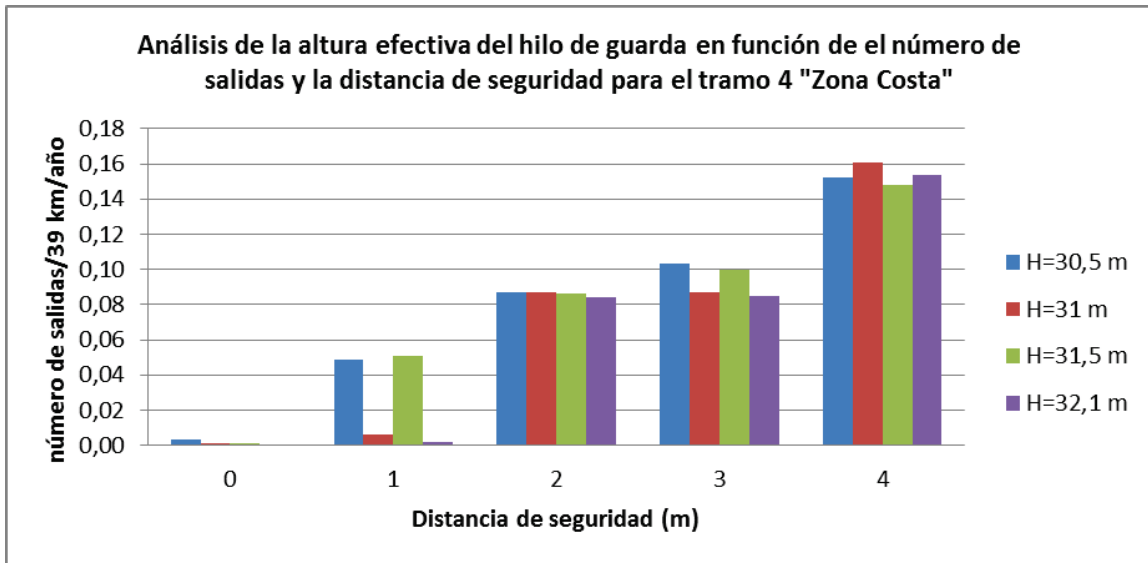


Figura 5.32 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para el Tramo 4 "Zona Costa"

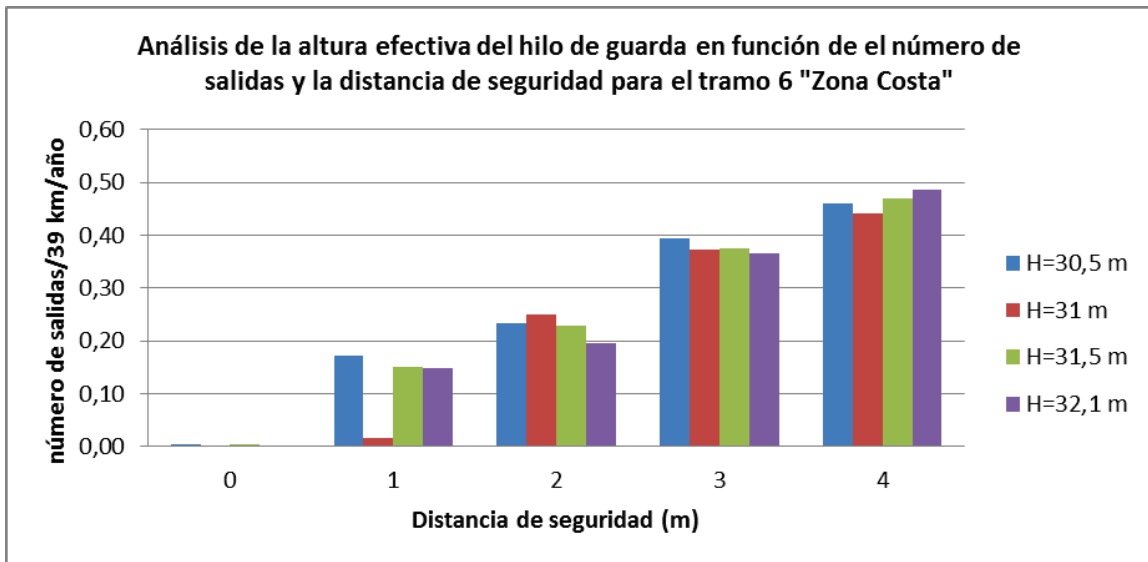


Figura 5.33 Análisis de la Altura Efectiva del Hilo de Guarda en Función del Número de Salidas y la Distancia de Seguridad para el Tramo 6 "Zona Sierra"

Como se puede ver en las gráficas anteriores la distancia de seguridad de 2 metros ofrece el mejor número de salidas al año y se comprueba especialmente en los tramos 1, 2, 3, 4 de la “Zona Sierra” que las distancias de 3 y 4 metros son las que producen el mayor número de salidas sin ser necesariamente fallas del apantallamiento.

Además se puede observar que las alturas que ofrecen el mejor rendimiento para el apantallamiento son:

	Tramos	Alturas hilos de guarda (m)
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	31,2
	5	30
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	31,5

Tabla 5.28 Alturas de los Hilos de Guarda Óptimas

Debido a que presentan los valores promedio de salidas por año para su longitud específica y por ende ofrecen un grado de certeza muy elevado, ahora es importante conocer si estas alturas de elementos de guarda van a cumplir con los requerimientos antes mencionados en su conjunto para la longitud total de la línea de transmisión para lo cual:

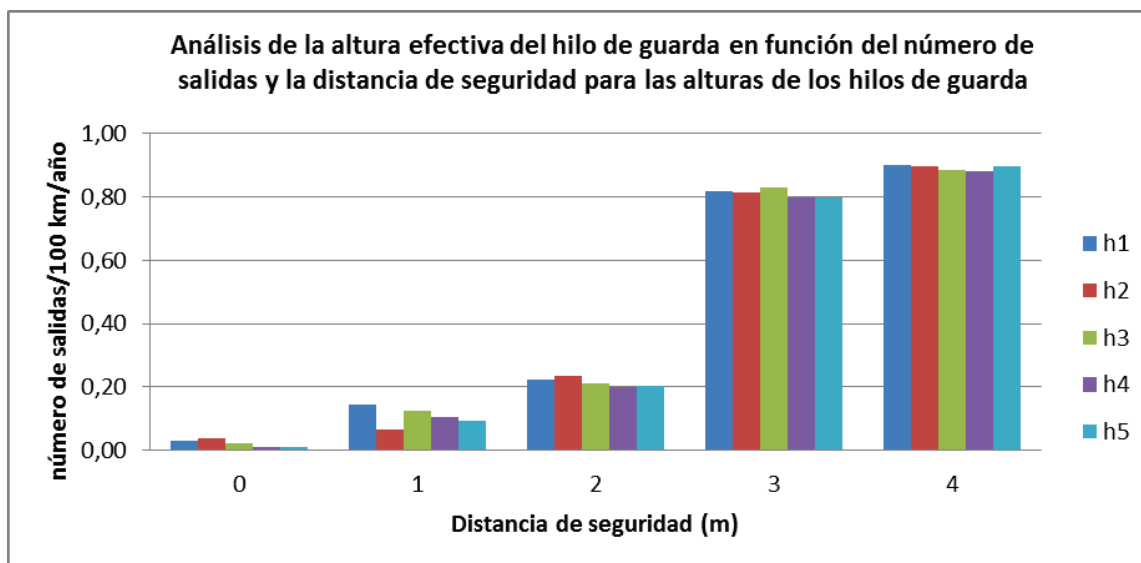


Figura 5.34 Análisis de la altura efectiva del hilo de guarda en función del número de salidas y la distancia de seguridad para las alturas de los hilos de guarda

	Tramos	Alturas hilos de guarda (m)	Nomenclatura	Distancia de seguridad (m)	número de salidas totales/328km/año	número de salidas totales/100km/año
Zona Sierra	1, 2, 3, 4 5	30,2 29	h1	0	0,10	0,03
				1	0,47	0,14
				2	0,74	0,22
				3	2,69	0,82
				4	2,95	0,90
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	30,5				
Zona Sierra	1, 2, 3, 4 5	30,7 29,5	h2	0	0,12	0,04
				1	0,21	0,06
				2	0,77	0,24
				3	2,67	0,81
				4	2,94	0,90
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	31				
Zona Sierra	1, 2, 3, 4 5	31,2 30	h3	0	0,08	0,02
				1	0,41	0,12
				2	0,70	0,21
				3	2,73	0,83
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	31,5				

				4	2,90	0,89
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	31,7	h4	0	0,04	0,01
	5	30,5		1	0,34	0,10
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5,	32,1		2	0,65	0,20
	6			3	2,63	0,80
				4	2,90	0,88
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	32,2	h5	0	0,04	0,01
	5	31		1	0,30	0,09
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5,	32,1		2	0,67	0,20
	6			3	2,63	0,80
				4	2,94	0,90

Tabla 5.29 Alturas de los Hilos de Guarda

Como se puede observar las alturas de los elementos de guarda seleccionadas anteriormente presentan un número de salidas totales para los 328km de longitud de la línea de transmisión de 0,7 que se podría decir que va a ser de 1 salida/328km/año por lo que estas alturas ofrecerían la protección necesaria para la línea de transmisión, si bien estas alturas son menores a las planteadas primeramente en las estructuras propuestas hay que recalcar que las estructuras de la “Zona Sierra” son estructuras que se están utilizando la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga y se está analizando su factibilidad para su uso en la línea de transmisión El Inga (Pifo) – Yaguachi (Guayaquil), mientras que la estructura de la “Zona Costa” fue propuesta por el autor , entonces se puede ver que desde el punto de vista del apantallamiento estas estructuras estarían sobre apantallando a la línea de transmisión y que para que sean completamente eficientes desde el punto de vista del apantallamiento se debería utilizar las alturas antes mencionadas para los elementos de guarda.

CONCLUSIONES

En función de los resultados obtenidos en los análisis del primario C y de la línea de transmisión Pifo (El Inga) – Yaguachi las corrientes que podrían causar problemas en la sierra y en la costa ecuatoriana están en el rango de 1 kA hasta los 10 kA, siendo la costa ecuatoriana la que presenta los mayores problemas para el diseño del apantallamiento.

La distancia a la que puede ser atraído el rayo está en función de la altura de la estructura del circuito eléctrico siendo para circuitos de distribución en promedio de 7 metros, mientras que para las nuevas líneas de 500 kV están en el orden de los 30 metros siendo esta distancia mayor en la sierra ecuatoriana.

La ventana expuesta que proporciona el modelo electrogeométrico es una función de la distribución de los conductores y el hilo de guarda en los circuitos analizados en este trabajo se puede observar que las ventanas expuestas son muy similares y relativamente pequeña lo que indica que las disposiciones utilizadas son las correctas.

De lo analizado para el primario C la mejor opción de apantallamiento la presenta la estructura la estructura Normal con una altura del hilo de guarda de 11,1 m sobre el piso. Debido a que presentan el menor número de salidas/100km/año y además no modifican mayormente a la estructura original.

Por lo visto en el desarrollo de este trabajo el apantallar estructuras en “volado” no es factible, ya que la altura del hilo de guarda sería muy grande y aun así no se obtienen resultados plenamente satisfactorios que permitan justificar una inversión de este tipo.

La mejor opción de apantallamiento para posibles prolongaciones o en su defecto la construcción de un nuevo primario es la estructura en “árbol” con una altura del hilo de guarda de 10,5 m ya que presenta los mejores resultados de protección, gracias a su configuración que puede ser adaptada a postes de distribución.

Circuitos primarios muy largos como los del oriente ecuatoriano presentan muchísimas más salidas de operación por descargas atmosféricas (rayos) que el analizado en ese estudio por lo que la inversión de un hilo de guarda puede llegar a ser mucho más rentable que el uso de otros artefactos de protección como los drenadores.

De los resultados obtenidos se puede apreciar que los pararrayos no ofrecen una verdadera protección contra descargas atmosféricas (rayos), especialmente si se los coloca a distancias de 5 o 6 postes como están actualmente.

La máxima protección en circuitos de distribución contra descargas atmosféricas (rayos) se logra mediante la combinación de elementos de protección como lo muestran los resultados obtenidos.

En función de los resultados obtenidos se puede observar que para la línea de transmisión Pifo (El Inga) – Yaguachi, el uso de las mismas estructuras de la línea de transmisión Coca Codo Sinclair – Pifo (El Inga) no es eficiente ya que estas estas (desde el punto de vista del apantallamiento), no ofrecen una verdadera mejoría en el la protección del circuito contra descargas atmosféricas (rayos).

Las alturas óptimas encontradas en este trabajo para los hilos de guarda son:

- Para los tramos 1, 2, 3, 4 de la zona sierra 31,2 m sobre el piso
- Para el tramo 5 de la zona sierra 30 m sobre el piso
- Para los tramos 1, 2, 3, 4, 5, 6 de la zona costa 31,5 m sobre el piso

Ya que estas alturas en conjunto ofrecen 0,7 fallas del apantallamiento por la longitud total de la línea de transmisión cada año.

La estructura propuesta por el autor para la zona Costa y que fue tomada de la referencia [4], prueba que es necesario un análisis previo su aceptación debido a que estas al ser diseñadas por organismos internacionales no reflejan las condiciones de Ecuador.

En una línea de transmisión es muy importante analizarla en conjunto a fin de conocer cómo va a funcionar el apantallamiento en todo el trayecto de la línea de transmisión.

Si se utiliza la disposición de estructuras propuestas en este trabajo para la línea de transmisión Pifo (El Inga) – Yaguachi, es muy probable obtener un número de fallas de apantallamiento mucho menor que el establecido en la norma IEC 71-1, lo que otorgaría al circuito una alta confiabilidad.

A fin de mejorar los resultados obtenidos, se hace necesario una actualización del software D.A.L.T. para que este pueda admitir rayos con un ángulo de ataque, de tal manera que no sean necesarias las aproximaciones que se hicieron al final del análisis y que introducen un cierto error en los resultados.

RECOMENDACIONES

A fin de mejorar los resultados presentados en este estudio es de vital importancia una actualización del mapa Isocerámico de Ecuador y más importante aún empezar a llevar un registro histórico de estos niveles, con el objetivo de conocer cómo evolucionan estos factores en Ecuador que permitan tomar las premisas necesarias para futuros diseños.

Para un buen diseño es muy importante realizar el análisis a diferentes alturas y en forma estadística a fin de identificar la altura óptima y determinar el conjunto de alturas inútiles que no producen una mayor mejoría en la protección del circuito.

Las alturas óptimas de los hilos de guarda encontradas en este trabajo ofrecen el máximo grado de seguridad al primario C y a la línea de transmisión Pifo (El Inga) – Yaguachi, mas para el primario C es necesario que el lector analice el conjunto de otras alturas para el hilo de guarda que ofrecen un número de salidas de operación que si bien no son las óptimas pueden cumplir con los requerimientos de diseño del lector y ofrecer mayores facilidades para su construcción.

Es muy importante la creación de una curva de densidad de probabilidad de corriente del rayo para Ecuador ya que las presentadas en este estudio son hechas por organismos internacionales y no necesariamente reflejan las verdaderas condiciones de nuestro país, teniendo en cuenta que esto ayudaría a mejorar en un gran porcentaje el diseño del apantallamiento y por ende la confiabilidad del sistema.

El lector debe tener en cuenta que el periodo de protección que ofrece el software D.A.L.T. es solamente referencial ya que está influenciado por el periodo de análisis por lo que no puede ser utilizado para determinar la efectividad del apantallamiento de manera directa, pero si ofrece el punto de partida para el cálculo de otros parámetros que permiten determinar la efectividad del apantallamiento.

A fin de realizar una correcta simulación de cualquier circuito eléctrico se recomienda enfáticamente seguir al pie de la letra lo especificado en el capítulo 3 de este estudio debido a que cualquier variación o mal ingreso de datos va a afectar drásticamente a los resultados.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Std. 1410 – 2004 “Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines”.

- [2] IEEE Std. 1243 – 1997 “Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines”.

- [3] TOMAS Gilberto, “Actualización del Mapa Isocerámico de Guatemala y su Influencia en el Diseño de Líneas de Transmisión”, Universidad de San Carlos de Guatemala, mayo 2004.

- [4] ADERSON J. G., Electrical Power Research Institute, “Transmission Line Reference Book 345kV and Above/ Second Edition”, 1982, Capítulo 12.

- [5] LÓPEZ Enrique, “Sobre voltajes, causas y medidas de protección”, Universidad Autónoma de Nuevo León, Diciembre 1997.

- [6] IEC 71-1 – 1993, “Insulation Co-ordination – Part 1 (Definitions, Principles and Rules)”, Seventh Edition.

- [7] IEC 71-2 – 1996, “Insulation Co-ordination – Part 2 (Application Guide)”, Third Edition.

- [8] BUSTAMANTE Frank, “Métodos para determinar salidas de líneas aéreas por fallas de apantallamiento ante descargas atmosféricas”, PVDSA., Revista Ciencia e Ingeniería Vol.22. No 2. 2001.

- [9] CORREA Nataly, “Diseño del Apantallamiento Contra Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión con Ayuda Computacional”, EPN, Septiembre 2011.

- [10] SOTO Marco, TRELLES Wilman, “Programa Digital para el Estudio y Simulación del Cálculo de Fallas por Apantallamiento y Flameo Inverso en Líneas de Transmisión”, EPN, Noviembre 2006.
- [11] MONTESDEOCA Martín, “Análisis Computacional de Líneas de Transmisión para Identificar las Torres con Mayor Índice de Fallas por Efecto de Descargas Atmosféricas”, EPN, Julio 2008.
- [12] TRANELECTRIC S.A., “Descripción de la Pre-factibilidad del Proyecto de 500kV”, Octubre 2008.
- [13] Empresa Eléctrica Quito (EEQ), “Estudio de Impacto Ambiental Definitivo de la Línea de Subtransmisión a 46 kV de la Subestación Sangolquí a la Subestación Enkador”, Quito 2008.
- [14] Empresa Eléctrica Quito (EEQ), “Plan de Obras Operativo Multianual”, Quito 2012.
- [15] Empresa Eléctrica Quito (EEQ), “Normas para Sistemas de Distribución – Parte B (Estructuras Tipo), Marzo 2009.
- [16] BORGES Robert, “Optimización del Uso de Pararrayos y Cables de Guarda en Líneas Aéreas de Distribución de 13,8 kV”, Universidad de Oriente, Abril 2010.
- [17] PÁEZ Elizabeth, “Estudio de Factibilidad para la Aplicación de la Tecnología BROABAND OVER POWER LINE (BLP) Usando la Infraestructura de la Red de Distribución de las Subestaciones San Rafael y Sangolquí de la Empresa Eléctrica Quito S.A.”, EPN, Febrero 2006.

- [18] “Modelos de Acoplamiento para el Cálculo de Tensiones Inducidas en Líneas de Distribución”, El Hombre y la Máquina No 35, julio – Diciembre 2010.
- [19] CIGRÉ, Comité Nacional de México, “Métodos de Acoplamiento para el Análisis de Voltajes Inducidos en Redes Eléctricas de Bajo Voltaje Debido a Descargas Eléctricas Atmosféricas. Bienal 2001.
- [20] TASIPANTA Carlos, “Estudio e Implementación de Sistemas de Protección Contra Descargas Atmosféricas y Puesta a Tierra de Protección de la Compañía HELMERICH AND PAYNE DEL RING 132”, ESPE – Latacunga, Julio 2012.
- [21] NEXANS, “ Cables de Aluminio con Alma de Liga de Aluminio – ACAR serie KCMIL)”.
- [22] ENERSIS, “Especificación Técnica: Aisladores de Porcelana, Vidrio y Poliméricos para Redes de Media Tensión”, Diciembre 2008.
- [23] ELECTROCABLES C.A., “Características Generales de los Conductores Eléctricos”.
- [24] <http://html.rincondelvago.com/pararrayos.html>
- [25] <http://www.forbiddenwords.net/2006/08/07/informacion-sobre-rayos-tipos-de-rayos-en-las-tormentas-electricas-fotos/>
- [26] [http://www.indelec.com.es/foudre/Comprendre la foudre/Comprendre la foudre.aspx](http://www.indelec.com.es/foudre/Comprendre%20la%20foudre/Comprendre%20la%20foudre.aspx)
- [27] <http://www.definicionabc.com/general/rayo.php#ixzz2O7G93BLQ>
- [28] <http://www.dlyservicios.com.ar/rayo.htm>
- [29] <http://html.rincondelvago.com/tormentas-electricas.html>
- [30] <http://seguridadconelectricidad.blogspot.com/2010/10/metodo-de-la-esfera-rodante.html>

- [31] <http://www.electricosonline.com/Privado/Reglamentos/RLAT/LAT-075.htm>
- [32] <http://www.inti.gob.ar/cirsoc/pdf/102/comentarios/tablasC102.pdf>
- [33] <http://mx.answers.yahoo.com/question/index?qid=20110205162900AAa49IY>
- [34] <http://koalasporelmundo.blogspot.com/>
- [35] http://es.123rf.com/photo_13296163_toscana-terreno-ondulado-en-el-paisaje-de-crete-senesi-pais-italia-europa-hills-casquillos-los-campo.html
- [36] <http://www.alamaula.ec/carchi/lotes-terrenos/vendo-terreno-plano-de-9-hectareas-en-carchi/2193597>

ANEXO A

RESULTADOS TABULADOS DE LAS SIMULACIONES

RESULTADOS SIMULACIONES "ZONA SIERRA"

Tramo	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/77,5km/año
Tramo 1 y 3	30,2	0	22427	32	31,25	99,86	8	0,03	
		1	21532	66	15,15	99,69	6-10	0,07	
		2	3842	64	15,63	98,36	6-10	0,06	
		3	3764	780	1,28	82,83	6-18,5-28-37,5-46,75	0,78	
	30,7	4	3787	771	1,3	83,08	6-18,5-28-37,5-46,76	0,77	
		0	22193	60	16,67	99,73	6	0,06	
		1	3861	51	19,61	98,7	6	0,05	
		2	3798	49	20,41	98,73	6	0,05	
	31,2	3	3715	777	1,29	82,7	6-18,5-28-37,5-46,76	0,78	
		4	3828	787	1,27	82,95	6-18,5-28-37,5-46,77	0,79	
		0	3761	24	41,67	99,37	6	0,02	
		1	3870	51	19,61	98,7	6	0,05	
	31,7	2	3781	56	17,86	98,54	6	0,06	
		3	3725	777	1,29	82,74	6-18,5-28-37,5-46,77	0,78	
		4	3800	764	1,31	83,26	6-18,5-28-37,5-46,77	0,76	
		0	23519	32	31,25	99,86	6	0,03	
	32,2	1	3899	27	37,04	99,31	6	0,03	
		2	3807	33	30,3	99,14	6	0,03	
		3	3753	753	1,33	83,29	6-18,5-28-37,5-46,77	0,75	
		4	3832	737	1,36	83,87	6-18,5-28-37,5-46,77	0,74	
77,5	0	24065	32	31,25	99,87	6	0,03		
	1	3904	27	37,04	99,31	6	0,03		
	2	3810	33	30,3	99,14	6	0,03		
	3	3757	753	1,33	83,3	6-18,5-28-37,5-46,77	0,75		
3838	4	3838	737	1,36	83,89	6-18,5-28-37,5-46,78	0,74		

Tramo	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/126km/año
Tramo 2 y 4	126	30,2	0	20793	33	30,3	99,84	8	0,03
			1	20407	36	27,78	99,82	6	0,04
			2	4697	41	24,39	99,13	6	0,04
			3	3067	996	1	75,49	6-18,5-28-37,5-46,75	1,00
		4	3009	1006	0,99	74,94	6-18,5-28-37,5-46,76	1,01	
		0	3134	45	22,22	98,58	8	0,05	
		1	3071	39	25,64	98,75	6	0,04	
		2	4702	41	24,39	99,14	6	0,04	
		3	3012	1006	0,99	74,96	6-18,5-28-37,5-46,76	1,01	
		4	3021	1040	0,96	74,39	6-18,5-28-37,5-46,77	1,04	
		0	3564	41	24,39	98,68	6	0,04	
		1	3077	39	25,64	98,75	6	0,04	
		2	3015	35	28,57	98,85	6	0,04	
		3	3023	1041	0,96	74,38	6-18,5-28-37,5-46,77	1,04	
		4	3026	987	1,01	75,4	6-18,5-28-37,5-46,77	0,99	
		0	3026	0	30,3	100		0,00	
		1	21708	36	27,78	99,83	6	0,04	
		2	4859	41	24,39	99,16	6	0,04	
		3	3080	996	1	75,56	6-18,5-28-37,5-46,77	1,00	
		4	3025	1006	0,99	75,04	6-18,5-28-37,5-46,77	1,01	
0	22879	0	1000	100		0,00			
1	3596	41	24,39	99,87	6	0,04			
2	3080	40	25	98,72	6	0,04			
3	3031	1006	0,99	75,08	6-18,5-28-37,5-46,77	1,01			
4	3034	1041	0,96	74,45	6-18,5-28-37,5-46,78	1,04			

Tramo	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/32,5km/año
Tramo 5	32,5	29	0	391	7	142,86	98,24	8 - 11,5 - 15,75	0,01
			1	391	43	23,26	90,09	6 - 13 - 46,75	0,04
			2	352	72	13,89	83,02	6 - 18,5 - 28 - 37,5	0,07
			3	412	95	10,53	81,26	6-10-18,5-28-37,5	0,10
		4	397	143	6,99	73,52	6-10-18,5-28-37,5-46,75	0,14	
		0	342	10	100	97,16	8	0,01	
		1	2786	30	142,86	99,75	6	0,03	
		2	397	98	10,2	80,2	6-10-18,5-28-37,5	0,10	
		3	369	105	9,52	77,85	6-18,5-28-37,5-46,75	0,11	
		4	373	148	6,76	71,59	6-18,5-28-37,5-46,75	0,15	
		0	2841	2	500	99,93	6	0,00	
		1	402	57	17,54	87,58	6 - 37,5	0,06	
		2	371	64	15,63	85,29	6-18,5-28-37,5-46,75	0,06	
		3	379	109	9,17	77,66	6-28-37,5	0,11	
		4	392	126	7,94	75,68	6-18,5-28-37,5-46,75	0,13	
		0	2903	2	500	99,93	6	0,00	
		1	403	57	17,54	87,61	6-37,5	0,06	
		2	372	64	15,63	85,32	6-28-37,5	0,06	
		3	379	109	9,17	77,66	6-28-37,5	0,11	
		4	394	126	7,94	75,77	6-18,5-28-37,5-46,75	0,13	
30,5	0	3129	3	333,33	99,9	8	0,00		
	1	2964	12	83,33	99,6	6	0,01		
	2	416	83	12,05	83,37	6-28-37,5	0,08		
	3	377	99	10,1	79,2	6-18,5-28-37,5-46,75	0,10		
4	373	140	7,14	72,71	6-18,5-28-37,5-46,75	0,14			
31		0	3129	3	333,33	99,9	8	0,00	
		1	2964	12	83,33	99,6	6	0,01	
		2	416	83	12,05	83,37	6-28-37,5	0,08	
		3	377	99	10,1	79,2	6-18,5-28-37,5-46,75	0,10	
4	373	140	7,14	72,71	6-18,5-28-37,5-46,75	0,14			

Nota: Las corrientes de falla son las de mayor número de falla del espectro analizado por el software D.A.L.T.

RESULTADOS SIMULACIONES "ZONA COSTA"

Tramo	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/10km/año
Tramo 1 y 3	10	30,5	0	1470	2	500	99,86	6	0,00
			1	238	28	35,71	89,47	6-37,5-46,75	0,03
			2	244	34	29,41	87,77	37,75	0,03
			3	257	57	17,54	81,85	18,5-37,5	0,06
		4	277	81	12,35	73,7	18,5-37,5-46,76	0,08	
		0	264	0	1000	100		0,00	
		1	1521	1	1000	99,93	6	0,00	
		2	241	47	21,28	83,68	6-18,5-28-37,5-46,75	0,05	
		3	229	63	15,87	78,42	6-18,5-37,5-46,75	0,06	
		4	245	46	21,74	84,19	6-18,5-28-37,5-46,75	0,05	
		0	252	2	500	99,21	6	0,00	
		1	234	24	41,67	90,7	6-18,5-37,75	0,02	
		2	219	33	30,3	86,9	6-18,5-37,75-46,75	0,03	
		3	221	62	16,13	78,09	6-18,5-28-37,5-46,75	0,06	
		4	217	88	11,36	71,15	6-18,5-28-37,5-46,75	0,09	
		0	242	1	1000	99,59	6	0,00	
		1	245	13	76,92	94,96	18,5-37,5	0,01	
		2	257	39	25,64	86,82	6-18,5-28-37,5-46,75	0,04	
		3	233	60	16,67	79,52	6-18,5-28-37,5	0,06	
		4	252	74	13,51	77,3	6-18,5-28-37,5-46,75	0,07	

Tramo	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/23km/año
Tramo 2 y 5	23	30,5	0	962	14	71,43	98,57	6	0,01
			1	959	76	13,16	92,66	6-18,5-28-37,5	0,08
			2	983	203	4,93	82,88	6-18,5-28-37,5-46,75	0,20
			3	946	264	3,79	78,18	6-18,5-28-37,5-46,75-55	0,26
		4	932	338	2,96	73,39	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,34	
		0	6618	7	142,86	99,89	6	0,01	
		1	1005	67	14,93	93,75	6-18,5-37,5	0,07	
		2	1005	200	5	83,4	6-18,5-23-28-37,5-46,75	0,20	
		3	1026	261	3,83	79,72	6-18,5-23-28-37,5-46,75	0,26	
		4	974	317	3,15	75,45	6-18,5-23-28-37,5-46,75	0,32	
		0	6823	4	250	99,4	6	0,00	
		1	219	33	30,3	86,9	6-18,5-37,75-46,75	0,03	
		2	1007	195	5,13	83,78	6-18,5-13-28-37,5-46,75	0,20	
		3	1008	263	3,8	79,31	6-18,5-28-37,5-46,75	0,26	
		4	1031	321	3,12	76,26	6-18,5-28-37,5-46,75	0,32	
		0	996	0	1000	100		0,00	
		1	1013	61	16,39	94,32	6-18,5-37,5	0,06	
		2	1016	194	5,15	83,97	6-18,5-28-37,5-46,75	0,19	
		3	1032	256	3,91	80,12	6-18,5-28-37,5-46,75	0,26	
		4	980	312	3,21	75,85	6-18,5-13-28-37,5-46,75	0,31	

Tramo	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/39km/año
Tramo 4	39	30,5	0	3376	3	333,33	99,91	8	0,00
			1	419	49	20,41	89,53	6-18,5-28-37,5-46,75	0,05
			2	463	87	11,49	84,18	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,09
			3	420	103	9,71	80,31	6-18,5-28-37,5-46,75	0,10
		4	415	152	6,58	73,19	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,15	
		0	3477	1	1000	99,97	8	0,00	
		1	3319	6	166,67	99,82	6	0,01	
		2	412	87	11,49	82,57	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,09	
		3	463	87	11,49	84,18	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,09	
		4	420	161	6,21	72,29	6-18,5-28-37,5-46,75	0,16	
		0	405	1	1000	99,75	6	0,00	
		1	424	51	19,61	89,26	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,05	
		2	428	86	11,63	83,27	6-18,5-28-37,75	0,09	
		3	430	100	10	81,13	6-18,5-28-37,5	0,10	
		4	472	148	6,76	76,13	6-18,5-28-37,5-46,75	0,15	
		0	417	0	1000	100		0,00	
1	3469	2	500	99,94	6	0,00			
2	417	84	11,9	83,23	6-18,5-28-37,5-46,75	0,08			
3	466	85	11,76	84,57	6-18,5-28-37,5-46,75	0,09			
4	429	154	6,49	73,58	6-18,5-28-37,5-46,75	0,15			

Tramo	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/20km/año
Tramo 6	20	30,5	0	4420	5	200	99,89	8	0,01
			1	1275	171	5,85	88,17	6-18,5-23-28-37,5-46,75	0,17
			2	1305	234	4,27	84,8	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,23
			3	1278	393	2,54	76,48	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,39
		4	1251	459	2,18	73,16	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,46	
		0	641	1	1000	99,97	8	0,00	
		1	8091	16	62,5	99,8	6	0,02	
		2	1370	250	4	84,57	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,25	
		3	1284	373	2,68	77,49	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,37	
		4	1393	442	2,26	75,91	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,44	
		0	1280	3	333,33	99,77	6	0,00	
		1	1318	151	6,62	89,72	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,15	
		2	1286	229	4,37	84,88	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,23	
		3	1261	376	2,66	77,03	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,38	
		4	1294	470	2,13	73,36	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,47	
		0	1392	0	1000	100		0,00	
		1	1301	148	6,76	89,79	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,15	
		2	1411	196	5,1	87,8	6-13-18,5-28-37,5-46,75	0,20	
		3	1300	366	2,73	78,03	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,37	
		4	1372	486	2,06	73,84	6-18,5-28-37,5-46,75-65	0,49	

Nota: Las corrientes de falla son las de mayor número de falla del espectro analizado por el software D.A.L.T.

RESULTADOS LÍNEA DE TRANSMISIÓN TOTALES

	Tramos	Alturas hilos de guarda (m)	Nomenclatura	Distancia de seguridad (m)	número de salidas totales/328km/año	número de salidas totales/100km/año
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	30,2	h1	0	0,10	0,03
	5	29		1	0,47	0,14
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	30,5		2	0,74	0,22
				3	2,69	0,82
				4	2,95	0,90
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	30,7	h2	0	0,12	0,04
	5	29,5		1	0,21	0,06
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	31		2	0,77	0,24
				3	2,67	0,81
				4	2,94	0,90
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	31,2	h3	0	0,08	0,02
	5	30		1	0,41	0,12
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	31,5		2	0,70	0,21
				3	2,73	0,83
				4	2,90	0,89
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	31,7	h4	0	0,04	0,01
	5	30,5		1	0,34	0,10
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	32,1		2	0,65	0,20
				3	2,63	0,80
				4	2,90	0,88
Zona Sierra	1, 2, 3, 4	32,2	h5	0	0,04	0,01
	5	31		1	0,30	0,09
Zona Costa	1, 2, 3, 4, 5, 6	32,1		2	0,67	0,20
				3	2,63	0,80

					4	2,94	0,90
--	--	--	--	--	---	------	------

RESULTADOS SIMULACIONES ESTRUCTURA CENTRADA

Estructura	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/36,6km/año	número de salidas/100km/año
Centrada	10,6	0	111	177	5,65	38,54	6 - 13 - 28 - 37,5 - 90	0,18	0,48	
		1	85	306	3,27	21,74	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,31	0,84	
		2	89	512	1,95	14,81	6 - 18,5 - 23 - 37,5 - 46,75	0,51	1,40	
		3	83	674	1,48	10,96	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,67	1,84	
	4	108	915	1,09	10,56	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,92	2,50		
	0	223	86	11,63	72,17	6 - 13 - 37,75	0,09	0,23		
	1	167	286	3,5	36,87	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,29	0,78		
	2	141	482	2,07	22,63	6 - 18,5 - 23 - 37,5 - 46,75	0,48	1,32		
	3	152	716	1,4	17,51	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,72	1,95		
	4	157	861	1,16	15,42	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,86	2,35		
	0	325	0	1000	100		0,00	0,00		
	1	325	0	1000	100		0,00	0,00		
	2	291	264	3,79	52,43	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,26	0,72		
	3	319	498	2,01	39,05	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,50	1,36		
	4	316	696	1,44	31,23	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,70	1,90		
	0	282	0	1000	100		0,00	0,00		
	1	273	0	1000	100		0,00	0,00		
	2	270	272	3,6	49,82	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,27	0,74		
	3	295	478	2,09	38,16	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,48	1,30		
	4	275	759	1,32	26,6	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,76	2,07		
0	279	0	1000	100		0,00	0,00			
1	592	0	1000	100		0,00	0,00			

RESULTADOS SIMULACIONES ESTRUCTURA CENTRADA

Centrada	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledaños	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/36,6km/año	número de salidas/100km/año
Volado	36,6	10,25	0	62	56	17,86	52,54	18,5 - 23 - 28 - 46,75	0,06	0,15
			1	56	336	2,98	14,29	6 - 23 - 28 - 37,5 - 46,75	0,34	0,92
			2	55	598	1,67	8,42	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,60	1,63
			3	77	811	1,23	8,67	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,81	2,21
		4	67	938	1,07	6,67	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,94	2,56	
		0	130	14	71,43	90,28	28	0,01	0,04	
		1	114	258	3,88	30,65	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,26	0,70	
		2	129	485	2,06	21,01	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,49	1,32	
		3	134	729	1,37	15,53	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,73	1,99	
		4	111	947	1,06	10,49	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,95	2,58	
		0	144	0	1000	100		0,00	0,00	
		1	159	288	3,47	35,57	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,29	0,79	
2	202	498	2,01	28,86	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,50	1,36			
3	179	770	1,3	18,86	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,77	2,10			
4	183	895	1,12	16,98	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,90	2,44			
0	212	0	1000	100		0,00	0,00			
1	151	252	3,97	37,47	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,25	0,69			
2	141	542	1,85	20,64	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,54	1,48			
3	157	775	1,29	16,85	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,78	2,12			

RESULTADOS SIMULACIONES ESTRUCTURA PROPUESTA (ÁRBOL)

Estructura	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/36,6km/año	número de salidas/100km/año
Árbol	36,6	10,25	0	208	64	15,63	76,47	10 - 18,5 - 46,57 - 75	0,06	0,17
			1	223	314	3,18	41,53	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,31	0,86
			2	198	552	1,81	26,4	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,55	1,51
			3	198	552	1,81	26,4	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,55	1,51
		4	205	821	1,22	19,98	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,82	2,24	
		0	231	9	111,11	96,25	75 - 112,5	0,01	0,02	
		1	270	238	4,2	53,15	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,24	0,65	
		2	246	512	1,95	32,45	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,51	1,40	
		3	268	553	1,88	33,48	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,55	1,51	
		4	262	773	1,36	26,33	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,77	2,11	
		0	281	0	1000	100	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,00	0,00	
		1	332	239	4,18	58,14	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,24	0,65	
		2	297	514	1,95	36,62	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,51	1,40	
		3	284	508	1,97	35,86	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,51	1,39	
		4	279	778	1,29	26,4	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,78	2,12	
		0	5848	0	1000	100	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,00	0,00	
1	332	239	4,18	58,14	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,24	0,65			
2	297	514	1,95	36,62	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,01	0,01			
3	326	501	2	39,42	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,50	1,37			

RESULTADOS SIMULACIONES ESTRUCTURA LARGA

Estructura	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/36,6km/año	número de salidas/100km/año
Larga	36,6	10,6	0	70	80	12,82	47,3	6 - 13 - 28 - 37,5	0,08	0,22
			1	58	340	2,94	14,57	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,34	0,93
			2	55	584	1,71	8,61	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,58	1,59
			3	57	698	1,43	7,55	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,70	1,91
		4	52	957	1,04	5,15	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,96	2,61	
		0	97	47	21,28	67,36	6 - 13 - 37,5	0,05	0,13	
		1	100	286	3,5	25,91	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,29	0,78	
		2	86	553	1,81	13,46	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,55	1,51	
		3	81	666	1,5	10,84	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,67	1,82	
		4	110	960	1,04	10,28	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,96	2,62	
		0	150	0	1000	100		0,00	0,00	
		1	148	250	4	37,19	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,25	0,68	
		2	154	494	2,02	23,77	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,49	1,35	
		3	161	683	1,46	19,08	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,68	1,86	
		4	157	859	1,16	15,45	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,86	2,34	
		0	180	0	1000	100		0,00	0,00	
		1	166	256	3,91	39,34	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,26	0,70	
		2	154	508	1,97	23,36	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,51	1,39	
		3	162	615	1,63	20,85	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,62	1,68	

RESULTADOS SIMULACIONES ESTRUCTURA NORMAL

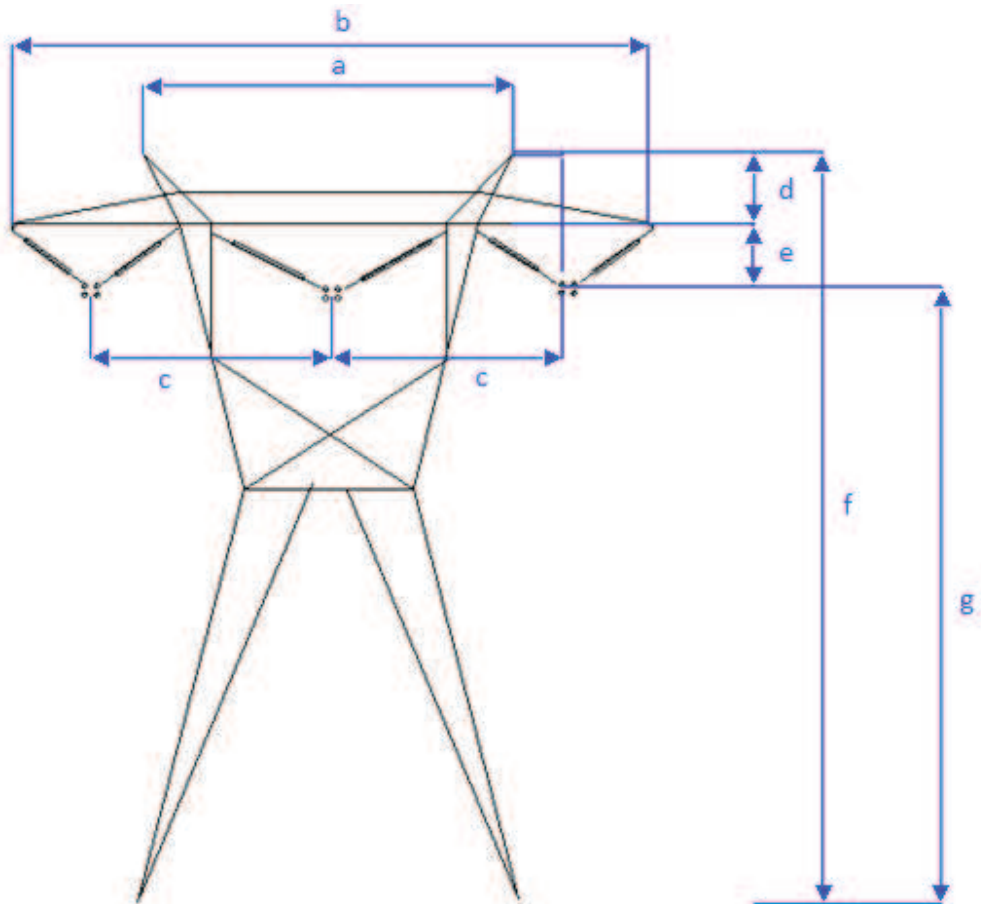
Estructura	longitud total (km)	Altura Hilo Guarda (m)	Distancia de seguridad (m)	Descargas hilo guarda	Fallas blindaje y aledañas	Periodo de protección (años)	Efectividad (%)	Corriente de falla (kA)	número de salidas/36,6km/año	número de salidas/100km/año
Normal	36,6	10,1	0	1585	114	8,77	93,29	10 - 18,5 - 13 - 46,75 - 90	0,11	0,31
			1	180	108	9,26	62,5	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,11	0,29
			2	157	353	2,83	30,78	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,35	0,96
			3	177	619	1,62	22,24	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,62	1,69
		4	189	801	1,25	19,09	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,80	2,19	
		0	384	14	71,43	96,48	90	0,01	0,04	
		1	269	13	76,92	95,39	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,01	0,04	
		2	299	282	3,55	51,46	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,28	0,77	
		3	314	473	2,11	39,9	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,47	1,29	
		4	269	752	1,33	26,35	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,75	2,05	
		0	275	0	1000	100		0,00	0,00	
		1	300	0	1000	100		0,00	0,00	
		2	278	245	4,08	53,15	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,25	0,67	
		3	278	481	2,08	36,63	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,48	1,31	
		4	269	718	1,16	15,45	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,72	1,96	
		0	5951	0	1000	100		0,00	0,00	
1	333	0	1000	100		0,00	0,00			
2	298	262	3,82	53,21	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,26	0,72			
3	329	501	2	39,64	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,50	1,37			
4	337	691	1,45	32,78	6 - 18,5 - 28 - 37,5 - 46,75	0,69	1,89			

ANEXO B

ESTRUCTURAS Y DIMENSIONES

ESTRUCTURA 1 "ZONA SIERRA"

Tramos 1, 2, 3, 4.

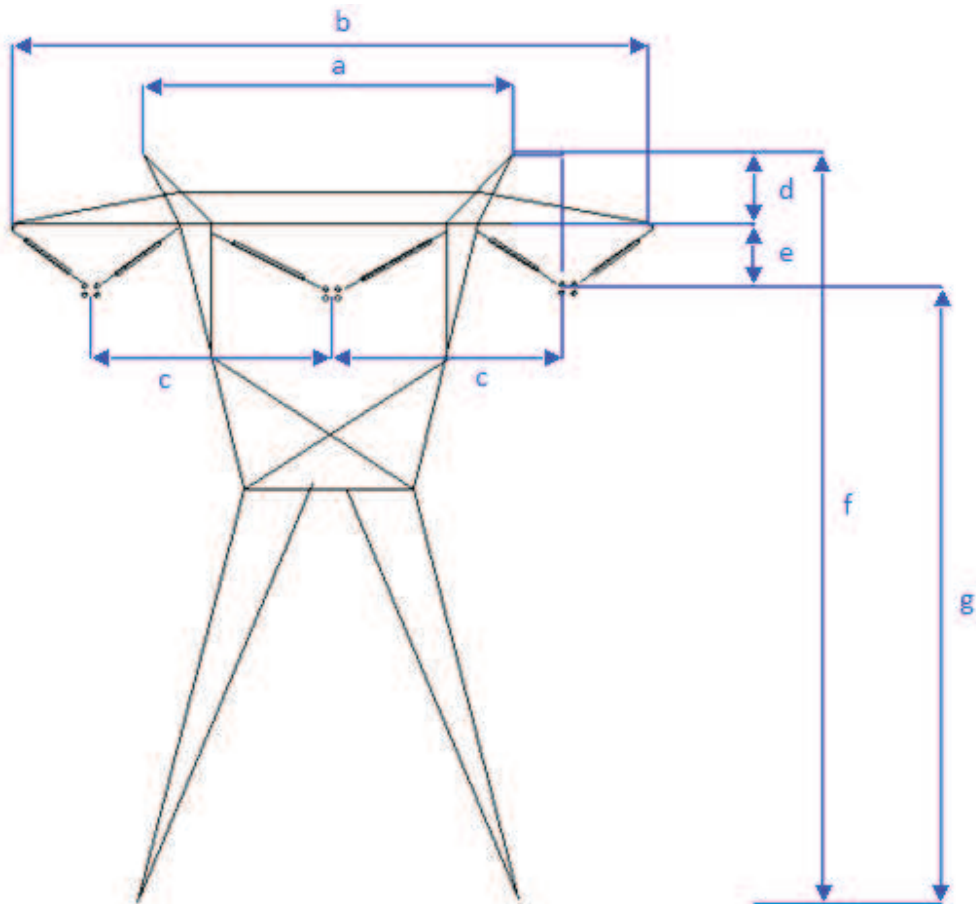


	Valor (m)
a	20
b	31,5
c	10,75
d	1,5
e	4,7
f	31,2
g	25

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

ESTRUCTURA 2 "ZONA SIERRA"

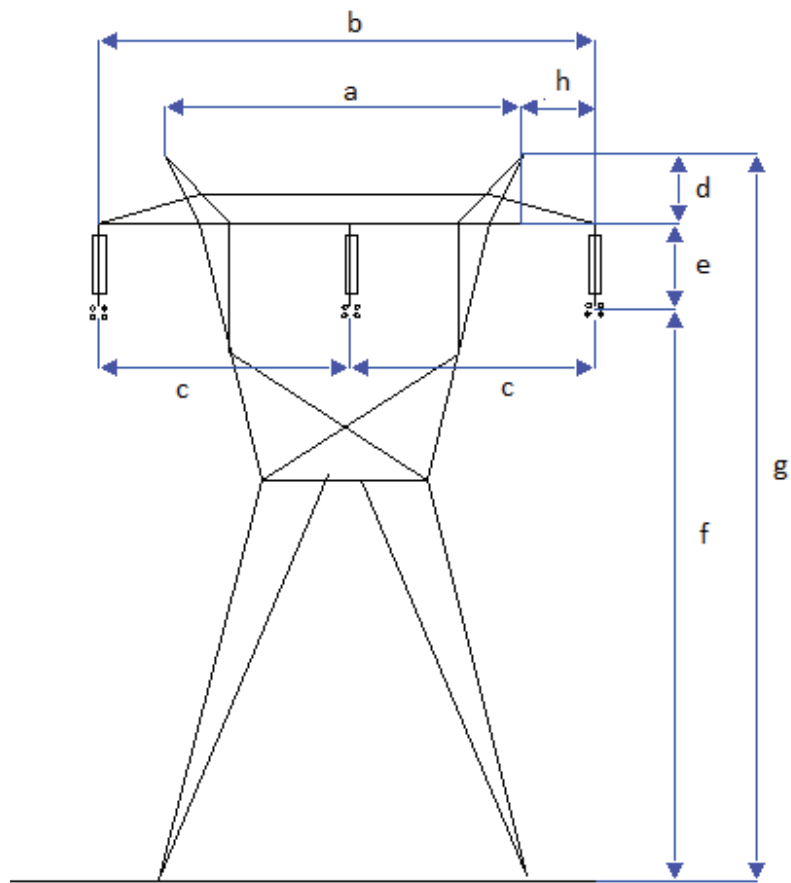
Tramo 5



	Valor (m)
a	20
b	35,42
c	12
d	1,5
e	3,5
f	30
g	25

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

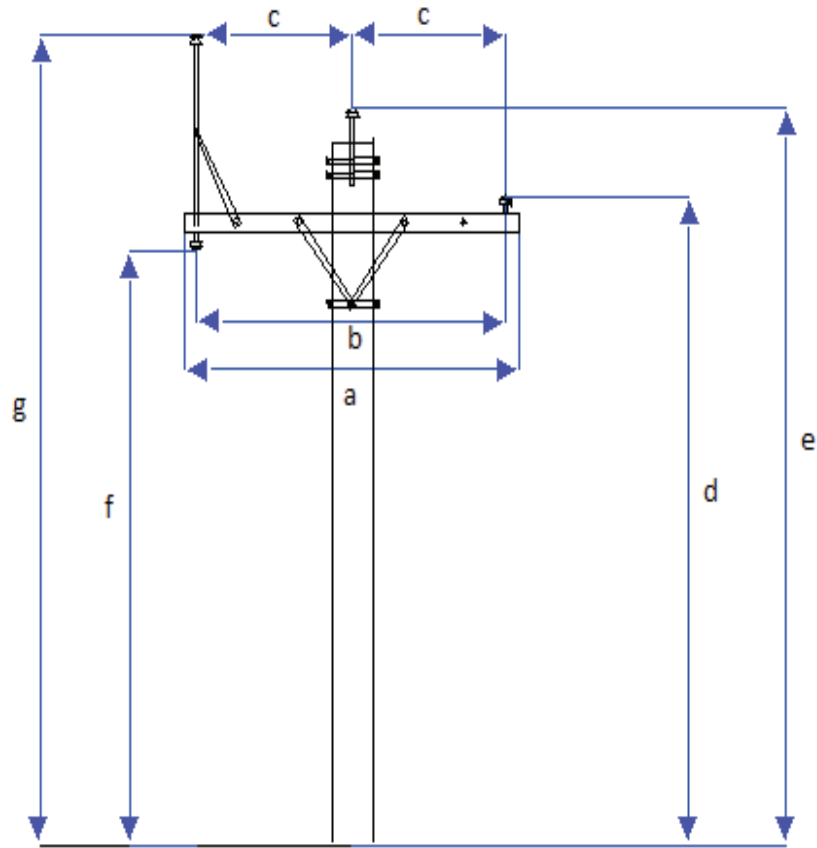
ESTRUCTURA 3 "ZONA COSTA"



	Valor (m)
a	17,06
b	21,34
c	10,67
d	2,3
e	4,2
f	25
g	31,5

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

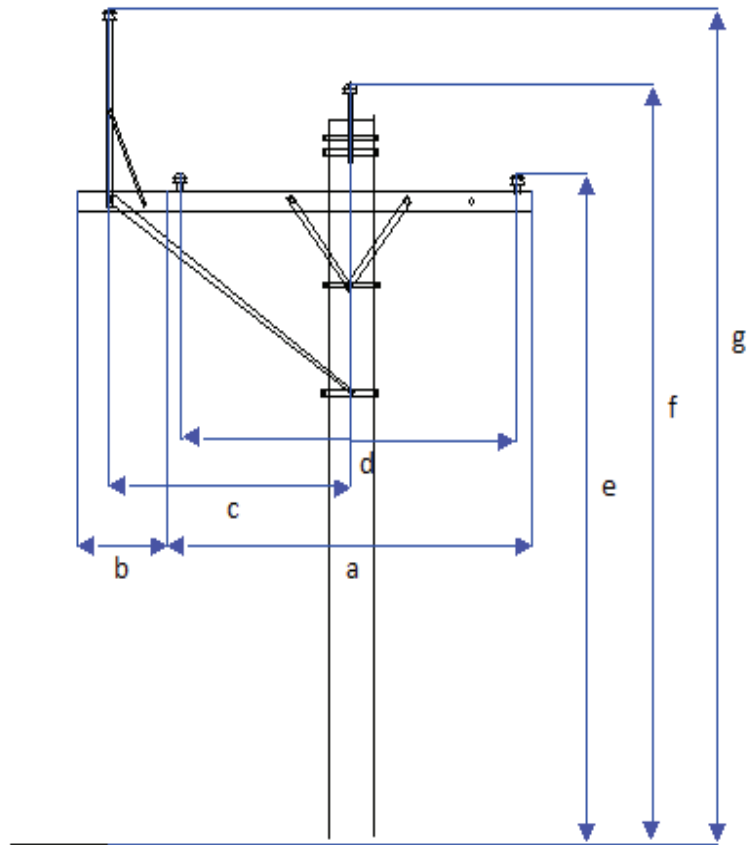
ESTRUCTURA CENTRADA



	Valor (m)
a	1,5
b	1,4
c	0,7
d	9,7
e	10,1
f	9
g	11,35

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

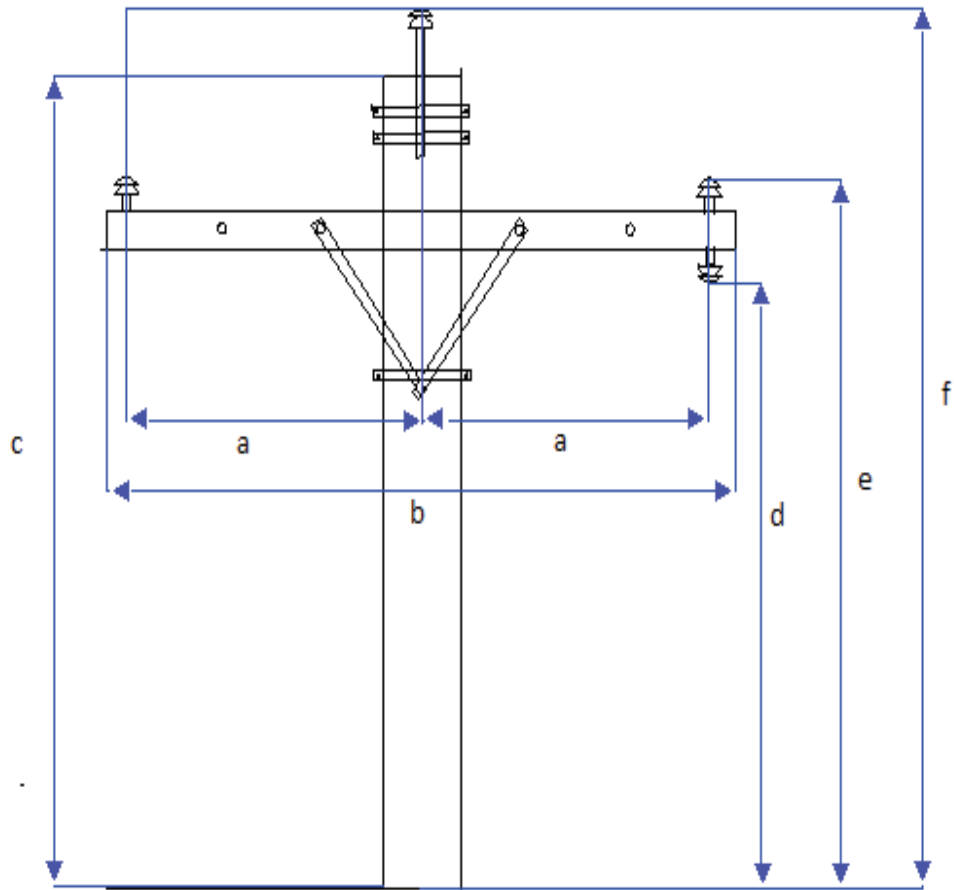
ESTRUCTURA LARGA



	Valor (m)
a	1,5
b	0,4
c	1,05
d	1,4
e	9,7
f	10,1
g	11,1

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

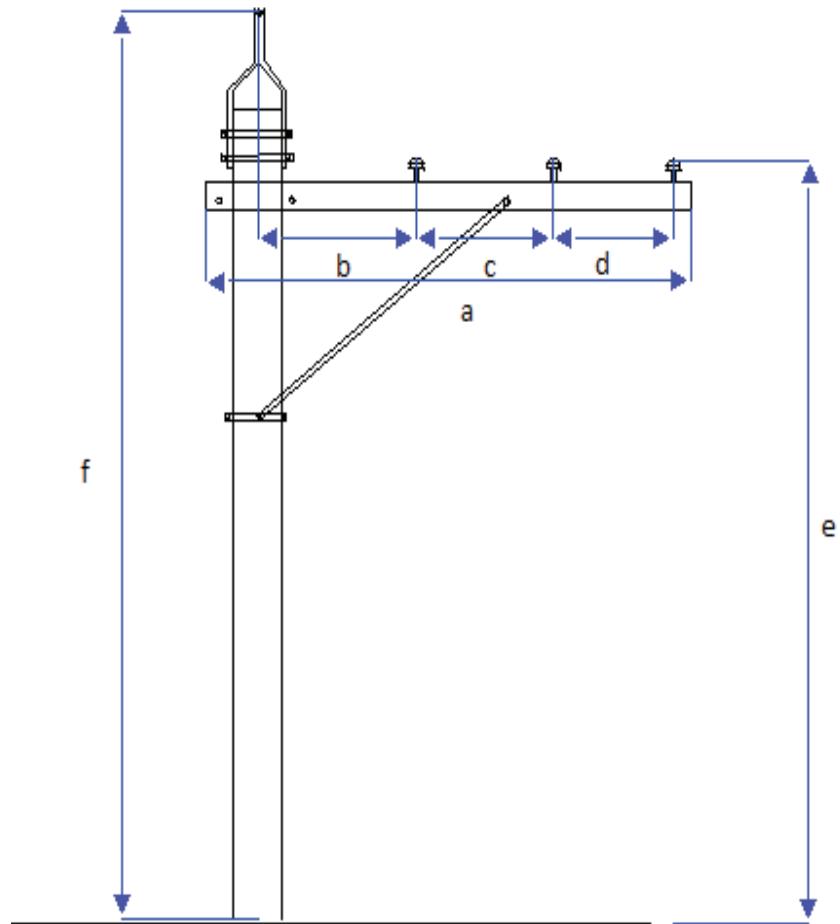
ESTRUCTURA NORMAL



	Valor (m)
a	0,7
b	1,5
c	9,85
d	9
e	9,7
f	11,1

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

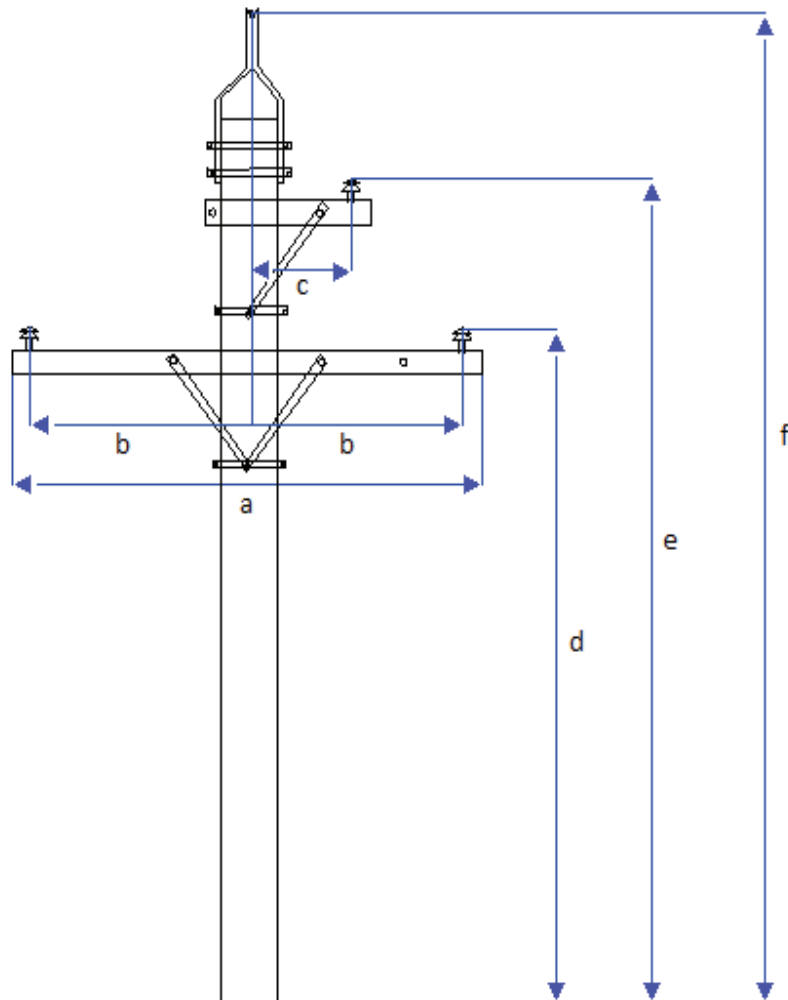
ESTRUCTURA VOLADO



	Valor (m)
a	2,4
b	0,67
c	0,76
d	0,77
e	9,9
f	12,25

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

ESTRUCTURA PROPUESTA (ÁRBOL)



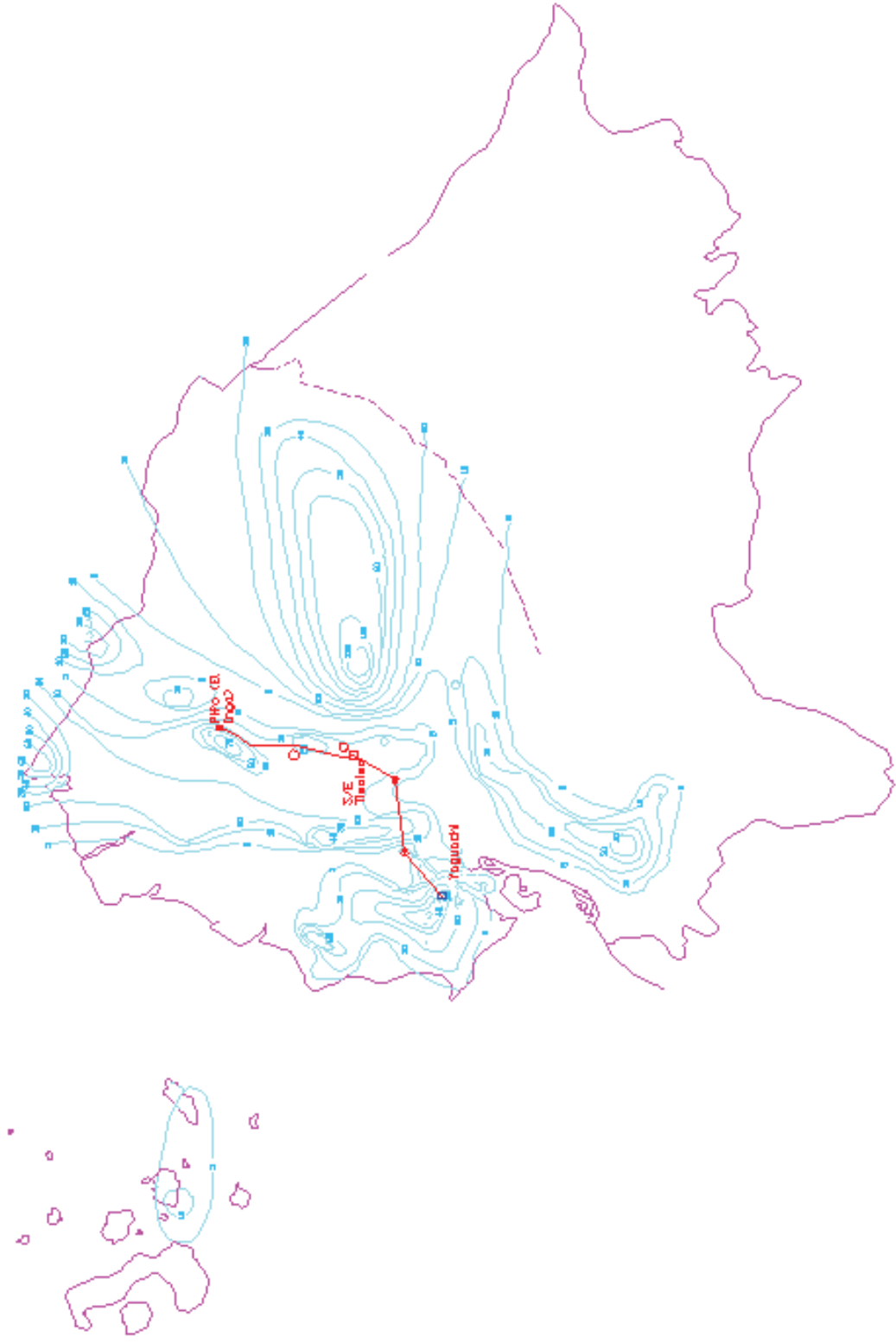
	Valor (m)
a	1,5
b	0,7
c	0,35
d	8,25
e	9,25
f	10,5

Nota: la altura del hilo de guarda es la altura óptima calculada en este trabajo.

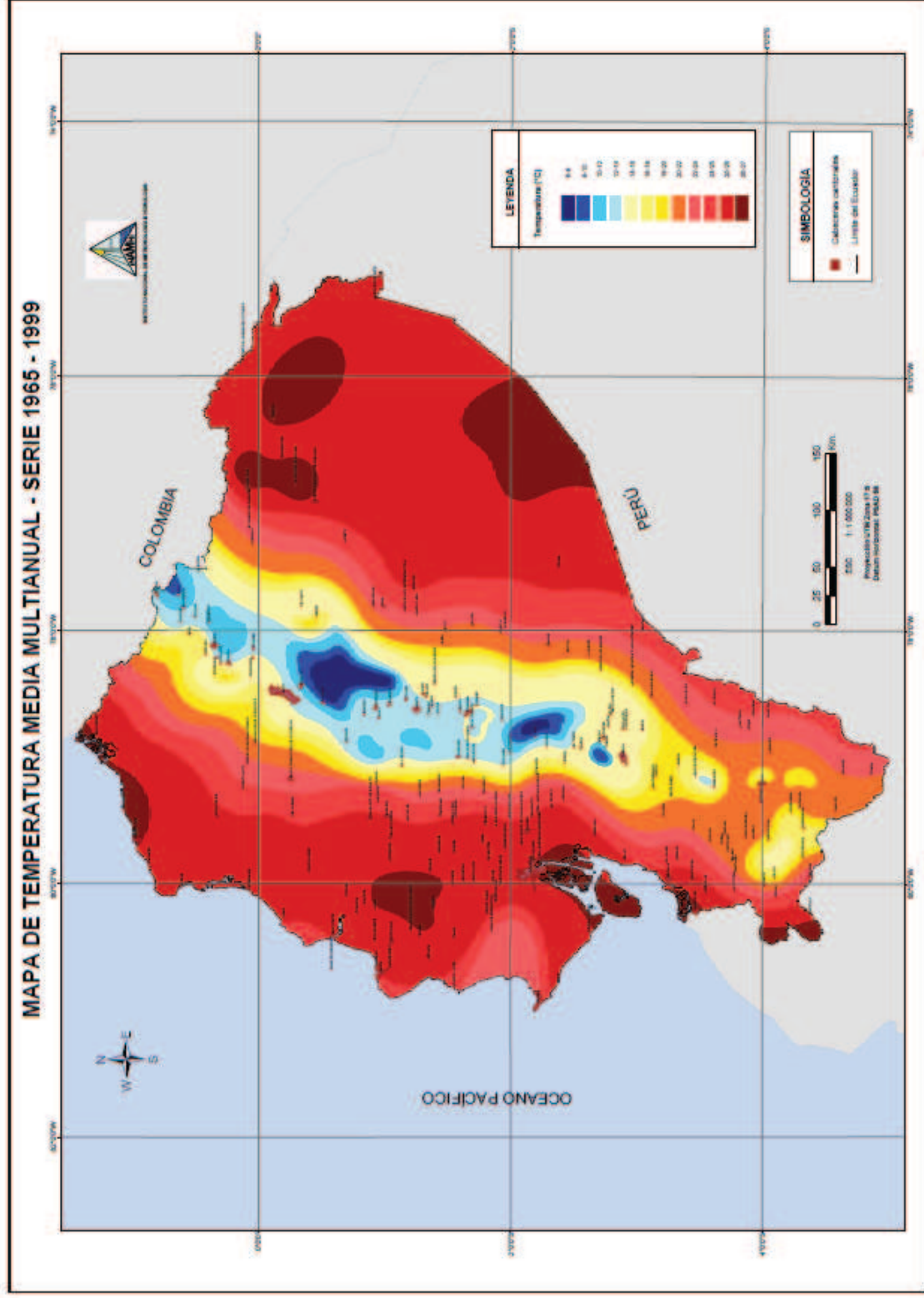
ANEXO C

MAPAS

TRAYECTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EL INGA – YAGUACHI EN EL MAPA DE NIVELES ISOCERÁUNICOS



MAPA DE TEMPERATURAS DE ECUADOR



TRAYECTO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EL INGA – YAGUACHI EN EL MAPA DE TEMPERATURAS

