

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**  
**CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y PRUEBAS ELECTROENERGÉTICAS**  
**(CIPEL)**

*“Estudio del comportamiento ante rayos de las líneas de transmisión protegidas con cable protector del Ecuador”*

*Trabajo de Diploma para optar por el título de Ingeniera Electricista.*

CONVENIO:

INSTITUTO SUPERIOR POLITECNICO  
JOSÉ ANTONIO ECHEVERRÍA  
(La Habana – Cuba)

UNIVERSIDAD TÉCNICA  
DE COTOPAXI  
(Latacunga-Ecuador)



**Instituto Superior Politécnico**  
José Antonio Echeverría  
**cujae**



***Autora:***

***LENY LUCIA JÁCOME ZAMBONINO***

***Tutora:***

***Dra. C. Olga Susana Suárez Hernández***

**Ciudad de la Habana – Cuba**

**Junio del 2010**

## DECLARACIÓN JURADA

Declaro que soy la única autora de este trabajo de diploma y autorizo al Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría para que haga de este trabajo de diploma el uso que estime pertinente.

Firma:  \_\_\_\_\_

## HOJA DE FIRMAS

Este trabajo de diploma ha sido revisado y aprobado por las instancias correspondientes y para que así conste se firma la presente.

Tutora:

Nombre: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

Organismo: \_\_\_\_\_

Oponente:

Nombre: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

Organismo: \_\_\_\_\_

J Dpto.:

Nombre: \_\_\_\_\_

Firma: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

Organismo: \_\_\_\_\_

## **AGRADECIMIENTO**

**A DIOS**, por darme la sabiduría para comenzar y finalizar mi carrera, por darme la salud y la inteligencia necesaria para poder vencer cada uno de los obstáculos, por ser mi guía y protección en todas las actividades que realizo.

**A MIS PADRES**, por apoyarme incondicionalmente en todo instante y por siempre estar pendiente de las actividades que realizo gracias por todo ese apoyo, lo que yo soy les debo a ustedes.

**A MIS HERMANOS**, por ser mis fieles amigos y confidentes en el transcurso de mi vida, y por siempre apoyarme.

**A MI TUTORA, Dra. Susana Suárez**, por brindarme desde el inicio de este trabajo su ayuda, por compartir sus conocimientos, por la paciencia y disposición que ha tenido en el desarrollo de este trabajo.

A todas las personas que de una u otra forma me ayudaron de una manera muy explícita, quiero agradecerle a la Sor Serafina por apoyarme incondicionalmente todos estos años de estudio.

## **DEDICATORIA**

A mis Padres, por darme la vida y por ser siempre ejemplos de perseverancia y dedicación.

Este logro no es mío es de ustedes, porque sin ustedes no tendría nada en la vida.

A mi hijo Gabriel Sebastián, por darme la fuerza y la fortaleza para cumplir mis objetivos.


A mis hermanos, espero que esto pueda servirles de ejemplo de dedicación y de ganas de superación.

## RESUMEN

El trabajo de tesis tiene como finalidad de realizar el estudio del comportamiento de las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico ecuatoriano ante impactos directos del rayo, en particular el de las líneas Pucará – Ambato a 138 kV y Santa Rosa - Totoras a 230 kV. Se analizan diversos factores que afectan este comportamiento, uno que depende de los parámetros del fenómeno como es la densidad de rayos a tierra (rayos\km<sup>2</sup>) y otros que dependen del diseño de la línea como son el ángulo de protección del cable o los cables de guarda y el valor de la resistencia de puesta a tierra. Estos estudios se realizan mediante el programa T-FLASH, con su opción del Método IEEE para el cálculo del número de salidas por rayos de líneas de transmisión. Las principales conclusiones están referidas a la influencia, en el índice de salida por 100 km de línea al año, de cada uno de los parámetros estudiados.

## ABSTRACT

The thesis work has as purpose of carrying out the study of the performance of the transmission lines of the Ecuador Electric System, in other to prevent the direct Lightning impact in particular of single circuit 138 kV Pucará – Ambato and double circuit 230 kV Santa Rosa - Totoras. Several factors that affect this performance, one that depends on the parameters of the phenomenon like it is the ground flash density (lightning\km<sup>2</sup>) and others that depend on the design line like the angle of protection of shield wire and the value of the setting ground resistance are analyzed. These studies are carried out by the program T - FLASH with their option of the IEEE Method to calculate the number of lightning outage of Line transmission. The main conclusions are referred to the influence, in this index, of outage by 100 km of Line per year of each one of the studied parameters.

  
100237727-1

## ÍNDICE GENERAL

<b>CONTENIDO</b>	<b>Pág.</b>
Portada	i
Declaración jurada	ii
Hoja de firmas	iii
Agradecimiento	iv
Dedicatoria	v
Resumen	vi
Abstract	vii
Índice	viii
Introducción	xi
<b>CAPÍTULO I:</b>	
<b>GENERALIDADES</b>	1
1.1 Introducción	1
1.2 Descripción general del Ecuador	3
1.3 Breve descripción del Sistema Eléctrico del Ecuador	5
<b>CAPÍTULO II:</b>	
<b>EL AISLAMIENTO EXTERNO Y LA DESCARGA ELÉCTRICA ATMOSFÉRICA</b>	12
2.1 Introducción	12
2.2 El aislamiento externo en los sistemas eléctricos	13
2.3 Rigidez dieléctrica de los equipos y dispositivos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia.	16
2.4 Cálculo del aislamiento eléctrico externo sólido en condiciones normalizadas	19
2.4.1 Cálculo del aislamiento eléctrico externo sólido en condiciones de altura	20
2.4.2 Cálculo del aislamiento en condiciones de descargas inversas	22
2.5 La descarga eléctrica atmosférica	24
2.6 Parámetros de la descarga eléctrica atmosférica importantes para	
	viii

2.7 Interacción de las descargas eléctricas atmosféricas y las líneas de transmisión protegidas con cable protector. Tendencias actuales en la protección.	27
<b>CAPÍTULO III:</b>	
<b>MÉTODOS Y MODELOS</b>	30
3.1 Introducción	30
3.2 Estimación del número de rayos sobre una línea eléctrica aérea	31
3.2.1 Descargas sobre líneas sin cable de guarda y con cable de guarda	33
3.3 La Teoría Electrogeométrica	35
3.4 El Modelo Electrogeométrico para Descargas Directas	37
3.5 Métodos para el cálculo de salidas de líneas de transmisión por impactos del rayo	41
3.6 Breve descripción del programa T-Flash	42
<b>CAPÍTULO IV:</b>	
<b>ESTUDIOS DEL COMPORTAMIENTO ANTE RAYOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	50
4.1 Introducción	50
4.2 Características de las líneas en estudio	51
4.3 Análisis de las líneas en estado actual	55
Conclusiones	63
Recomendaciones	65
Bibliografía	66
Anexos	

## INTRODUCCIÓN.

Las descargas eléctricas atmosféricas se presentan en todo el planeta, la frecuencia con las que se ponen de manifiesto dependen de la zona geográfica, llegando a contabilizar hasta 8 millones de descargas atmosféricas en un día en todo el planeta. La magnitud de los parámetros involucrados en este espectacular fenómeno de la naturaleza es sorprendente, exhibe corrientes en el rango de 3 kA hasta 200 kA con temperaturas en el canal de hasta la 30 000 grados centígrados.

Las descargas atmosféricas son una de las principales causas de las salidas de las líneas de transmisión en el Ecuador especialmente en ciudades donde existe un clima con gran humedad donde se concentra una alta incidencia de rayos como es en la parte oriental del país. Por la necesidad de disminuir estos comportamientos surge la tarea de comenzar a realizar análisis profundos para encontrar las variables que están contribuyendo negativamente en esta situación.

El trabajo de tesis contiene los resultados y las recomendaciones de solución obtenidos producto del estudio específico de dos líneas de transmisión, una de 138 kV, la línea de transmisión Pucará – Ambato y otra de 230 kV, la línea Santa Rosa – Totoras pertenecientes al Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador. El estudio se lleva a cabo mediante la aplicación de la metodología propuesta por IEEE [1] y el programa T-Flash [2] que digitaliza la misma.

La investigación radica en obtener por estimación las tasas de salida de líneas de transmisión ante descargas atmosféricas y proponer los cambios necesarios en el diseño de las líneas si fuera pertinente para mejorar su comportamiento y disminuir los costos asociados a estos comportamientos inadecuados.

### **Problema**

Uno de los problemas más difíciles que atraviesa el Sistema eléctrico del Ecuador es debido a las descargas atmosféricas siendo una de las principales causas las

salidas de las líneas de transmisión especialmente la línea Pucará – Ambato a 138 kV y la línea Santa Rosa – Totoras a 230 kV.

### **Hipótesis**

La hipótesis de esta investigación establece que el inadecuado índice de salida de las líneas de transmisión es debido a incorrecto diseño de la línea para altas densidades de rayos a tierra.

Para comprobar esta hipótesis se trazan entonces los siguientes objetivos:

### **Objetivo General**

Analizar la tasa de salida por rayos de las líneas Pucará - Ambato en 138 kV, y la línea Santa Rosa -Totoras en 230 kV, para diferentes valores de densidad de descarga a tierra y resistencias de puesta a tierra.

### **Objetivos Específicos**

1. Formación de la estudiante en el campo de la Alta Tensión profundizando en el tema de protección contra rayos de las líneas aéreas eléctricas.
2. Desarrollar habilidades en el uso del software profesional T- Flash versión 4.0.22 de la IEEE.
3. Evaluar el comportamiento ante rayos de las líneas típicas de 138 kV y 230 kV, protegidas con cable protector utilizadas en el Ecuador.

Para cumplimentar estos objetivos se sigue la siguiente metodología.

1. Preparación teórica en la ingeniería de alta tensión en general.
2. Búsqueda y estudio bibliográfico sobre los efectos de las descargas eléctricas atmosféricas en los sistemas eléctricos, particularmente en las líneas de transmisión.

3. Estudio del método IEEE para el cálculo del índice de fallas por apantallamiento en líneas protegidas con cable protector.
4. Estudio del método IEEE para el cálculo del índice de salidas por descargas inversas en líneas protegidas con cable protector.
5. Desarrollar habilidades para trabajar en el software profesional T- Flash versión 4.0.22.
6. Realizar el estudio de la evaluación del estado actual del comportamiento ante rayos de las líneas típicas de 138 kV y 230 kV protegidas con cable protector que se utilizan en el Ecuador.

La tesis se estructura en cuatro capítulos el Capítulo 1 trata de una breve descripción general de Ecuador, es decir, ubicación geográfica, descripción del sistema eléctrico con sus principales fuentes de generación y composición del Sistema Nacional de Transmisión en cuanto a los niveles de transmisión, subtransmisión, y distribución.

El Capítulo 2 se refiere a las principales características del aislamiento eléctrico externo de los sistemas eléctricos de potencia y las fórmulas de cálculo de su soporte ante diferentes tipos de sobretensiones. Se habla además de la formación y desarrollo de las descargas eléctricas atmosféricas y de los principales parámetros del rayo para estudios de ingeniería.

El Capítulo 3 trata de los conceptos fundamentales de la Teoría Electrogeométrica, fórmulas para el cálculo del ángulo efectivo y las principales características del programa de computación T-Flash.

El Capítulo 4 trata de la descripción de las características técnicas de las líneas eléctricas de transmisión bajo estudio, análisis de las líneas de transmisión en estado actual y análisis de los resultados emitidos por el programa computacional T-Flash.

# **CAPÍTULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1 Introducción**

El Ecuador está ubicado al Noroeste de América del Sur, su territorio está dividido en 3 regiones, la región Litoral o Costa, la región Interandina o Sierra y la región Oriental o Amazónica, tiene una variedad de climas, vegetación, flora y fauna. La población ecuatoriana cuenta con los servicios básicos más fundamentales y uno de ellos es la electrificación que ha llegado a los lugares más apartados de las ciudades lo que ha permitido mejorar notablemente al país en todo ámbito como en la parte comercial, económica y social, dando una mejor calidad de vida a cada ser humano.

El Sistema Eléctrico del Ecuador consta de ciertas entidades públicas y privadas que se encuentran ligadas entre sí para realizar la labor de normalización, control y operación de los sistemas eléctricos de potencia, como son el Ministerio de Energías Renovables, el Consejo Nacional de Electrificación (CONELEC), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Empresa de Transmisión Eléctrica (TRANSELECTRIC S.A); además el país cuenta con 20 empresas eléctricas distribuidoras que están conformadas como Sociedades y Compañías Anónimas con participación mayoritaria del Fondo de Solidaridad que es una entidad del sector público. Estas empresas conjuntamente con todos los organismos nombrados anteriormente son los encargados de ejecutar el buen funcionamiento del Sistema Eléctrico del Ecuador.

El Sistema Eléctrico del Ecuador, en los últimos años, ha registrado un número significativo de interrupciones por causa de las descargas atmosféricas, tal

situación ha originado un incremento en los costos de operación y mantenimiento del sistema. Todo ello ha motivado que la empresa oriente sus esfuerzos en la búsqueda de soluciones técnico-científicas que permitan minimizar las interrupciones, implementando sistemas de protección confiables contra sobretensiones debidas a este fenómeno.

Para lograr la protección adecuada de los seres vivos y el diseño óptimo de protecciones de las infraestructuras de la sociedad así como de los sistemas eléctricos es necesario el conocimiento científico de las descargas eléctricas atmosféricas que permite entender el comportamiento de sus parámetros en el tiempo y en el espacio y sus relaciones con otros fenómenos naturales, este conocimiento es además la base del desarrollo tecnológico.

La escala de órdenes de magnitud espacial de los procesos asociados a la descarga atmosférica va desde los fenómenos atómicos que inician la electrificación de una nube de tormenta en una magnitud del orden de  $10^{-13}$  km, hasta el movimiento del aire de la nube de tormenta, que completa el proceso de carga, en una escala de decenas o centenas de kilómetros. Temporalmente los órdenes de magnitud van desde los  $10^{-6}$  segundos que duran los pasos del líder escalonado, hasta la duración total de una tormenta en una escala de horas [3-4].

La hipótesis de la variación espacio temporal de los parámetros de la descarga eléctrica atmosférica se fundamenta en los principios científicos, planteados por C.T.R Wilson en 1920 y Whippel en 1929, sobre el Circuito Eléctrico Global y la contribución dominante, por una superposición de efectos, de las tres mayores zona de convección profunda tropical del planeta: Sur América Tropical, Centro de África y el continente Marítimo (Sureste de Asia y Australia). El planteamiento, por tanto, de que sobre el planeta existe una distribución no uniforme de la actividad eléctrica atmosférica, al clasificar las zonas de convección profunda tropical como las de mayor actividad, data de principios del siglo pasado.

Dentro de esta zona de convección profunda tropical se encuentra el Ecuador por lo que se justifica totalmente realizar el análisis del comportamiento ante rayos de las líneas aéreas eléctricas y proponer soluciones que permitan disminuir los costos debidos a la energía dejada de servir por este concepto así como los costos asociados al daño de equipamientos y dispositivos conectados a la red.

En este Capítulo se reseñan las principales características del Ecuador y su Sistema Eléctrico.

## **1.2 Descripción general del Ecuador**

El Ecuador Continental está situado al Noroeste de América del Sur, entre los 01° 28' de Latitud Norte y 05° 01' de Latitud Sur y desde los 75° 11' en la planicie Amazónica hasta los 81° 01' de longitud Oeste, limitando con el Océano Pacífico. El territorio del Ecuador está dividido en tres regiones naturales claramente definidas entre sí, ya sea por su topografía, por el clima, la vegetación o su población. Estas tres regiones son: Costa, Sierra y Oriente.

A 11 112 km de la costa ecuatoriana hacia el Oeste se encuentra el Archipiélago de Colón o Islas Galápagos que como su nombre lo indica están integradas por varias islas siendo la mayor de ellas La Isla Isabela.

El Ecuador cuenta con una superficie continental de 272 045 km<sup>2</sup> incluida las Islas Galápagos, y su territorio se divide en 24 provincias que se subdividen en cantones, y estos a su vez, en parroquias urbanas y rurales, el país tiene una población aproximadamente de 13 927 650 habitantes. La capital es Quito una de las más antiguas de América del Sur.

En la Sierra las altitudes varían desde los 1 200 m hasta los 6 310 m, la costa tiene pequeñas altitudes que no sobrepasan los 800 m de altura sobre el nivel del mar en cambio en el Oriente existen llanuras virtualmente no exploradas. Sus condiciones naturales son semejantes a todas las regiones tropicales del mundo. El clima es

variado, con climas tropicales y templados, regiones con características subtropicales, también con zonas desérticas, semi-desérticas, estepas frías y cálidas, entre otros.

La altitud del suelo es el factor que más contribuye a modificar el clima del país. Si se considera que partiendo del nivel del mar la temperatura desciende un grado por cada 200 m de altura, el clima tiene una fluctuación de aproximadamente 31 °C, ya que el nivel de sus tierras va desde 0 m sobre el nivel del mar hasta los 6310 m que es su máxima altura en las cumbres del Chimborazo. Esto ha permitido tener el privilegio de poseer todos los tipos de climas.

Las principales características climatológicas pueden resumirse como sigue:

- a) **Temperatura Ambiente** [5-6]: En la región Interandina la temperatura está vinculada estrechamente con la altura. Entre los 1 500 m y 3 000 m los valores medios varían entre los 10 °C y 16 °C. En la región Oriental, región Litoral e Islas Galápagos, la media anual se establece entre los 24 °C y 26 °C, con extremos que raramente sobrepasan los 36 °C o bajan a menos de los 14 °C.
- b) **Humedad Relativa** [5-7]: Debido a las condiciones climáticas que corresponden al clima ecuatorial semi-húmedo el valor promedio anual de humedad relativa está entre el 77 % y el 87 %.
- c) **Precipitaciones** [5-6-8]: La región Amazónica, y el noreste de la provincia de Esmeraldas son las zonas más lluviosas con precipitaciones anuales que fluctúan entre los 3 000 mm y 4 000 mm, en la región Litoral, las precipitaciones anuales aumentan de Oeste a Este. Los valores más bajos se registran en Manta y la Península de Santa Elena con 250 mm, en el centro de la Región Litoral que tiene hasta una altura aproximada de los 1 500 m las precipitaciones anuales son superiores a los 3 000 mm.

En la región Interandina, se observan dos estaciones lluviosas, de febrero a mayo y de octubre a noviembre, con una primera estación seca muy marcada entre junio y septiembre, y con una segunda menos acentuada de diciembre-enero. Las precipitaciones totales fluctúan entre los 700 mm y 1 500 mm.

Generalmente en las hoyas interandinas los valores anuales se ubican en el orden de los 500 mm. Por otra parte, en las regiones situadas sobre los 3 500 m de altura, se observan frecuentes neblinas y las lluvias son generalmente de larga duración y débil intensidad.

- d) **Nivel ceráuneo [5-8]:** El nivel ceráuneo expresa la cantidad de días tormentas al año. Los niveles ceráuneos se suelen expresar a nivel de país en Mapas Isoceráuneos, es decir en mapas con curvas de nivel de igual cantidad de días tormentas al año. El Mapa de Niveles Isoceráuneos del Ecuador se muestra en el **Anexo A**, fluctúa entre 5 y 110 días tormenta al año.

### **1.3. Breve descripción del Sistema eléctrico del Ecuador.**

Las principales fuentes de generación son las centrales hidroeléctricas con una potencia de 2 056,54 MW, las cuatro centrales de este tipo más importantes son la Paute que es la mayor de todas, seguida por la Marcel Laniado, la Agoyán y la Pisayambo – Pucará.

Otras fuentes importantes de generación son las centrales térmicas que básicamente utilizan como energía primaria derivados del petróleo como: la térmica de motor de combustión interna (MCI), con una potencia de 1 197,4 MW, la térmica turbogas con 807,14 MW, la térmica turbovapor 552,8 MW, la generación eólica con la que cuentan las provincias de Loja y Galápagos con 2,4 MW entre las dos y generación solar que existe en varias provincias con una pequeña capacidad de aproximadamente 0,02 MW.

En la Tabla 1.3.1 se muestra un resumen de la potencia instalada por tipo de central y la potencia interconectada [10].

**TABLA 1.3.1. POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE CENTRAL Y SISTEMA**

Tipo de Central	Sistema	Potencia Nominal (MW)
Hidráulica	S.N.I	2 052,58
	No Incorporado	3,96
<b>T. Hidráulica</b>		<b>2 056,54</b>
Eólica	No Incorporado	2,4
<b>T. Eólica</b>		<b>2,4</b>
Solar	No Incorporado	0,02
<b>T. Solar</b>		<b>0,02</b>
Térmica MCI	S.N.I	532,89
	No Incorporado	664,51
<b>T. Térmica MCI</b>		<b>1 197,4</b>
T. Turbogas	S.N.I	807,14
<b>T. Térmica Turbogas</b>		<b>807,14</b>
T. Turbovapor	S.N.I	552,8
<b>T. Térmica Turbovapor</b>		<b>552,8</b>
Interconexión	S.N.I	650,00
<b>T. Interconexión</b>		<b>650,00</b>
<b>Total General</b>		<b>5 266,29</b>
S.N.I: Sistema Nacional Interconectado.		

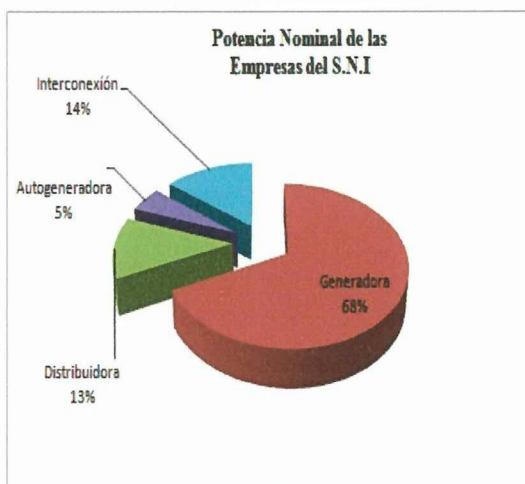
En la tabla 1.3.2 [10-11] se muestra la potencia instalada según el sistema sea interconectado o aislado, además se da el número total de centrales de generación que es 231, y de ellas 103 están incorporadas al Sistema Nacional Interconectado, las restantes 128 se encuentran aisladas y en su mayoría pertenecen a empresas autogeneradoras.

**TABLA 1.3.2. POTENCIA INSTALADA SEGÚN EL TIPO DE EMPRESA Y SISTEMA**

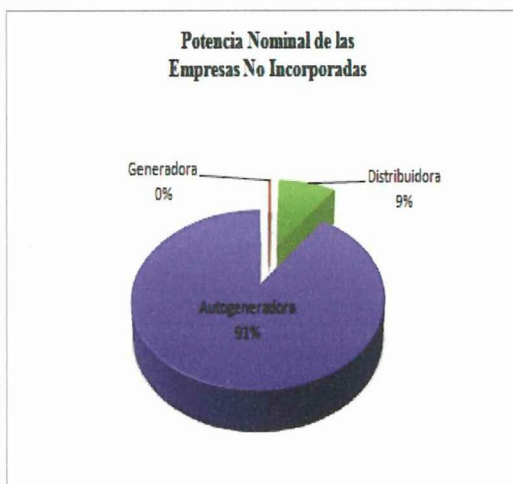
Sistema	Tipo de Empresa	Tipo de Central	Número	Potencia Nominal (MW)
S.N.I	Generadora	Hidráulica Pasada	7	455,13
		Hidráulica Embalse	3	1 361,00
		Térmica MCI	7	290,38
		Térmica Turbogas	6	605,57
		Térmica Turbovapor	3	411,50
	Distribuidora	Hidráulica Pasada	16	138,64
		Térmica MCI	18	204,12
		Térmica Turbogas	2	201,57
		Térmica Turbovapor	1	34,50
	Autogeneradora	Hidráulica Pasada	24	97,81
		Térmica MCI	6	38,39
		Térmica Turbogas	6	106,80
	Interconexión	Interconexión	4	650,00
Total S.N.I			103	4 595,40
No Incorporado	Generadora	Eólica	1	2,40
	Distribuidora	Hidráulica Pasada	7	3,96
		Solar	1	0,02
		Térmica MCI	23	56,94
	Autogeneradora	Térmica MCI	96	607,57
Total No Incorporado			128	670,89
Total general			231	5 266,29

En las figuras abajo, se muestra la potencia nominal (Pn) en % para el S.N.I. y para el sistema no incorporado.

**FIGURA 1.3.1: PN DEL S.I.N**



**FIGURA 1.3.2: PN DEL SISTEMA NO INCORPORADO.**



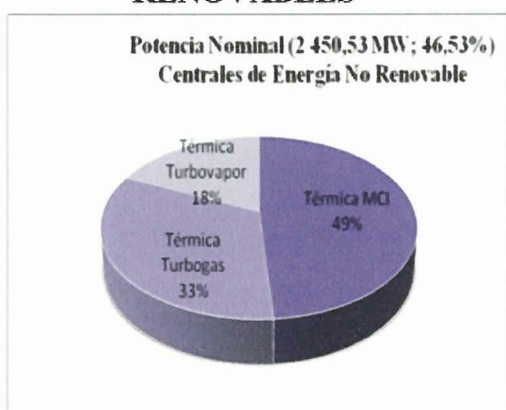
La tabla 1.3.3 [10] muestra la potencia instalada según si la energía que se entrega es renovable o no renovable y la potencia de interconexión.

**TABLA 1.3.3. POTENCIA NOMINAL SEGÚN LA FUENTE DE ENERGÍA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN.**

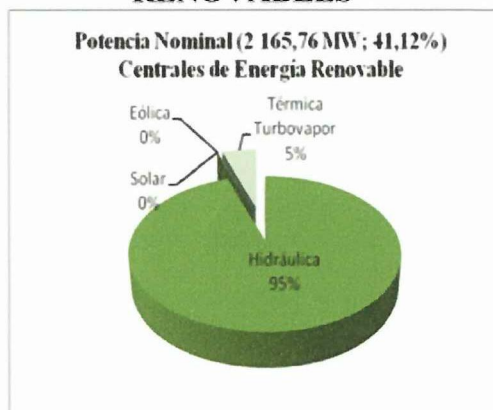
Fuente de Energía	Tipo Central	Potencia Nominal (MW)
Renovable	Hidráulica Embalse	1 361,00
	Hidráulica Pasada	695,54
	Solar	0,02
	Eólica	2,40
	Térmica Turbovapor	106,80
<b>Total Renovable</b>		<b>2 165,76</b>
No Renovable	Térmica MCI	1 197,40
	Térmica Turbogas	807,14
	Térmica Turbovapor	446,00
<b>Total No Renovable</b>		<b>2 450,54</b>
Interconexión	Interconexión	650,00
<b>Total Interconexión</b>		<b>650,00</b>
<b>Total general</b>		<b>5 266,29</b>

Las siguientes figuras muestran la Pn, según la fuente de energía de las centrales de generación.

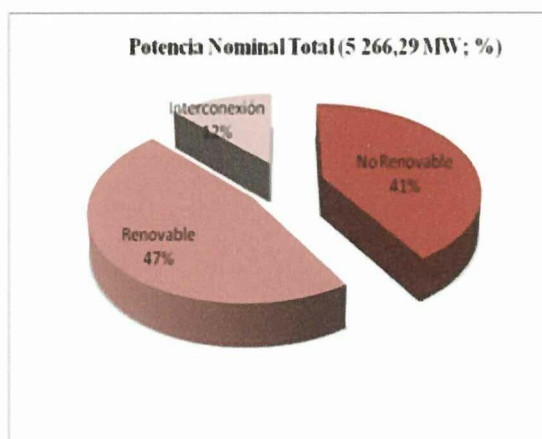
**FIGURA 1.3.3: PN DE FUENTES NO RENOVABLES**



**FIGURA 1.3.4: PN DE FUENTES RENOVABLES**



**FIGURA 1.3.5: PN TOTAL DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN**



Como puede observarse de las tablas y gráficos anteriores el Sistema Eléctrico del Ecuador se compone del llamado Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) que atraviesa las ciudades más importantes del país y tiene, al norte una interconexión con Colombia y al sur una con el Perú y otros sistemas de generación aislados de pequeñas capacidades como por ejemplo, Sucumbíos y Galápagos, y las centrales de autogeneración. En el **Anexo B** se muestra el diagrama unifilar del S.N.I, del anillo de 230 kV y de los circuitos de 138 kV del Sistema Eléctrico del Ecuador.

Para cumplir con algunas de las disposiciones de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico ecuatoriano, se creó la Empresa Transmisora Transelectric S.A. la cual se encarga de planificar, operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T) por consiguiente, su actividad principal es la transmisión de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano.

El sistema de Transelectric S.A. está compuesto de 33 subestaciones, de las cuales dos son de seccionamiento y una es móvil; en ellas se ha instalado una capacidad máxima total de transformación de 7 640,58 MVA, de los cuales 6 758,59 MVA están en operación y 881,89 MVA se mantienen en reserva.

En el **Anexo C** se muestra el mapa de recorrido de las líneas de transmisión de Transelectric S.A, están dispuestas en un anillo troncal de 230 kV cuyo recorrido cierra el circuito Molino (Paute) - Milagro - Pascuales (Guayaquil) - Quevedo - Sto. Domingo - Santa Rosa (Quito) - Totoras (Ambato) - Riobamba - Molino (Paute); de dichas subestaciones se derivan líneas radiales a 230 kV y 138 kV para unir el resto de subestaciones que también cumplen la función de recibir y entregar la energía generada y a consumirse respectivamente; con esto se completa el Sistema Nacional de Transmisión. La cantidad total de km de líneas de transmisión es de 3 110,49 km.

Dentro de estos valores se consideran los enlaces de interconexión, con la República de Colombia mediante una línea de transmisión de doble circuito a

230 kV que parte desde la subestación Pomasqui hasta la frontera ecuatoriano-colombiana (Rumichaca), con una longitud de 163,70 km, y a través de un circuito a 138 kV de tipo radial de 7,50 km de longitud, que arranca desde la subestación Tulcán hasta Rumichaca (a partir de la frontera con Colombia hacia las subestaciones Jamondino e Ipiales, respectivamente, con líneas de propiedad de la empresa ISA de Colombia) y el otro enlace con la República de Perú mediante una línea de transmisión a 230 kV de tipo radial, la cual recorre 53,20 km desde la subestación Machala hasta la frontera con Perú; desde la frontera hasta la subestación Zorritos, la correspondiente línea de transmisión es de propiedad de la empresa Red de Energía del Perú REP, filial de ISA.

Los 3 110,49 km de líneas de transmisión están divididos en: 1 481,00 km de líneas de transmisión al nivel de tensión de 230 kV, con 1 123,48 km a doble circuito y 357,52 km a simple circuito. Mientras que las líneas de transmisión; al nivel de tensión de 138 kV, tienen 1 629,49 km de los cuales 769,19 km son en doble circuito y 860,30 km son en simple circuito.

Del anillo troncal de transmisión de 230 kV, se derivan líneas radiales de 138 kV y 69 kV, para enlazar los principales centros de generación y de consumo del país, excepto algunas zonas del oriente y las islas Galápagos, que operan como sistemas aislados.

Casi en su totalidad, las líneas de 230 kV y las de 138 kV, han sido construidas en torres de acero galvanizado y conductores ACSR, el cable protector en las dos configuraciones utiliza el conductor H.S.7 hilos de acero galvanizado. La configuración predominante en las subestaciones de 230 kV, es la de doble barra y un disyuntor; en cambio en 138 kV predomina el esquema de barra principal y transferencia, con algunas excepciones, donde existe doble barra y un disyuntor. El equipamiento de las subestaciones del SNT es de tipo convencional excepto el de la subestación Policentro y los patios de maniobra de las centrales Paute, Agoyán y Trinitaria, que son de tipo compacto en SF6. En el **Anexo D** se muestran las líneas de transmisión de la empresa transmisora.

En estas subestaciones se reduce el nivel de tensión a los valores de subtransmisión de 69 kV, 46 kV y 34,5 kV, las líneas de este nivel transportan la energía hasta las empresas distribuidoras o comúnmente denominadas Empresas Eléctricas y también subtransmiten a subestaciones de grandes clientes que se encuentran dentro del mercado eléctrico mayorista (MEM) que son empresas privadas que tienen convenio con TRANSELECTRIC.

En las subestaciones de las empresas distribuidoras la tensión se reduce a los niveles primarios de distribución de 13,8 kV y 7,9 kV de tipo radial y en caso particular de la capital, Quito, al nivel de distribución de 22 kV. Las líneas de estos niveles de tensiones tienen una configuración de tipo radial. Finalmente la distribución secundaria residencial es a 220 V y 110 V y la industrial cuenta además con los niveles de 2 400 V y 4 000 V; todas las líneas cuentan con un neutro corrido y según cada empresa tenga en su guía de diseño va en la parte superior o inferior de las fases.

En los niveles de tensiones del Sistema de Transmisión, según las regulaciones del CONELEC, es responsabilidad del transmisor mantener las tensiones nominales en las barras de entrega, dentro de los márgenes de +5% / -5% al nivel de 230 kV y para 138 kV en +5% / -7%. Para 69; 46 y 34,5 kV se normaliza +3% / -3% de los valores nominales [8-11].

No se obtuvo datos específicos del comportamiento ante descargas eléctricas atmosféricas de las líneas que componen el sistema de transmisión, solo la información de constantes salidas en la época lluviosa por este fenómeno, se conoce además que la línea de transmisión que presenta más problemas en su comportamiento ante rayos es la línea a 138 kV de Pucará a Ambato.

## **CAPÍTULO II**

### **EL AISLAMIENTO EXTERNO Y LA DESCARGA ELÉCTRICA ATMOSFÉRICA.**

#### **2.1 Introducción**

El aislamiento en los sistemas eléctricos de potencia juega un papel fundamental en su comportamiento ante una descarga eléctrica atmosférica, el mismo puede ser de porcelana, vidrio o de algunos elementos poliméricos con sus características y propiedades de diseño debe soportar la tensión normal de trabajo y las sobretensiones que se produzcan en el sistema durante su período de vida útil. Todos los aisladores de líneas aéreas deben soportar esfuerzos mecánicos y eléctricos, los cuales influyen directamente en el diseño del aislador, adicionalmente pueden contaminarse según la zona donde estén ubicados, lo que en algunos casos puede afectar su funcionamiento normal.

La capacidad que posee un aislamiento de soportar una tensión cresta antes de fallar o de generarse un arco a través del medio circundante se conoce como rigidez dieléctrica. Cuando ese soporte se refiere a fenómenos transitorios se mide en términos del BIL (de sus siglas en inglés Basic Lightning Insulation Level) que en Español se expresa, con el término NBAI (Nivel Básico del Aislamiento ante Impulso tipo Rayo), o de BSL (de sus siglas en inglés Basic Switching Insulation Level) o Nivel Básico de Aislamiento al Impulso tipo Maniobra (NBAM) en español, según el tipo de sobretensiones que lo esfuerce como expresan sus propias definiciones. Esta característica del aislamiento se expresa también en términos de tensión crítica de ruptura a impulsos de ambas polaridades, CFO), (de sus siglas en Inglés Critical Flashover Overvoltage). El término CFO es el más

utilizado para evaluar la fortaleza a impulso del aislamiento ante sobretensiones originadas por rayos.

Con el fin de lograr protección contra los efectos destructivos o dañinos para las instalaciones eléctricas, es conveniente orientar los estudios a las descargas eléctricas atmosféricas que se presentan de nube a tierra que son las que provocan sobretensiones en los sistemas eléctricos.

Las descargas eléctricas atmosféricas sobre líneas eléctricas constituyen un fuerte y complejo problema ya que las características de las descargas varían, la ubicación de ellas sobre una línea eléctrica varía, la resistencia de tierra de las estructuras varía con la corriente y el tiempo, entre otros aspectos.

En muchas líneas eléctricas las descargas eléctricas atmosféricas son la principal causa de la interrupción del suministro de energía lo que ha creado la necesidad de desarrollar métodos de análisis que permitan mejorar el índice de salidas de líneas, desde métodos empíricos hasta complicados métodos de cálculo.

En este Capítulo se presentan las principales características del aislamiento eléctrico externo de los sistemas eléctricos de potencia y las fórmulas de cálculo de su soporte ante diferentes tipos de sobretensiones. Se reseñan además los principales parámetros del rayo para estudios de ingeniería.

## **2.2 El aislamiento externo en los sistemas eléctricos.**

Se puede mencionar que en los sistemas eléctricos de potencia tenemos dos clases de aislamientos, el aislamiento externo y aislamiento interno, a su vez estos aislamientos pueden ser autorecuperables y no autorecuperables, por lo general los aislamientos externos son autorecuperables y los internos no lo son, ambos tipos de aislamiento son de vital importancia en el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia en cualquier régimen de trabajo.

El aislamiento externo sólido consiste en las distancias a través de las superficies del aislamiento sólido en contacto con el aire que están sujetas a esfuerzos dieléctricos y a los efectos de la atmósfera, tales como, humedad, contaminación, altas y bajas temperaturas, entre otros. Algunos ejemplos de aislamientos externos sólidos son los que conforman los cuerpos aislantes de los diferentes dispositivos y elementos que se conectan en las redes eléctricas como: pararrayos, interruptores, condensadores, seccionadores, interruptor portafusible, entre otros. Existen también como aislamiento externo las distancias dieléctricas en aire de fase a fase y de fase a tierra.

El aislamiento autorecuperable es aquel que recupera completamente sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva o flameo, en cambio el aislamiento no autorecuperable es el aislamiento que pierde sus propiedades o no las recupera completamente después de una descarga disruptiva o flameo.

Los tres principales materiales que componen un aislador son: el dieléctrico, los herrajes, (elementos de metal que permiten su unión con la cruceta u otro emplazamiento) y otros como, el cemento (que de acuerdo al modelo se usa para permitir una adherencia completa entre el metal y la porcelana o entre secciones de la porcelana).

Los aisladores, comúnmente de porcelana, vidrio o polímero (ver figuras 2.2.1 y 2.2.2) son utilizados para mantener una diferencia de potencial en corriente directa (CD) o corriente alterna (CA); deben resistir, además, impulsos de tensión producidos por sobretensiones de frente rápido (comúnmente rayos) o por sobretensiones de frente lento (comúnmente maniobra) y poseer una buena resistencia mecánica.

Los aislamientos de vidrio son sustancias inorgánicas amorfas constituidas por sistemas complejos de diversos óxidos y su rigidez dieléctrica depende más de las imperfecciones del material (cavidades de gas) que del propio material.

**FIGURA 2.2.1: AISLADOR TIPO PORCELANA**



**FIGURA 2.2.2: AISLADOR TIPO VIDRIO**

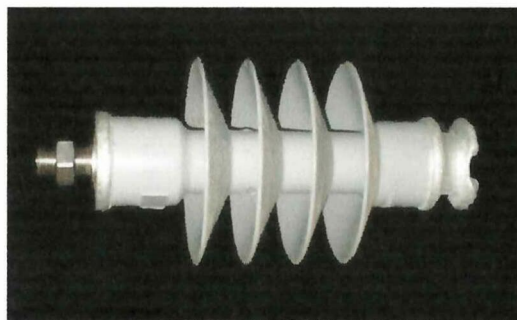


Los aisladores poliméricos se iniciaron en la década de los cuarenta cuando empezaron a utilizar materiales orgánicos de resinas epoxídicas basadas en bifenol para la fabricación de aisladores de alta tensión para exteriores, ya en la década de los sesenta empezó el empleo de los aisladores poliméricos en las líneas de transmisión y durante la década de los ochenta se generaliza el empleo de los mismos en los sistemas eléctricos de los distintos países del mundo.

Los materiales más usados en la construcción de aisladores poliméricos hasta mediados de la década del ochenta y en la actualidad son: la goma a partir de etileno propileno (EPR), goma a partir de silicona (SIR), goma a partir de cicloalifáticos (CE) y en la actualidad los polímeros más usados en la construcción de aisladores poliméricos son un terpolímero de etileno propileno y dieno (EPDM) y los construidos a base de goma de silicona, fundamentalmente el último (SIR).

La figura 2.2.3 muestra la foto de un aislador polimérico

**FIGURA 2.2.3: AISLADOR POLIMÉRICO**



## 2.3 Rigidez dieléctrica de los equipos y dispositivos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia.

La rigidez dieléctrica es la capacidad que tiene el aislamiento de soportar los esfuerzos a que se somete en su período de operación. La rigidez dieléctrica del aislamiento externo se afecta por las condiciones atmosféricas como son: temperatura, presión, humedad, contaminación, y polaridad de la onda, entre otros. Como se ha mencionado anteriormente, en condiciones transitorias la rigidez dieléctrica se expresa en términos del BIL, BSL, o del CFO según las normas internacionales más utilizadas al respecto que son las Normas IEC [13] e IEEE.

La rigidez dieléctrica de los equipos y dispositivos está referida a las condiciones normalizadas en el laboratorio que son:

- 1.- Presión del aire: 101,3 kPa o 760 mm de Hg.
- 2.- Temperatura ambiente: 20 °C.
- 3.- Humedad absoluta: 11 g de H<sub>2</sub>O/m<sup>3</sup> de aire

La rigidez dieléctrica de un aislamiento se puede describir según IEC 72 –1 mediante el nivel de aislamiento normalizado (conjunto de tensiones soportadas normalizadas asociadas a la tensión más elevada en régimen permanente,  $U_m$ , a la que será sometido el equipo eléctrico)

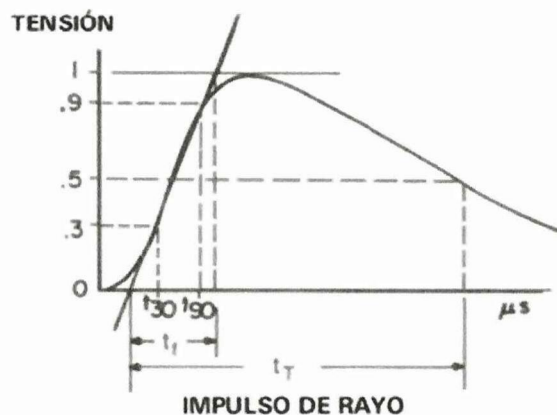
La norma IEC define el nivel de aislamiento pleno según dos grupos de tensiones: A las tensiones del **grupo I** ( $1 \text{ kV} \leq U_m \leq 245 \text{ kV}$ ) se asocian la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, medida en kV eficaces, y la tensión soportada normalizada a impulsos tipo rayo, medida en kV cresta.

A las tensiones del **grupo II** ( $245 \text{ kV} < U_m$ ) se asocian la tensión soportada normalizada a impulsos tipo maniobra y la tensión soportada normalizada a impulsos tipo rayo, ambas medidas en kV cresta.

Como se observa en las definiciones anteriores la IEC define la fortaleza a impulsos del aislamiento en términos de tensiones soportadas. De acuerdo a la norma IEEE 1313 y también las normas ANSI el nivel pleno de aislamiento de los equipos o dispositivos se define por los términos BIL y BSL en dependencia del tipo de sobretensión.

El BIL o NBAI, es el nivel de aislamiento expresado en términos del valor cresta del impulso de rayo normalizado, es decir, el BIL está ligado a una forma de onda específica como la que se muestra en la figura 2.3.1 y de igual manera se refiere a las condiciones atmosféricas normalizadas y es universalmente definido para condiciones secas.

**FIGURA 2.3.1: FORMA DE ONDA NORMALIZADA TIPO IMPULSO RAYO.**



En la figura 2.3.1:

$t_f$ : Tiempo de frente de la onda.

$t_T$ : Tiempo de cola de la onda.

El tiempo de frente de la onda de impulso atmosférico se establece por la siguiente ecuación:

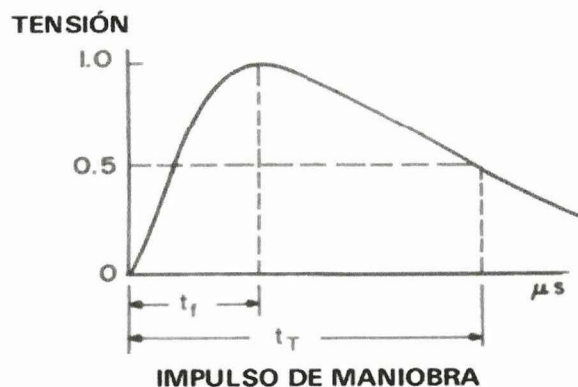
$$t_f = 1.67(t_{90} - t_{30}) \quad (2.3.1)$$

$t_{90}$  es el tiempo real al 90 % de su tensión máxima.

$t_{30}$  es el tiempo real al 30 % de su tensión máxima.

El BSL, es el nivel de aislamiento expresado en términos del valor cresta de un impulso tipo maniobra normalizada como la que se muestra en la figura 2.3.2 y a diferencia del BIL, el BSL universalmente es a condiciones húmedas.

**FIGURA 2.3.2: FORMA DE ONDA NORMALIZADA TIPO IMPULSO MANIOBRA.**



El CFO es un término que expresa la fortaleza del aislamiento en un valor en el cual en el 50 % de las veces que se aplica una misma forma de onda y valor pico de sobretensión el aislamiento soporta y en el otro 50 % el aislamiento rompe o descarga.

Se aclara que las normas IEC e IEEE definen de manera diferente las sobretensiones transitorias, la norma IEC tiene en cuenta fundamentalmente el tipo de onda que esfuerza el aislamiento y les denomina sobretensiones de frente rápido (fundamentalmente rayo) y sobretensiones de frente lento (fundamentalmente maniobra) mientras que la norma IEEE tiene más en cuenta la causa de la sobretensión y las clasifica como sobretensiones tipo rayo y sobretensiones tipo maniobra estrictamente.

El comportamiento del aislamiento externo, es diferente ante sobretensiones de frente rápido y sobretensiones de frente lento, esto no se debe solo a la magnitud, sino a que la respuesta del aislamiento externo ante la sobretensión de frente lento es tal que su rigidez alcanza su valor mínimo en tiempos del orden de tiempo

requerido para que las sobretensiones de este tipo alcanzan su valor máximo, de manera que coinciden en el tiempo el valor mínimo de la rigidez dieléctrica del aislamiento con los valores máximos de sobretensión.

En el caso de las sobretensiones de frente rápido ocurre lo contrario, la respuesta del aislamiento es tal que su rigidez alcanza valores máximos en tiempo del orden del tiempo requerido en que las sobretensiones de este tipo alcanzan también su valor máximo.

## 2.4 Cálculo del aislamiento eléctrico externo sólido en condiciones normalizadas.

El CFO o U50% se obtiene de la relación entre el BIL o el BSL según el caso. Las ecuaciones según ANSI e IEEE son:

$$BIL = CFO \left[ 1 - 1,28 \frac{\sigma_r}{CFO} \right] \quad (2.4.1)$$

$$BSL = CFO \left[ 1 - 1,28 \frac{\sigma_m}{CFO} \right] \quad (2.4.2)$$

El coeficiente de variación comúnmente llamado sigma ( $\sigma$ ) tiene un valor del 2 al 3 % para rayos. Para maniobra es del 5 % para aislamiento de torres y alrededor del 7 % para aislamiento de subestaciones.

### Cálculo de aislamiento (IEC 71-2).

Tenemos la siguiente fórmula en base a distribución modificada de Weibull que permite el cálculo de la probabilidad de falla del aislamiento.

#### Para Impulsos de rayo

$$P(u) = 1 - 0.5 \left( 1 + \frac{x}{4} \right)^5 \quad (2.4.3)$$

Donde:

$P(u)$ : Probabilidad de ruptura del aislamiento.

$$x = (U - CFO) / \sigma \quad (2.4.4)$$

$\sigma$ : Desviación típica de la distribución modificada de Weibull.

### ***2.4.1 Cálculo del aislamiento eléctrico externo sólido en condiciones de altura.***

En las normas, IEC 71-2 [14] e IEEE Std. 1313 existen factores de corrección por altura diferentes, las ecuaciones 2.4.1.1 y 2.4.1.2 expresan estas relaciones, respectivamente.

$$\delta = e^{-A/8.15} \quad (2.4.1.1)$$

$$N_A = N_g e^{\frac{A}{24}} \quad (2.4.1.2)$$

Donde:

$N_g$ : Número de aisladores al nivel del mar

A: Elevación en km.

La fórmula de IEC es válida hasta 2 000 metros sobre el nivel del mar mientras que la fórmula de la IEEE es válida para todas las alturas, no hace restricción de altura. Una metodología más completa es adoptada por la IEC en base a pruebas realizadas al nivel del mar en Italia y comparadas con pruebas en Sudáfrica a 1 540 m y en México a 1 800 m. Este método para la corrección de altura en términos de BIL, BSL y CFO se expresa con las siguientes ecuaciones:

$$U_A = \delta^m H c^w U_S \quad (2.4.1.3)$$

Donde:

$U_A$ : Tensión medida a condiciones no normalizadas en kV.

$U_S$ : Tensión en condiciones normalizadas en kV.

$\delta$ : Densidad relativa del aire en mm de Hg.

$H_C$ : Factor de corrección por humedad

m y w: constantes dependientes del factor  $G_0$  el cual está definido como:

$$G_0 = \frac{CFO_S}{500D} \quad (2.4.1.4)$$

Donde:

D: Distancia de flameo en m.

$CFO_S$  = CFO a condiciones normalizadas en kV.

Por definición la ecuación puede ser escrita en términos de CFO, BIL o BSL, es decir:

$$CFO_A = \delta^m H_C^w CFO_S \quad (2.4.1.5)$$

$$BIL_A = \delta^m H_C^w BIL_S$$

(2.4.1.6)

$$BSL_A = \delta^m H_C^w BSL_S \quad (2.4.1.7)$$

El factor de corrección por humedad esta dado por:

$$H_C = 1 + 0,0096 \left[ \frac{H}{\delta} - 11 \right] \quad (2.4.1.8)$$

H: Humedad absoluta en gramos por litro.

$H_C$ : 1,0 para condiciones en húmedo o lluvia artificial

### **Para sobretensiones de frente rápido (rayo)**

Para sobretensiones de frente rápido el término  $G_0$  está entre 1,0 y 1,2 por lo tanto:

$$U_A = \delta H_C U_S \quad (2.4.1.9)$$

$$CFO_A = \delta H_C CFO_S \quad (2.4.1.10)$$

$$BIL_A = \delta H_C BIL_S \quad (2.4.1.11)$$

Para condiciones en seco

$$U_A = (\delta H_C)^m U_S \quad (2.4.1.12)$$

En la prueba de equipo, el BSL siempre está definido para condiciones de humedad o lluvia. Igualmente en el diseño para sobretensiones de maniobra, se supone condiciones de humedad o lluvia,  $H_C = 1,0$  por lo tanto:

$$U_A = \delta^m U_S \quad (2.4.1.13)$$

$$CFO_A = \delta^m CFO_S \quad (2.4.1.14)$$

$$BIL_A = \delta^m BIL_S \quad (2.4.1.15)$$

El único factor que permanece en las ecuaciones para las correcciones anteriores es la densidad relativa del aire, la cual está definido como:

$$\delta = \frac{P T_0}{P_0 T} \quad (2.4.1.16)$$

Donde:

$P_0$  y  $T_0$ : Presión y temperatura normalizada con la temperatura en grados kelvin es decir, grados centígrados más 273,  $P$  y  $T$  son la presión y temperatura ambiente.

### ***2.4.2 Cálculo del aislamiento en condiciones de descargas inversas.***

Cuando el rayo impacta la torre o el cable protector en su proximidad puede originar una diferencia de potencial en el aislamiento debido a la contribución de las ondas que se propagan por la torre en ambas direcciones o de igual manera

puede explicarse como que la línea de transmisión que está al potencial de tierra bajo condiciones de estado estable, eleva su tensión en forma transitoria debido a que el flujo de la corriente del rayo circula a través de la impedancia característica de la torre y por la resistencia de puesta a tierra y la tensión que se origina en el conductor producto de que la tensión en el cable protector, por efecto de acoplamiento mutuo, induce una tensión en los conductores de fase y a la componente de frecuencia industrial de la tensión de fase, a este fenómeno se le conoce como descarga inversa o descarga retroactiva.

En la literatura existen dos propuestas fundamentales para el cálculo de aislamiento en condiciones de descarga inversa la que propone la norma IEEE Std 1313 y la que propone la norma IEC 71-2.

La ecuación escogida por IEEE es la debida a Darveniza [1]:

$$U(t) = \left( K1 + \frac{K2}{t^{0.75}} \right) W \quad (2.4.2.1)$$

Donde:

U(t): Tensión crítica de ruptura por impulso en el instante de tiempo t, en kV.

K1: 400

W: Longitud de la ristra, en m.

K<sub>2</sub>: 710

t: Tiempo de ruptura, en μs (de 0.2 μs a 16 μs)

La norma IEC propone la ecuación 2.4.2.2 basada en el modelo simplificado de progresión del líder positivo.

$$CFQ_{75} = \left( 0,977 + \frac{2,82}{\tau} \right) \left( 1 - 0,2 \frac{U_{FF}}{CFQ} \right) CFQ \quad (2.4.2.2)$$

Esta ecuación se cumple para valores de 0 μs, 10 μs, y 100 μs,  $\frac{\Delta U}{UF}$  entre 0 y 1 y t<sub>r</sub> entre 0,5 μs y 5 μs. En el caso  $\frac{\Delta U}{UF}$  para las líneas de transmisión de 110 kV y superiores se utiliza el 1 y el 0 para líneas de tensiones menores.

Donde:

$\tau$ : Tiempo en que decrece la tensión producto de las reflexiones desde las torres vecinas.

UF: Componente de la tensión a la frecuencia industrial.

U50%: Tensión del 50 % en condiciones normalizadas.

Si se trata de líneas menores de 110 kV, se utilizara la ecuación 2.4.2.3

$$CFOns = (0.977 + 2.82/\tau) CFO \quad (2.4.2.3)$$

## **2.5 La descarga eléctrica atmosférica.**

La descarga eléctrica atmosférica es un fenómeno producto de la separación de cargas eléctricas en las nubes de tormenta por la acción de las corrientes de aire ascendentes, originadas por los cambios de temperatura en la superficie de la tierra. Básicamente, las descargas atmosféricas pueden describirse como el fenómeno mediante el cual la acumulación y separación de cargas eléctricas en una nube producen un gradiente que forma guías ionizadas entre nube y tierra y entre tierra y nube (en las dos direcciones), que eventualmente terminan en una descarga eléctrica violenta al encontrarse las guías ascendentes y descendentes.

Alrededor de la mitad de todas las descargas eléctricas atmosféricas ocurren dentro de las nubes o de nube a nube. En el trabajo solamente se describen los tipos de rayos que conforman el otro por ciento y que ocurren de nube a tierra porque son los que provocan las salidas de las líneas de transmisión que es lo que se pretende estudiar. Un rayo de nube a tierra se muestra en la figura 2.5.1.

La definición y caracterización del rayo se puede citar en el siguiente análisis, para el caso en que se crean las condiciones para una descarga nube – tierra.

El aire caliente asciende desde la tierra hacia capas de la atmósfera que se encuentra a menor temperatura y se condensa en un pequeño conjunto de gotas microscópicas de agua que van progresivamente constituyendo la nube.

**FIGURA 2.5.1: DESCARGA ATMOSFÉRICA NUBE-TIERRA**



Estas gotas microscópicas se congelan por la baja temperatura y aumentan de peso cayendo dentro de la nube y generando, por rozamiento una polarización de cargas eléctricas opuestas dentro de la misma, este diferencial de cargas eléctricas dentro de la nube induce a su vez la generación de cargas eléctricas en el suelo, abajo en la tierra, creándose las condiciones eléctricas para el disparo del rayo.

Cuando esta polarización eléctrica entre nube y tierra es suficientemente fuerte para ionizar el aire, es decir, también polarizarlo, se genera una serie de fenómenos eléctricos progresivos de atracción de cargas entre nube y tierra, llega un momento en que el potencial de la nube supera la ruptura del medio circundante, con lo cual se inicia el descenso hacia tierra, intentando conectar con esta para luego descargar la nube.

Dado que la proximidad del líder induce en los objetos en tierra potenciales muy altos, algunos de ellos generan a su vez un líder ascendente. De todos esos líderes, uno es el que conecta con el líder descendente quedando así determinado el camino por el cual circula la carga para neutralizar a la nube, una vez formado este camino entre la nube y la tierra, se genera una onda de retorno debido a las cargas que suben de tierra neutralizando el canal, siendo esta la descarga principal, donde aparece la luminosidad y estruendo característico de los rayos.

Las informaciones estadísticas indican que constantemente se forman cerca de 5 000 tormentas alrededor del globo terrestre de forma permanente con el siguiente peligro para las personas y bienes, la tensión del rayo ha sido estimada mayor a los 1 000 millones de volts medida entre el punto de impacto y tierra, en cambio la intensidad de la corriente puede alcanzar valores entre 3 kA y 200 kA [18] , no obstante se estima que el 95 % de los rayos no superan los 6 kA y solo un 5 % registra valores mayores.

Las descargas eléctricas atmosféricas se clasifican en: descendentes y ascendentes, positivas y negativas.

## **2.6. Parámetros de la descarga eléctrica atmosférica importantes para ingeniería.**

Los parámetros importantes para ingeniería, es decir aquellos que deben tomarse en cuenta para los estudios de protección están divididos en tres grupos [16]:

- a) Parámetro de incidencia, en los cuales se tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de las descargas a tierra, junto con la influencia de la altura de las estructuras y la incidencia de descargas múltiples.
  - Densidad de descarga a tierra DDT (Ground Flash Density, GFD): número de rayos por kilómetro cuadrado – año.
  - Nivel ceráuneo, NC (keraunic level, TD): número de días tormenta al año. Este parámetro es utilizado cuando no hay disponibilidad de mediciones directas de densidad de descarga a tierra.
  - Polaridad del rayo, P (Flash Polarity): nos indica si el rayo es de polaridad positiva o negativa.
  - Multiplicidad, M (Multiple stroke flases): es el número de descargas individuales que acompañan la descarga principal.
  - Duración de la descarga eléctrica atmosférica.
  - Duración del intervalo entre descargas individuales.

- b) Amplitud de la corriente de retorno del rayo, CR (Lightning Peak Current Amplitude): Este es el parámetro fundamental para aplicaciones en ingeniería.
- c) Forma del impulso de la corriente del rayo (Stroke Current Impulse Shape):

## **2.7 Interacción de las descargas eléctricas atmosféricas y las líneas de transmisión protegidas con cable protector. Tendencias actuales en la protección**

Las salidas de las líneas de transmisión protegidas con cable protector debido a las descargas eléctricas atmosféricas se deben al impacto del rayo que puede caer en el conductor de fase, a lo largo del tramo del cable protector o en la torre lo que se conoce como impacto directo en la línea.

Las líneas de transmisión son objeto del impacto frecuente de las descargas eléctricas atmosféricas, lo cual puede producir fallas en el aislamiento que se refleja como perturbaciones en la calidad del suministro eléctrico. Las tendencias actuales en la protección de las líneas de transmisión, para evitar estas consecuencias negativas del impacto del rayo son el cable de guarda y los pararrayos de óxidos metálicos con o sin entrehierros.

El cable de guarda consiste en la protección formada por uno o dos cables aéreos situados sobre los conductores de fase, estos cables así dispuestos conforman, sobre los conductores de fase, un área que se conoce como área protegida o área de protección. La mayoría de las líneas de transmisión en alta tensión tienen uno o más cables de guarda; sin embargo, algunas no tienen cables de guarda es decir no se protegen contra impactos directos del rayo debido a que la densidad de rayos a tierra es baja en los lugares donde están ubicadas.

Los beneficios más importantes que proporcionan los cables de guarda son:

1. Reciben los impactos del rayo y derivan a tierra la corriente evitando el impacto directo sobre los conductores de fase.
2. En impactos del rayo a la torre, dividen una parte de la corriente desde la torre, de manera que la tensión en la punta de la misma se reduce, en otras palabras, los cables de guarda reducen la impedancia a través de la cual circula la corriente de descarga.
3. Las corrientes que circulan a través de los cables de guarda inducen tensiones en los conductores de fase por acoplamiento electromagnético, por lo tanto, se reducen las tensiones a través de la cadena de aisladores.
4. La presencia de los cables de guarda reduce la impedancia característica efectiva del conductor de fase. Por lo tanto, en el caso de que una descarga impacte al conductor de fase directamente, la tensión desarrollada en el conductor de fase impactado, es menor que en el conductor de fase sin cable de guarda.
5. Las reflexiones hacia la punta de la torre impactada por el rayo desde el plano de tierra reducen la tensión en la punta de la torre siempre y cuando la impedancia a impulso de la tierra sea menor que la impedancia a impulso de la torre o del cable de guarda.
6. Las reflexiones desde las torres adyacentes pueden hacer menor la tensión en la punta de la torre y por tanto también en el aislamiento.

La eficacia de la protección contra los impactos directos que brinda el cable protector y la estructura depende de diferentes factores: altura y ángulo de protección del cable protector, la impedancia característica del cable protector, del sistema de puesta a tierra, las características del aislamiento que soporta a los conductores de las fases, espaciamiento entre los conductores de las fases y el cable protector, fundamentalmente.

Como se ha mencionado otro tipo de protección que se utiliza contra los rayos en las líneas de transmisión es la instalación de pararrayos de óxidos metálicos en paralelo con el aislamiento o ristra de aisladores. Se debe determinar el número desde el punto de vista económico de la cantidad de unidades que se deben

emplear a lo largo de la ruta de la línea de transmisión y su localización en la torre, es decir, proporcionando protección a las fases que más lo necesitan.

Por lo general se colocan en líneas que estén ubicadas en zonas con alta densidad de rayos a tierra (altos niveles ceráuneos), rutas críticas (localización de torres en altas montañas o tramos muy grandes), valor elevado de resistencia al pie de la torre, torres de gran altura, y torres sometidas a descargas frecuentes en salientes rocosos, entre otros.

La localización de los pararrayos en líneas de transmisión y distribución es un problema difícil de resolver, ya que se debe tener en cuenta la naturaleza y los fenómenos involucrados en la generación de sobretensiones. Una localización sin un criterio adecuado puede conducir al desperdicio de recursos y al mismo tiempo no garantizar mejoría en el desempeño de la línea, por lo que, no necesariamente un aumento de número de pararrayos lleva al sistema a operar con un mejor nivel de protección.

Los aspectos que generalmente se tienen en cuenta o pueden determinar la selección de pararrayos para la protección de las líneas de transmisión son:

1. Alta estadísticas de las salidas por descargas atmosféricas de la línea de transmisión.
2. Resistencias elevadas de conexión a tierra de las torres.
3. Alta densidad de rayos a tierra de la zona por donde cruza la línea de transmisión.
4. Topografía del terreno por donde pasa la línea de transmisión.
5. Torres expuestas en áreas elevadas y pendientes o laderas de terreno montañoso, con escasa vegetación y con tramos largos.

## **CAPÍTULO III**

### **MÉTODOS Y MODELOS.**

#### **3.1 Introducción.**

Desde épocas anteriores y hasta la actualidad el diseño de la protección contra rayos de las torres y líneas de transmisión ha sido de gran importancia para la ingeniería, para lograr esta protección se utiliza el Método Electrogeométrico, que utiliza elementos de la geometría de la torre y principios eléctricos para construir las llamadas distancias de impacto de las descargas eléctricas atmosféricas con respecto a la línea o cualquier otro objeto a tierra.

La teoría Electrogeométrica establece el concepto de ángulo efectivo del cable de guarda que es aquél que debe existir entre el cable protector y el conductor de fase más expuesto para lograr la máxima protección de las torres y de las líneas de transmisión contra los impactos de rayos. El término de protección máxima no debe entenderse como protección total, el rayo es un fenómeno aleatorio, un fenómeno de azar y la protección del 100 % no existe.

Si el ángulo de protección del cable o los cables de guarda es convenientemente seleccionado según los conceptos de la Teoría Electrogeométrica y se diseña una relación adecuada entre la resistencia de puesta a tierra y el nivel básico de aislamiento de la línea se puede alcanzar un buen comportamiento ante descargas eléctricas atmosféricas de las líneas aéreas eléctricas.

Generalmente los estudios de predicción del comportamiento ante rayos de los sistemas eléctricos se realizan mediante programas de cálculo como, por ejemplo,

el programa T- FLASH. Este programa ha sido desarrollado en EPRI, Palo Alto, California basado en el método de J. Andersson [2] conocido como Método EPRI, en el Método IEEE y en el Método IEC para el cálculo del número de salidas por rayos de las líneas de transmisión.

En este Capítulo se presentan los conceptos fundamentales de la Teoría Electrogeométrica y las principales características del programa de computación T-Flash que se utiliza en la tesis para el análisis de las líneas de transmisión.

### **3.2 Estimación del número de rayos sobre una línea eléctrica aérea**

El número de descargas eléctricas atmosféricas por año, sobre una línea eléctrica aérea se estima en forma probabilística, en base a la geometría de la línea y a la información que se obtiene sobre la actividad atmosférica en la zona, es decir, el nivel ceráuneo (que es el número de días en el que se escucha al menos un trueno o visualiza una descarga, en el radio de cubrimiento del observador).

La densidad de descargas atmosféricas a tierra, que es el número de rayos por km<sup>2</sup> al año, puede ser estimada, según IEEE, por la siguiente expresión [1].

$$DDT = 0,04 N_c^{1,25} \frac{\text{Descargas}}{\text{km}^2 - \text{año}} \quad (3.2.1)$$

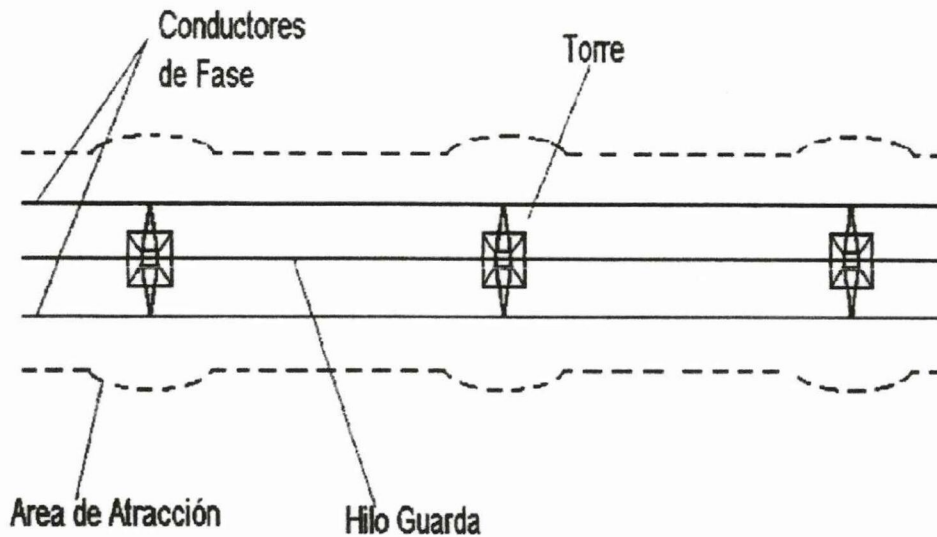
Donde:

DDT: Densidad de rayos a tierra.

N<sub>c</sub>: Nivel Ceráuneo.

La figura 3.2.1, muestra un esquema del área de influencia o zona de atracción de una línea eléctrica que está definida por su geometría y por su longitud.

**FIGURA 3.2.1: ÁREA DE INFLUENCIA DE LA LÍNEA.**



En el Método IEEE el área de atracción se calcula por la ecuación 3.2.2.

$$A_A = (28 ht^{0.6} + Dg) \quad [\text{km}^2] \quad (3.2.2)$$

Donde:

$A_A$ : Área de atracción en  $\text{m}^2$ .

H: Altura del o los cables de guarda en la torre en m.

Dg: Distancia horizontal entre los cables de guarda en m.

Para encontrar el número de impactos directos a las líneas eléctricas aéreas se utiliza entonces la ecuación 3.2.3.

$$N_L = \text{DDT} \cdot A_A / 10 \quad [\text{Impactos de rayo a la línea / año}] \quad (3.2.3)$$

Donde:

$N_L$ : Número de impactos en la línea por 100 km de línea al año.

DDT: Densidad de rayos a tierra por  $\text{km}^2$  al año.

Cuando un rayo cae sobre una línea eléctrica el valor de tensión que presenta, depende de la magnitud de la corriente que tiene y del valor de la impedancia del conductor. Cuando la corriente produce un valor de tensión igual al valor de

tensión crítica de descarga, del aislamiento se le denomina corriente crítica, los rayos con corrientes iguales o superiores a la corriente crítica ocasionan el disparo de la línea.

Cuando un rayo se acerca a tierra lo suficiente, ocurre el salto a través del aire, y la separación al punto de impacto al cual ocurre, se denomina distancia de rompimiento, distancia de atracción o distancia crítica la cual depende de la carga en el canal de la descarga y por tanto de la amplitud de la corriente del rayo.

La distancia de rompimiento se puede encontrar en base a la siguiente ecuación simplificada:

$$r_c = A * I^b \quad (3.2.4)$$

Donde:

$r_c$ : Distancia de rompimiento (m).

I: Corriente de descarga de retorno o descarga principal (kA).

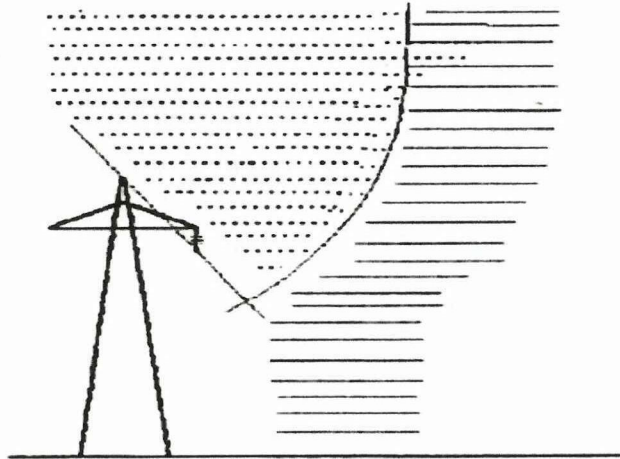
A y b: Constantes del Modelo Electrogeométrico.

### ***3.2.1 Descargas sobre líneas sin cable de guarda y con cable de guarda.***

Si tenemos una línea sin cable de guarda, la localización de la descarga depende de la distancia de rompimiento que puede alcanzar la línea, o si es atraída a tierra. La zona más peligrosa para la línea es la parte superior de la parábola cuyo foco está en el extremo de la torre, tal y como se muestra en la figura 3.2.1.1, que corresponde al lugar geométrico de los puntos equidistantes de la línea y de la tierra.

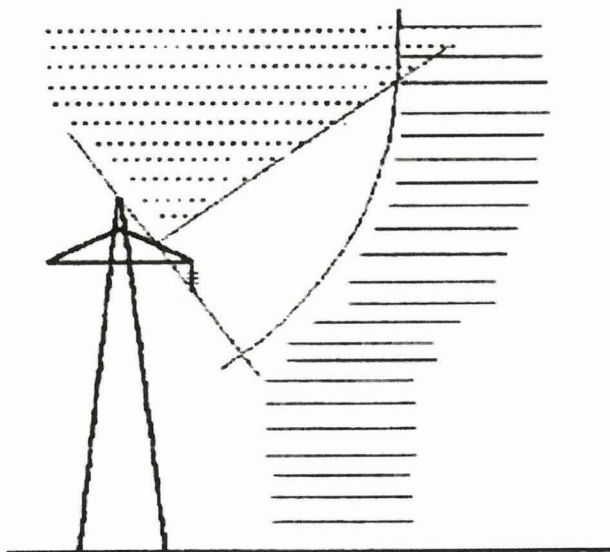
Cualquier descarga que produce rompimiento en esta zona va al conductor de fase. La figura 3.2.1.1, representa un esquema de fronteras de impactos para líneas sin apantallamiento.

**FIGURA 3.2.1.1: DESCARGAS SOBRE UNA LÍNEA SIN APANTALLAMIENTO**



En el caso de una línea con cable de guarda se muestra en la figura 3.2.1.2, en esta condición las descargas que impacten a la línea pueden caer sobre el cable de guarda o sobre el conductor de fase, existe apantallamiento cuando el rayo produce rompimiento por encima de la recta mediatriz a la distancia entre la fase y el cable de guarda, caen sobre el conductor de fase las que estén bajo esta recta y por encima de la parábola y las descargas bajo la parábola caen a tierra. La figura 3.2.1.2 muestra las descargas sobre una línea apantallada.

**FIGURA 3.2.1.2: DESCARGAS SOBRE UNA LÍNEA APANTALLADA.**



La correcta ubicación del cable protector en las líneas eléctricas aéreas se basa en el concepto de apantallamiento efectivo, el cual pretende que la línea se encuentre protegida contra descargas atmosféricas para corrientes del rayo superiores a la corriente crítica del aislamiento de la línea.

### **3.3 La Teoría Electrogeométrica.**

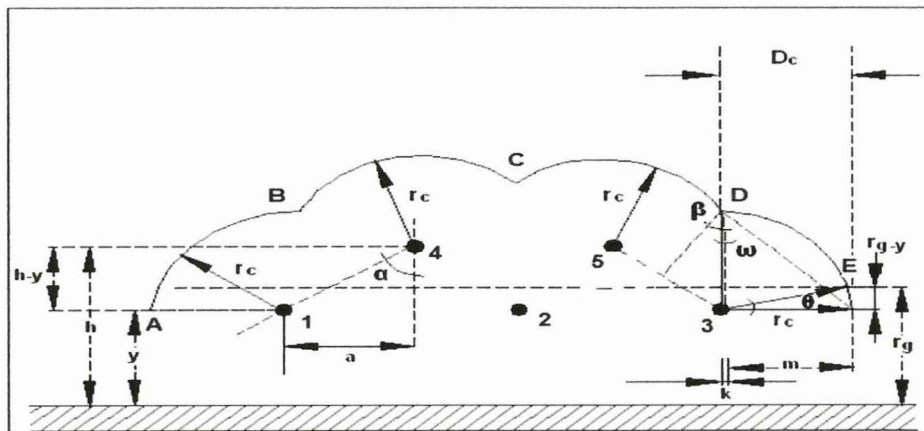
El desarrollo de la Teoría Electrogeométrica se fundamenta en los argumentos teóricos de los impactos que pueden presentarse ya sea en líneas aéreas eléctricas o en tierra debido a las descargas atmosféricas. La Teoría Electrogeométrica constituye el método que permite la determinación del punto de impacto de un rayo y permite diferenciar cuando los impactos ocurren en las líneas eléctricas y cuando ocurren a tierra. Además, para el estudio de la respuesta de las líneas aéreas eléctricas ante el fenómeno del rayo esta teoría permite conocer, las descargas que impacten en la línea, las que ocurren en los cables protectores y aquellas que ocurren en los conductores de fase.

La Teoría Electrogeométrica en su forma más simple supone el canal de la descarga del rayo como un canal vertical por lo que, dada esta suposición, los rayos impactan la tierra o los objetos en tierra incluyendo las líneas eléctricas sin ningún ángulo de desviación de la dirección vertical.

El Modelo Electrogeométrico ha sido desarrollado principalmente por el ingeniero norteamericano Whitehead, con importantes contribuciones de los investigadores Wagner, Hileman y otros. Esta teoría se basa en la observación de que el punto donde termina la descarga escalonada del rayo no se logra determinar hasta que la descarga se encuentre dentro de una determinada distancia, la distancia de rompimiento.

Una representación del Modelo Electrogeométrico aplicado a una línea horizontal, simple circuito con dos conductores de guarda se muestra en la Figura 3.3.1.

**FIGURA 3.3.1: MODELO ELECTROGEOMÉTRICO PARA DESCARGAS DIRECTAS**



Donde:

Los números 1,2,3 denominan a los conductores de fase y los números 4 y 5 a los cables protectores.

$r_c$ : Distancias de atracción de los conductores y cables protectores en m.

$r_g$ : Distancia de atracción a tierra en m.

$D_c$ : Distancia lateral de exposición de los conductores de fase proyectada sobre el eje horizontal en m.

La figura 3.3.1, muestra el modelo Electrogeométrico que se utiliza para cálculos de apantallamiento. Los arcos del círculo con radio  $r_c$ , son dibujados a partir de los cables de guarda y los conductores de fase. También se construye una línea horizontal paralela a la tierra a una altura  $r_g$ . Todas estas distancias están definidas para una corriente de impacto particular.

Según el modelo un rayo que se aproxima a la línea con una corriente igual a la que se emplea para calcular  $r_c$  ocasiona una ruptura sobre los arcos BC y CD correspondiente a los cables de guarda mientras que un rayo con corriente menor a la crítica impacta los arcos AB y ED, en el caso de los conductores de fase. Si la descarga termina antes del punto A y después del punto E, esta descarga va directamente a tierra.

Para cada valor de corriente se presenta una zona desprotegida que corresponde a los arcos AB y ED cuya proyección horizontal sobre el eje de las x es  $D_c$ . Si aumenta la corriente de la descarga, la distancia de rompimiento es mayor, disminuyendo el área desprotegida por el apantallamiento.

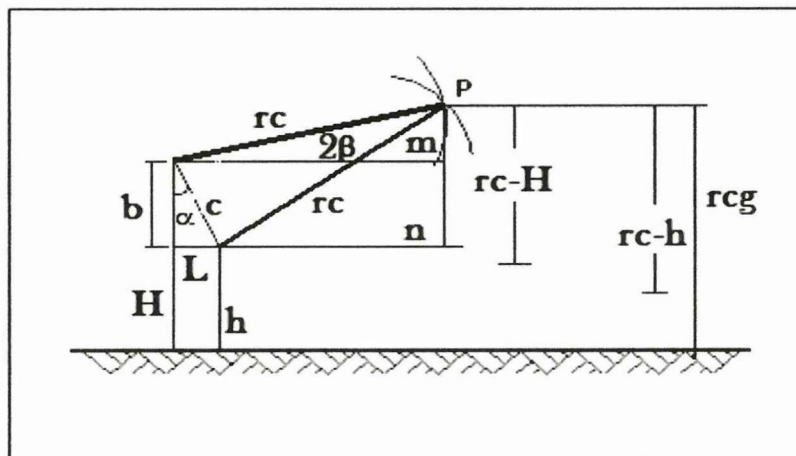
### 3.4 El Modelo Electrogeométrico para Descargas Directas.

El Modelo Electrogeométrico para Descargas Directas (MEDD) permite realizar el cálculo del número de fallas de apantallamiento que caen en las líneas eléctricas.

El apantallamiento puede ubicarse mediante un procedimiento geométrico de manera que se obtenga, teóricamente, protección total. Un grado de protección deseada puede obtenerse de dos maneras, fijadas las alturas de fase ( $h$ ) y del cable de guarda ( $H$ ) se determina la separación de la distancia horizontal protegida ( $L$ ) o fijando una de las alturas, se calcula la otra, para una  $L$  determinada. La figura 3.4.1 muestra las alturas y ángulos involucrados.

Pueden existir ocasiones donde se necesite una  $L$  negativa, en el caso que la distancia media entre la fase y el cable de guarda supere el valor de la distancia de rompimiento crítica.

**FIGURA 3.4.1: DETERMINACIÓN DE  $L$  Y  $\alpha$  PARA BLINDAJE PERFECTO.**



A partir de la figura 3.4.1 encontramos las siguientes ecuaciones

$$m = r_c \cos(\alpha - \beta) \quad (3.4.1)$$

$$n = r_c \cos(\alpha + \beta) \quad (3.4.2)$$

De donde:

$$L = r_c \cos(\alpha - \beta) - r_c \cos(\alpha + \beta) \quad (3.4.3)$$

Por Pitágoras

$$L = \sqrt{r_c^2 - (r_c - H)^2} - \sqrt{r_c^2 - (r_c - h)^2} \quad (3.4.4)$$

El valor de L representa la distancia horizontal protegida, lo cual corresponde al ángulo de apantallamiento  $\alpha$ :

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{L}{H - h} \quad (3.4.5)$$

Alternativamente tenemos:

$$\sin(\alpha - \beta) = \frac{r_c - H}{r_c} \quad (3.4.6)$$

$$\sin(\alpha + \beta) = \frac{r_c - h}{r_c} \quad (3.4.7)$$

$$\alpha = \frac{1}{2} [(\alpha - \beta) + (\alpha + \beta)] \quad (3.4.8)$$

Otra forma de aproximación simple es:

$$\alpha = \frac{1}{2} \left[ \sin^{-1} \frac{r_c - H}{r_c} + \sin^{-1} \frac{r_c - h}{r_c} \right] \quad (3.4.9)$$



$$C^2 = 2(H - h)r \quad (3.4.14)$$

$$r = \frac{C^2}{2(H - h)} \quad (3.4.15)$$

También:

$$C = \sqrt{d^2 + (H - h)^2} \quad (3.4.16)$$

$$r = \frac{d^2 + (H - h)^2}{2(H - h)} \quad (3.4.17)$$

Denominando  $b = H - h$

$$r = \frac{d^2 + b^2}{2b} \quad (3.4.18)$$

Lo cual se puede expresar como:

$$2rb - b^2 = d^2 \quad (3.4.19)$$

$$-r^2 + 2rb - b^2 = d^2 - r^2 \quad (3.4.20)$$

$$(r - b)^2 = r^2 - d^2 \quad (3.4.21)$$

Despejando  $b$  se tiene:

$$b = r - \sqrt{r^2 - d^2} \quad (3.4.22)$$

Esto sucede cuando  $r = r_c$

En el cálculo del ángulo de apantallamiento perfecto se toma las magnitudes  $H$  y  $Y$  en la torre, normalmente estas son valores estimados conservadores porque el cable de guarda y el conductor de fase tienen menor altura a lo largo del vano, y el ángulo a lo largo del tramo se reduce debido a que la flecha del conductor de fase es mayor que la del cable de guarda.

Cuando existe corrientes críticas bajas y cuando la altura del cable de guarda se incrementa, el ángulo de apantallamiento perfecto puede resultar negativo.

### 3.5 Métodos para el cálculo de salidas de líneas de transmisión por impactos del rayo.

Existen diversos métodos para evaluar y predecir el comportamiento ante rayos de las líneas de transmisión de energía eléctrica. Los más conocidos internacionalmente son los reportados por EPRI, IEC e IEEE. Todos ellos utilizan diferentes propuestas para la representación o cálculo de los parámetros del rayo y la respuesta de la línea eléctrica ante el impacto de una descarga eléctrica atmosférica, sin embargo los efectos diferentes se cancelan de una u otra forma para brindar resultados que no difieren más de un 20 %.

En el estudio que se realiza en la tesis se utiliza el Método IEEE; los aspectos más importantes del mismo se muestran en las tablas 3.5.1 y 3.5.2.

**TABLA 3.5.1. MODELACIÓN DE PARÁMETROS DEL RAYO.**

Tiempo de frente	Igual a 2 $\mu$ s
Velocidad de propagación de ondas	A lo largo del tramo: 90 % de velocidad de la luz. A lo largo de la torre: 85 % de la velocidad de la luz.
Distribución de corriente	$P(I > I_R) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_R}{31}\right)^{2.6}}$ <p>Donde:  <math>I_R</math>: Corriente del rayo.            31 kA: Mediana de la distribución.            2.6: Constante de ajuste.</p>

**TABLA 3.5.2. MODELACIÓN DE PARÁMETROS DE LA LÍNEA**

Modelación de la línea	La línea se representa según el modelo propuesto para fenómenos de frecuencias iguales o mayores a 1 MHz
Corona de impulso	Tiene en cuenta la corona de impulso. La considera en la onda completa por lo cual sobreestima este valor.
Impedancia de impulso	La reducción de la resistencia de puesta a tierra se tiene en cuenta utilizando una simple curva.
CFO en condiciones no estándar	Utiliza la formula basada en la característica U-T del aislamiento chequea valor de tensión en el aislamiento a los 2 $\mu$ s y a los 6 $\mu$ s.
Componente de la tensión a frecuencia de potencia UPF.	La magnitud de UPF se tiene en cuenta con un algoritmo que cambia la magnitud de UPF según incrementos en 30° de las fases.

### **3.6 Breve descripción del programa T-Flash.**

El ambiente de simulación T-FLASH, desarrollado en Electric Power Research Institute (EPRI), es una herramienta que permite a ingenieros y especialistas analizar los efectos de las descargas atmosféricas sobre una línea de transmisión eléctrica, tomando en cuenta especificaciones técnicas de diseño tales como posicionamiento de cables de guarda, nivel de aislamiento y resistencia de puesta a tierra.

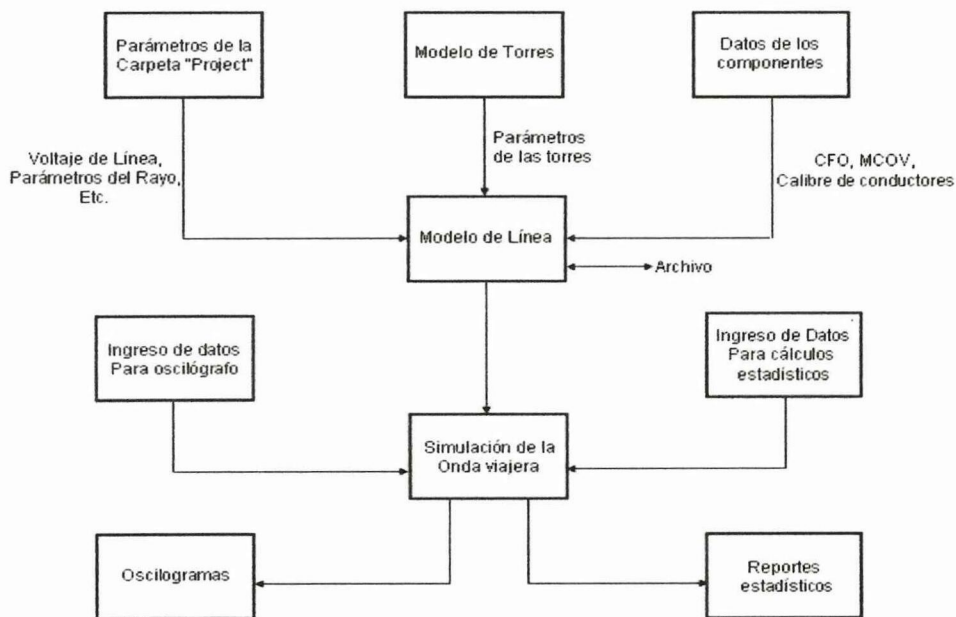
Ingenieros y especialistas pueden analizar el grado de protección en una línea existente, para así determinar las acciones de mejora pertinentes con el fin de

aumentar la confiabilidad de la línea. El programa permite también diseñar una nueva línea con un nivel de protección más óptimo y económico.

### Estructura del ambiente de simulación T-FLASH

El programa T-FLASH tiene dos grandes componentes. La primera sección del programa, donde los usuarios construyen el modelo de la línea que va a ser analizada, se muestra en la parte superior del esquema de la estructura de T-FHASH. La segunda sección del programa toma datos del modelo para construir un modelo eléctrico para la simulación de la onda viajera y creación de los reportes, los cuales son representados en la parte más baja del esquema que se muestra en la figura 3.6.1.

**FIGURA 3.6.1: ESTRUCTURA DE T-FHASH**



La construcción de un modelo de línea de transmisión en T-FLASH envuelve la selección de torres, conductores, aisladores, pararrayos y tipos de terreno. El usuario también puede modificar las dimensiones y características de los

componentes de la línea. La segunda parte del programa extrae datos del modelo para crear un modelo eléctrico de una sección corta de la línea para ser usado en la simulación. Este aplica la corriente de rayo a la línea y simula la propagación de la corriente a lo largo de la línea y las torres.

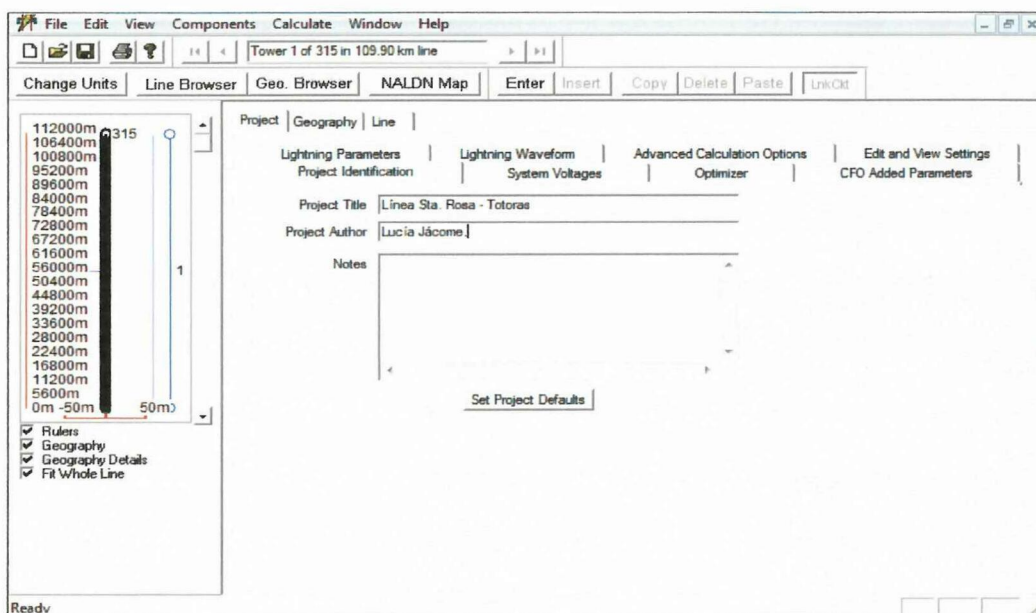
### Construcción de un modelo de línea de transmisión en T-FLASH

Para modelar una línea de transmisión en T-FLASH, el usuario debe ingresar los datos requeridos por el software en tres (3) conjuntos de tablas, las cuales se describen a continuación:

#### Project Setup Tab (Conjunto de Tablas de Proyecto)

Este conjunto de tablas se usa para describir la línea a través de un grupo de opciones del programa. En esta carpeta se identificarán al proyecto y a su autor, junto con una breve descripción del objetivo de la investigación. Por otro lado, se definen el nivel de tensión de la línea a modelar y el número de circuitos asociados. La ventana principal se muestra en la figura 3.6.2.

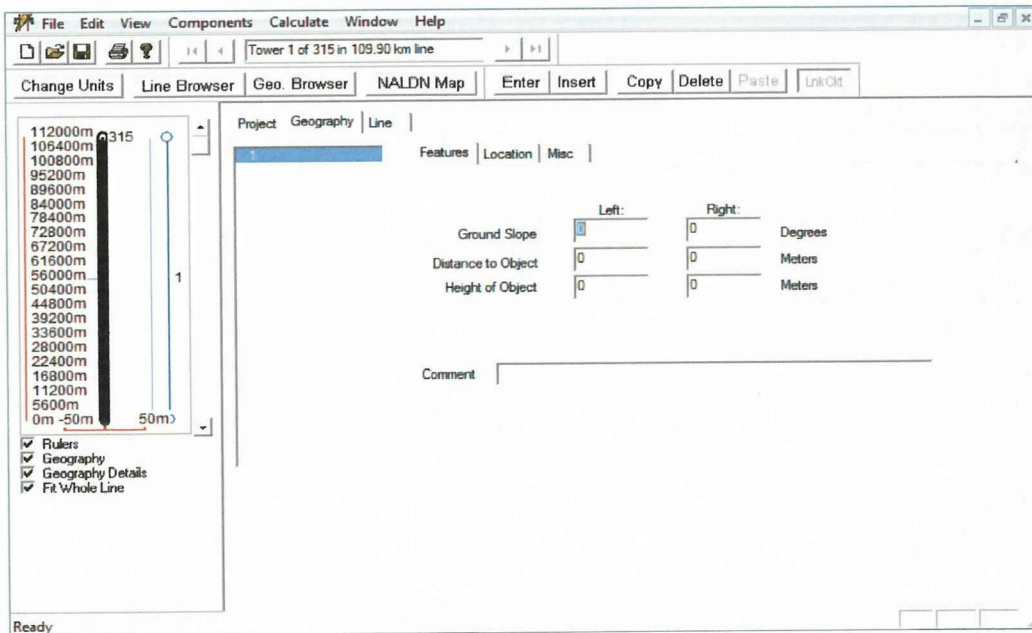
FIGURA 3.6.2: VENTANA “PROJECT SETUP TABS”



## Geography Setup Tab (Descripción Geográfica).

A través de este conjunto de tablas se puede modelar el corredor por donde pasa la línea de transmisión. Esto se lleva a cabo introduciendo la traza por segmentos geográficos con características topológicas similares, para luego unirlos y conformar así el corredor completo de la línea. La vista de la ventana de datos geográficos se muestra en la figura 3.6.3.

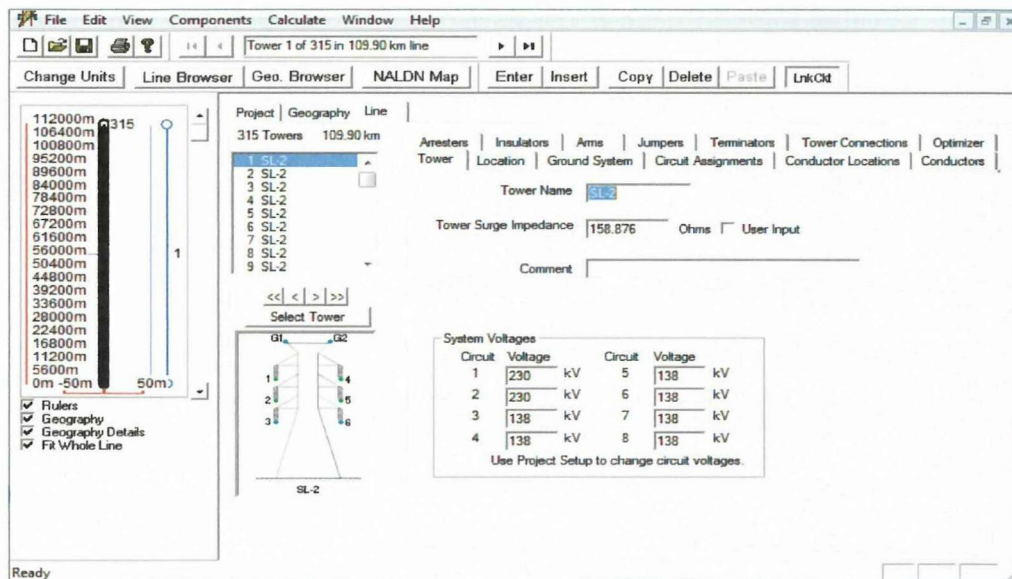
**FIGURA 3.6.3: CARPETA “GEOGRAPHY SETUP TABS”**



## Line Setup Tab (Especificaciones de la Línea)

En la carpeta “Line” se encuentra un conjunto de tablas que permiten describir cada torre existente en la línea, los conductores de guarda y conductores de potencia, aisladores, pararrayos, terminaciones y otros. En fin, se describen las características técnicas de la línea de transmisión. La figura 3.6.4 muestra la ventana de datos de la línea.

**FIGURA 3.6.4: VENTANA DE DATOS DE LÍNEA**



Una vez ingresados todos los datos en los tres (3) sets de tablas se tiene modelada la línea de transmisión.

### **Análisis de un modelo de línea de transmisión.**

Una vez que el modelo en T-Flash ha sido construido, muchos tipos de análisis pueden ser realizados. A continuación se presentan las herramientas de análisis para un modelo de línea de transmisión presentadas por el software T-FLASH.

### **Model Checker (Evaluación del Modelo)**

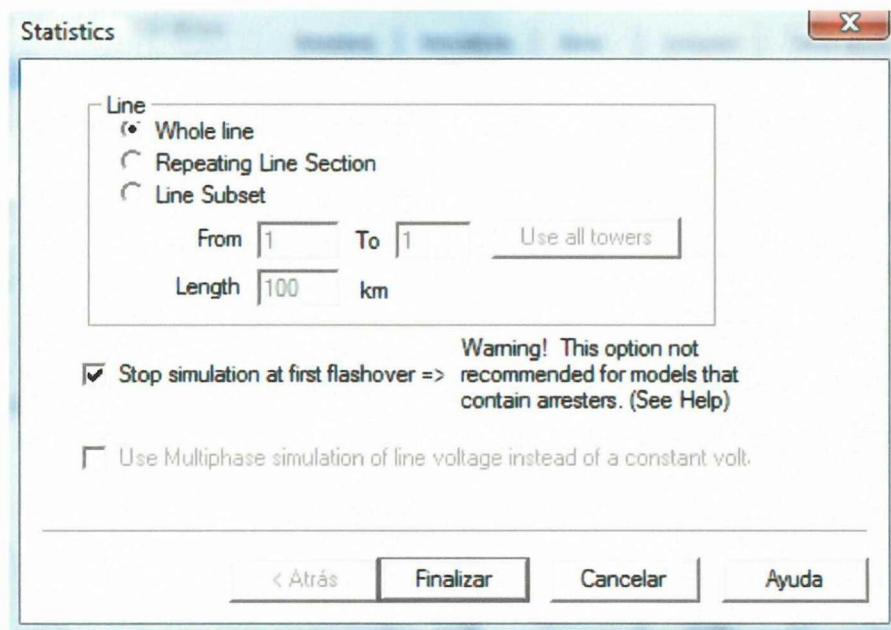
Esta opción provee una rápida evaluación de las especificaciones ingresadas para la línea y las torres, con el fin de detectar errores comunes en los datos de entrada.

### **Statistical Flashover Performance (Comportamiento Estadístico ante Descargas)**

Los resultados que esta opción produce, representan el comportamiento anual promedio de la línea si ésta fue observada por un largo tiempo. Este tipo de cálculo se usa para determinar el comportamiento total de la línea basado en el rango completo de descargas atmosféricas a las cuales la línea está sujeta. Para llevar a cabo este cálculo en el menú se selecciona la opción *Calculate/Statistics*,

y aparece un cuadro de diálogo para efectuar los cálculos estadísticos. La ventana de orden de cálculos estadísticos se muestra en la figura 3.6.5.

**FIGURA 3.6.5: TABLA DE DATOS PARA CÁLCULOS ESTADÍSTICOS.**



Sus funciones se describen a continuación:

**1.- Whole Line:** Usa todas las torres definidas en el modelo para los cálculos como una línea completa.

**2.- Repeating Line Section:** Usa las torres especificadas para crear una línea de una longitud dada por repetición de torres tantas veces como se necesite hasta alcanzar la longitud deseada. Con esta opción se puede introducir una torre simple y a través del programa modelarla tantas veces se necesite hasta alcanzar la longitud dada. Se puede definir un grupo de torres como un grupo desde una estructura inicial hasta una terminal y duplicar ese bloque.

**3.- Line subset:** Calcula estadísticas sólo para el grupo de torres especificado en las casillas "From" y "To". Las torres fuera de éste grupo se usan cuando sea necesario para establecer correctamente las terminaciones del grupo especificado.

**4.- From:** Es el número de la torre de partida usado para el bloque a repetir.

**5.- To:** Es el número de la torre final usado para el bloque a repetir.

**6.- Use all Towers:** Llena el formato “From” y “To” con la primera y última torre de la línea.

**7.- Length:** Con esta opción se selecciona la longitud de la línea a simular.

**8.- Stop simulation at first flashover:** Esta opción no se recomienda para líneas que tengan pararrayos. Cuando esta opción se usa los cálculos estadísticos se detienen cuando se tenga la primera descarga o *flashover* que resulta de cada golpe de rayo. Este tipo de cálculo es el más rápido, pero no proporciona todos los detalles para el cálculo en fases múltiples y descargas en circuitos. Pueden haber casos donde diferentes números de descargas son reportados cuando ésta opción se selecciona.

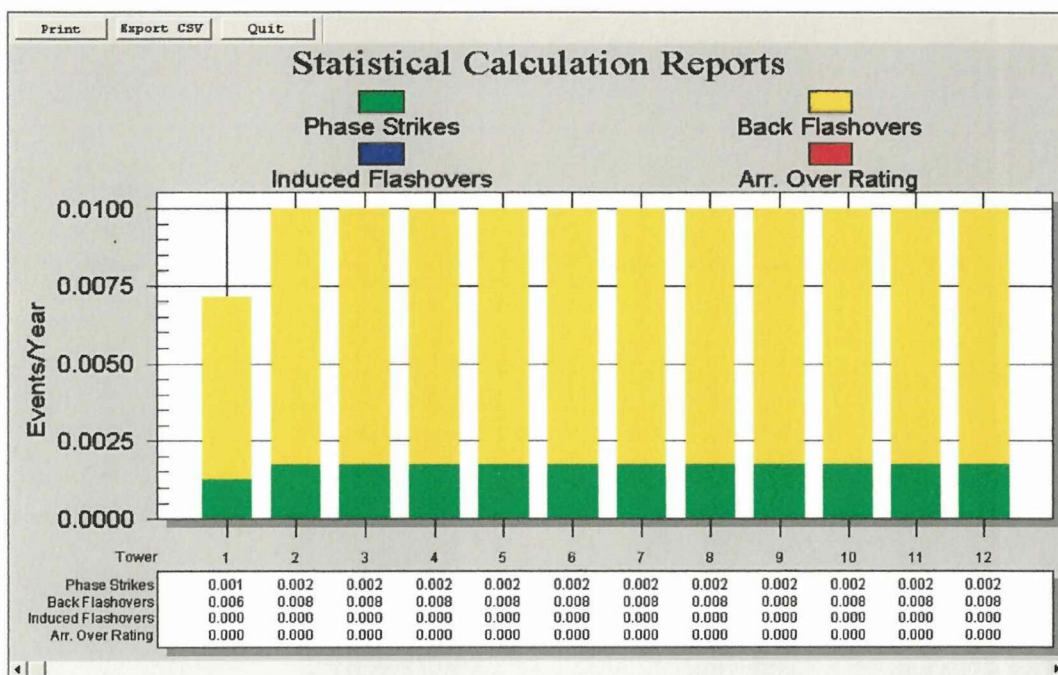
**9. - Use Multiphase simulation of Line Voltage:** Al seleccionar esta opción se ponen en marcha los cálculos estadísticos con seis (6) diferentes combinaciones de tensión de fase. Tarda seis veces más en correr pero proporciona mejores resultados para fases múltiples y para múltiples circuitos de descarga.

Al realizar los cálculos estadísticos, el programa brinda un diagrama de barras el cual muestra las descargas o fallas por año. Hay una barra por cada torre en la línea y en la barra se identifican los problemas existentes mediante colores. Este diagrama provee una rápida manera de detectar problemas en la línea.

Por ejemplo, si hay un salto repentino o subida en la barra por el color correspondiente a “Phase Strike” (Golpe en Fase), el usuario debe revisar si existen problemas de apantallamiento en esa área. Esto puede ser causado por cambios en la inclinación del terreno, obstáculos a lo largo de la línea, valles o colinas que se cruzan con la línea, o un cambio en la estructura que permiten la

atracción de golpes de rayo en los cables de fase. Una subida en el color correspondiente a las descargas retroactivas (Back flashovers) puede ser causada por una baja resistencia de puesta a tierra o por cambios en la geometría de la estructura. Una muestra del diagrama de barras del reporte se presenta en la figura 3.6.6.

**FIGURA 3.6.6: GRÁFICO ESTADÍSTICO DE FALLA.**



Si el usuario realiza el cálculo en el modo “Line Subset” o “Repeating Line section” sólo las torres seleccionadas tendrán datos calculados [32-33-34].

## **CAPÍTULO IV**

### **ESTUDIOS DEL COMPORTAMIENTO ANTE RAYOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

#### **4.1 Introducción.**

En la actualidad, a escala internacional, se realizan estudios de las salidas de las líneas de transmisión de energía eléctrica debido a impactos de descargas atmosféricas sobre las líneas o las torres tratando todo el tiempo de mejorar la confiabilidad de las líneas ante este fenómeno de la naturaleza.

En su gran mayoría los problemas en el comportamiento de las líneas de transmisión están más asociados a las descargas inversas que a problemas con el grado de protección que brinda el ángulo de protección puesto que esto se define según los conceptos de la Teoría Electrogeométrica, lo cual permite que la línea tenga una buena protección a los impactos del rayo en los conductores fase.

En Ecuador se reportan también algunos estudios pero no se han delimitado los aspectos fundamentales de protección que permitan tener en cuenta la variación espacio temporal de los parámetros del rayo. Se conoce que de las líneas que componen el Sistema Nacional de Transmisión, específicamente la línea denominada Pucará – Ambato de 138 kV es una de las que más problemas presentan en el comportamiento ante rayos motivo por el cual se selecciona para realizar su estudio. Se analiza además la línea Santa Rosa – Totoras de 230 kV.

Como no se tienen los datos exactos el estudio se realiza tomando diferentes valores de un parámetro de incidencia la densidad de descargas por  $\text{km}^2$  (rayos/ $\text{km}^2$ ) al año y para cada uno de ellos se varía los valores de resistencia de puesta a tierra.

La utilización del programa computacional llamado T - FLASH v 4.0.22 permite identificar los problemas de comportamiento ya sea que estén dados por fallas de apantallamiento o descargas inversas. Como se ha explicado en el Capítulo anterior, este programa funciona tomando como base la construcción de un modelo detallado de la línea. En este se incluyen detalles de la impedancia al impulso de cada torre, la geometría de la torre, la resistencia de puesta a tierra, las pendientes laterales, la diferencia de elevación, las flechas del conductor e hilo de guarda, la altura de los conductores al suelo y la densidad de descargas, entre otros.

El programa permite además analizar soluciones tales como mejora del valor del sistema de puesta a tierra, aumento de la tensión crítica de ruptura a impulso, colocación de pararrayos, desplazamiento del cable protector y adición de cables protectores.

En el presente capítulo se aplican los conocimientos adquiridos para estudiar, en particular, el comportamiento ante rayos de dos líneas de transmisión en los niveles de tensión existentes en la transmisión de energía eléctrica en el Ecuador.

#### **4.2 Características de las líneas en estudio.**

En el Sistema de Transmisión de Ecuador, hay un conjunto de 14 líneas de transmisión de 230 kV y un conjunto de 25 líneas de 138 kV. Los principales datos técnicos de estas líneas en cuanto a la longitud, número de circuitos, tipo y calibre de los conductores de fase y cable de guarda así como el número de estos últimos, número y tipo de estructuras de cada circuito se muestran en una tabla en el **Anexo D**.

Las líneas eléctricas aéreas de transmisión del SNT en las que se realiza el estudio son las líneas Pucará – Ambato a simple circuito con un nivel de tensión de 138 kV y la línea Santa Rosa – Totoras a doble circuito con un nivel de tensión de 230 kV.

La línea de transmisión Pucará – Ambato a 138 kV inicia su recorrido en la Subestación Pucará en la provincia de Tungurahua, y termina en la Subestación Ambato de la misma provincia. Las principales características técnicas de esta línea se muestran en la tabla 4.2.1.

**TABLA 4.2.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA PUCARÁ – AMBATO A 138 kV.**

<b>Características Generales</b>
Tensión: 138 kV
Longitud: 27,74 km
Número de circuito:1
Número de conductores en el haz: 1
Número de cables de guarda: 1
Impedancia a impulso de los conductores de fase: 400 $\Omega$
Número de torres: 86
Tipo de conductor: ACSR 477
Tipo de Torres: Acero tangente
Altura de la torre tangente: 27,5 m
Altura de conductores de fases respecto al piso: fase “a” 22,7 m, fase “b”: 17,2 m y fase “c”: 11,7 m
Tipos de aisladores: 5x(5x10)/810 porcelana
Distancia entre fase “a” y la torre: 3,40 m
Distancia entre fase “b” y la torre: -3,40 m
Distancia entre fase “c” y la torre: 3,40 m
<b>Características Generales. Continuación</b>
Distancia entre fase “b” y la torre: -3,40 m
Distancia entre fase “c” y la torre: 3,40 m
CFO del aislador: 810 kV
Cable de guarda tipo:H.S.7 hilos 3/8”
Distancia entre conductor de fase más alta y cable protector: 2,5 m
Angulo de protección actual: 37°

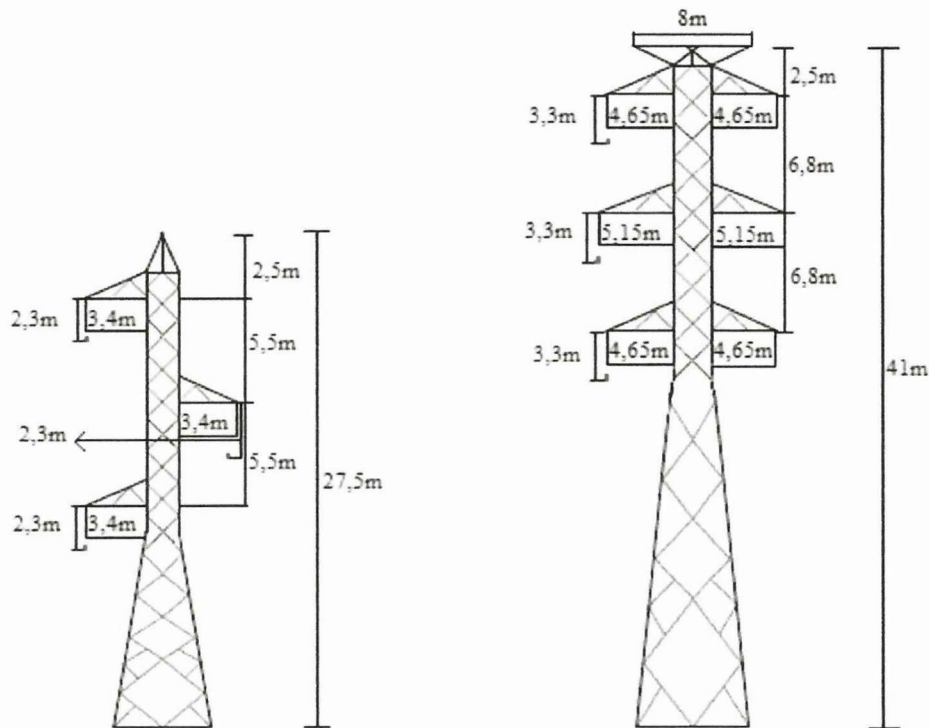
La línea de transmisión Santa Rosa – Totoras a 230 kV inicia su recorrido en la Subestación Santa Rosa en la provincia de Pichincha y termina en la Subestación Totoras de la provincia de Tungurahua. Las principales características técnicas de esta línea se muestran en la tabla 4.2.2.

**TABLA 4.2.2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA SANTA ROSA – TOTORAS A 230 kV.**

<b>Características Generales</b>
Tensión: 230 kV
Longitud: 110,09 km
Número de circuito: 2
Número de conductores en el haz: 1
Número de cables de guarda: 2
Impedancia a impulso de los conductores de fase: 400 $\Omega$
Número de torres: 315
Tipo de conductor: ACSR 1113
Número de estructuras: 372 de acero
Alturas de la torres tangentes : 41 m
Altura de conductores de fases respecto al suelo: fases a y a': 35,2 m, fases b y b': 28,4 m y fases c y c': 21,6 m
Tipos de aisladores: 5x(5.75x10)/1200 porcelana
CFO del aislador: 1200 kV
Distancia entre cables protectores: 8 m
Distancia entre fase a y la torre: 4,65 m
Distancia entre fase b y la torre: 5,15 m
Distancia entre fase c y la torre: 4,65 m
Distancia entre fase a' y la torre: - 4,65 m
Distancia entre fase b' y la torre: - 5,15 m
Distancia entre fase c' y la torre: - 4,65 m
Distancia entre el conductor de fase más alto y el cable protector: 2,5 m
Angulo protección actual: 21°

Las torres de 138 kV tienen una configuración triangular, dos fases a un costado y la tercera en el otro lado. La configuración para las torres en 230 kV, son de doble circuito con posición vertical de cada circuito es decir fases “a”, “b” y “c” hacia abajo y en el otro costado a', b' y c'. Las figuras 4.2.1 y 4.2.2 muestran la configuración de las torres de 138 kV y 230 kV.

**FIGURA 4.2.1: TORRE PARA 138 KV. FIGURA 4.2.2: TORRE PARA 230 KV.**



La resistividad del terreno varía en la región en dependencia del tipo suelo presente, es decir, de los diversos tipos de suelos por donde atraviesa la línea de transmisión. A lo largo de la traza de la línea se observa un mosaico de suelos con características diferentes.

Los suelos por donde atraviesan las líneas de transmisión son: suelos sobre llanuras antiguas de deposición, tipo Alfisol - Aqualfs, suelos arcillosos tipo Alfisol – Aqualfs, suelos con arcilla tipo caolinita y  $Fe > 3$ , tipo Inceptisol – Udepts, suelos en relieves sedimentarios, tipo Mollisols – Udolls, suelos sobre valles aluviales, tipo Entisol – Aquepts, y suelos sobre sedimentos fluvio-marinos, tipo entisol, entre otros [28].

### 4.3 Análisis de la línea en estado actual.

Para obtener el índice de fallas de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas, realizamos una simulación de las mismas en el programa T-FLASH. Para modelar una línea de transmisión con el programa T-FLASH, se ingresan los datos de acuerdo a los pasos mencionados en el capítulo III.

A través de la simulación se determina, el índice de fallas de las líneas de transmisión expresado en el número de fallas por cada 100 km de línea por año. Este índice está compuesto por el número de salidas por descargas inversas y el número de salidas por fallas de apantallamiento.

El análisis de salidas de las líneas de transmisión se realiza para diferentes valores de densidad de rayos a tierra por km<sup>2</sup> al año (DDT = 6 y 10) y con valores de resistencias de puesta a tierra de 10  $\Omega$ , 25  $\Omega$ , 50  $\Omega$ , 75  $\Omega$ , 100  $\Omega$ , 125  $\Omega$  y 150  $\Omega$ , para cada uno de los valores de DDT.

A escala internacional se utilizan diferentes criterios para el diseño y la evaluación del comportamiento de las líneas de transmisión ante condiciones de rayo.

Usualmente se expresa en términos de razón de falla aceptable, falla entre años, riesgo de falla, fallas por 100 km al año, entre otros, según IEC 71-1:

- Aparatos (por rayo): 0,001/año hasta 0,004/año.
- Líneas (por rayo): 0,1/ 100 km al año hasta 20 por 100 km al año (el mayor número para líneas de distribución).
- Línea y aparatos (por maniobra): 0,01 hasta 0,001 por operación.

Según otras experiencias aparece en la literatura el siguiente criterio de comportamiento para la evaluación de líneas de transmisión protegidas.

- Fallas de blindaje (por 100 km de línea al año) para alta densidad de rayos a tierra:

0,05 para carga crítica.

0,15 para carga promedio.

El criterio más utilizado en las líneas de transmisión protegidas con cables protectores en lugares de alta densidad de rayos a tierra para el índice de salidas por 100 km al año es:

Hasta 0,05	IDEAL
De 0,06 a 0,59	PERFECTO
De 0,6 a 5,9	NORMAL
6 y mayor	INADECUADO

Este último criterio es el que se utiliza en el trabajo.

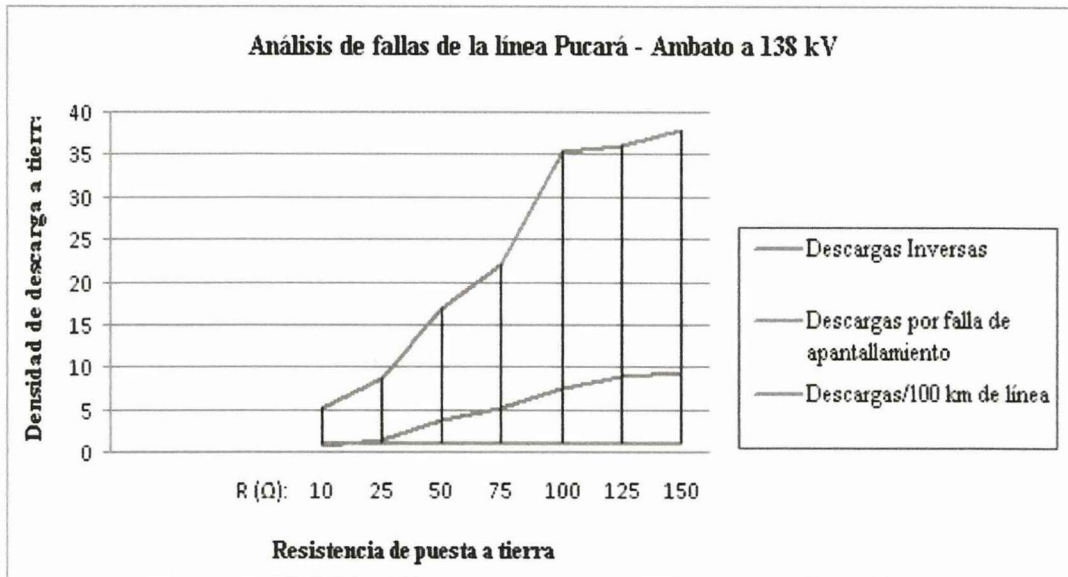
Los resultados emitidos por el programa T-Flash de fallas en las líneas se muestran en las tablas 4.3.1 y 4.3.2 con las figuras correspondientes que permiten visualizar la tendencia del comportamiento de la falla de apantallamiento, las descargas inversas y el índice de salidas total por 100 km de línea al año.

**LÍNEA A 138 kV, DDT = 6.**

**TABLA 4.3.1. ANÁLISIS DE LA LÍNEA PUCARÁ – AMBATO A 138 kV,  
CON DDT IGUAL A 6.**

<b>Resistencia (<math>\Omega</math>):</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>150</b>
Impactos en la línea por año	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Impactos directos por 100 km al año	126,3	126,3	126,3	126,3	126,3	126,3	126,3
Descargas Inversas	0,70	1,51	3,71	5,11	7,56	8,86	9,37
Descargas por falla de apantallamiento	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Total de descargas para longitud de la línea	1,54	2,35	4,55	5,95	8,40	9,70	10,21
Descargas/100 km de línea	5,07	8,70	16,85	22,03	35,40	35,92	37,81

**FIGURA 4.3.1: ÍNDICE DE FALLAS EN 138 KV CON DDT IGUAL A 6.**



Del reporte mostrado en la tabla 4.3.1 se obtienen las siguientes consideraciones:

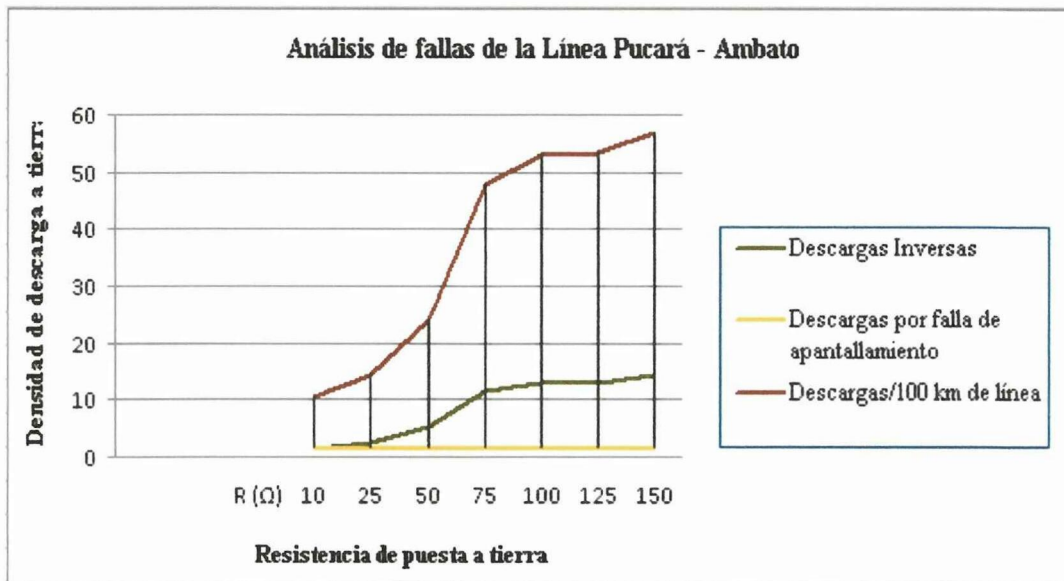
1. El número de impactos directos a la línea por año es 34,10 en su longitud real, correspondiente ya a un nivel medio – alto de actividad de rayos.
2. El número de salidas por descargas inversas con resistencia de 10  $\Omega$  es 0,70 para las demás resistencias, este índice toma valores marcadamente diferentes hasta un valor de puesta a tierra de 100  $\Omega$  a partir del cual la diferencia se hace menos marcada.
3. El valor 0,84 salidas por falla de apantallamiento indica que el valor del ángulo de protección actual es aceptable, aunque para el diseño promedio de las líneas de transmisión se considera como bueno un valor de 0,15 (según IEC 71-2).
4. Para diseño actual de la línea en cuanto a disposición de los conductores de fase, forma general de torre y CFO de las ristras utilizadas solo se logra un comportamiento adecuado ante rayos para una resistencia de 10  $\Omega$  para la cual el índice de salida es 5,07 (por debajo de 6).

**LÍNEA A 138 kV, DDT = 10.**

**TABLA 4.3.2. ANÁLISIS DE LA LÍNEA PUCARÁ – AMBATO A 138 KV, CON DDT IGUAL A 10.**

<b>Resistencia (<math>\Omega</math>):</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>150</b>
Impacto en la línea por año	56,84	56,84	56,84	56,84	56,84	56,84	56,84
Impactos directos por 100 km al año	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5	210,5
Descargas Inversas	1,47	2,51	5,15	11,51	12,94	13,06	14,13
Descargas por falla de apantallamiento	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39	1,39
Total de descargas para longitud de la línea	2,86	3,85	6,54	12,90	14,33	14,45	15,31
Descargas/100 km de línea	10,59	14,25	24,22	47,77	53,07	53,51	56,70

**FIGURA 4.3.2: ÍNDICE DE FALLAS EN 138 KV CON DDT IGUAL A 10.**



Del reporte mostrado en la tabla 4.3.2 se obtienen las siguientes consideraciones:

1. Se observa que para densidad de descarga de 10 lo que equivale a un nivel ceráuneo de 100 el número de impactos directos a la línea crece considerablemente respecto a la densidad de descargas a tierra de 6.

2. El número de salidas por descargas inversas con resistencia de 10  $\Omega$  es 1,47, para las demás resistencias, el comportamiento, en tendencia, es muy similar que para la densidad anteriormente estudiada.
3. El valor 1,39 de salidas por falla de apantallamiento indica que el valor del ángulo de protección actual es inadecuado para DDT igual a 10.
4. Para esta densidad ni con 10  $\Omega$  de resistencia de puesta a tierra se obtiene un buen comportamiento lo que indica que es necesario elevar el CFO y/o disminuir el valor del ángulo de protección del cable protector

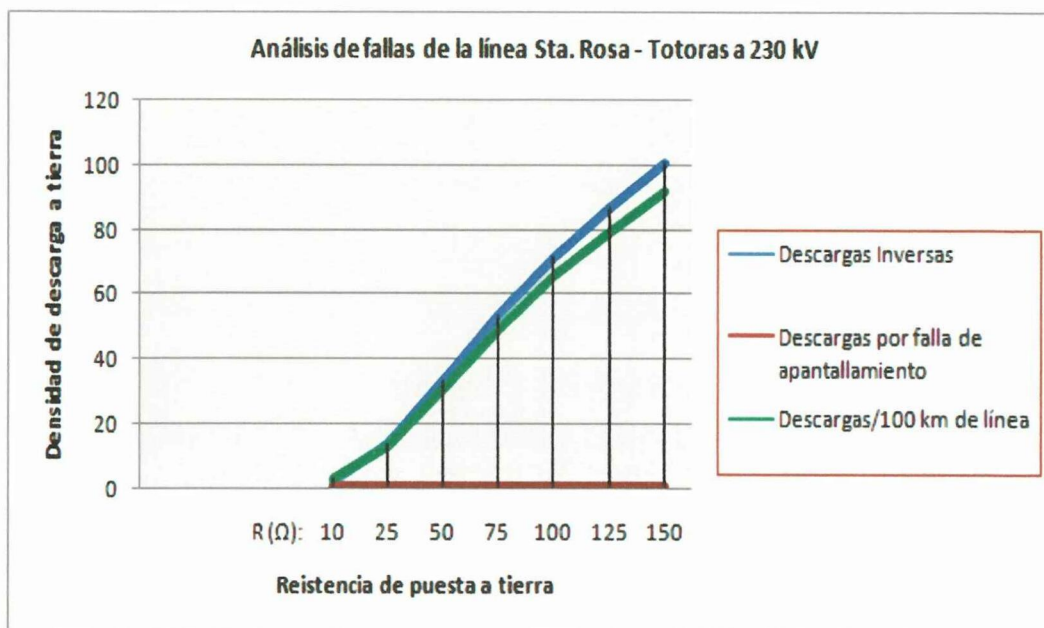
De manera general se observa que el número de fallas de apantallamiento es solo función del valor del ángulo de protección por lo que el índice de salidas de la línea por cada 100 km al año sigue la misma tendencia del índice por descargas inversas.

#### **LÍNEA A 230 kV, DDT = 6.**

**TABLA 4.3.3. ANÁLISIS DE LA LÍNEA STA. ROSA – TOTORAS A 230 kV, CON DDT IGUAL A 6.**

<b>(<math>\Omega</math>):</b>	<b>Resistencia</b>						
	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>150</b>
Impacto en la línea por año	211,09	211,09	211,09	211,09	211,09	211,09	211,09
Impactos directos por 100 km al año	192,07	192,07	192,07	192,07	192,07	192,07	192,07
Descargas Inversas	2,61	13,73	33,38	53,23	71,78	86,64	100,51
Descargas por falla de apantallamiento	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Total de descargas para longitud de la línea	3,15	14,28	33,93	53,78	72,33	87,18	101,06
Descargas/100 km de línea	2,86	12,99	30,87	48,93	65,82	79,33	91,96

**FIGURA 4.3.3: ÍNDICE DE FALLAS EN 230 kV CON DDT IGUAL A 6.**



Del reporte mostrado en la tabla 4.3.3 se obtienen las siguientes consideraciones:

1. El número de impactos directos a la línea en su longitud real por año es 211,09 y de 192,07 por 100 km.

El número de salidas por descargas inversas con resistencia de 10  $\Omega$  es 2,61, para los demás valores de resistencias, el índice se va incrementando manteniendo una tendencia diferente de lo que sucede a 138 kV. La variación entre estos resultados es interesante y debe profundizarse su análisis en otros trabajos.

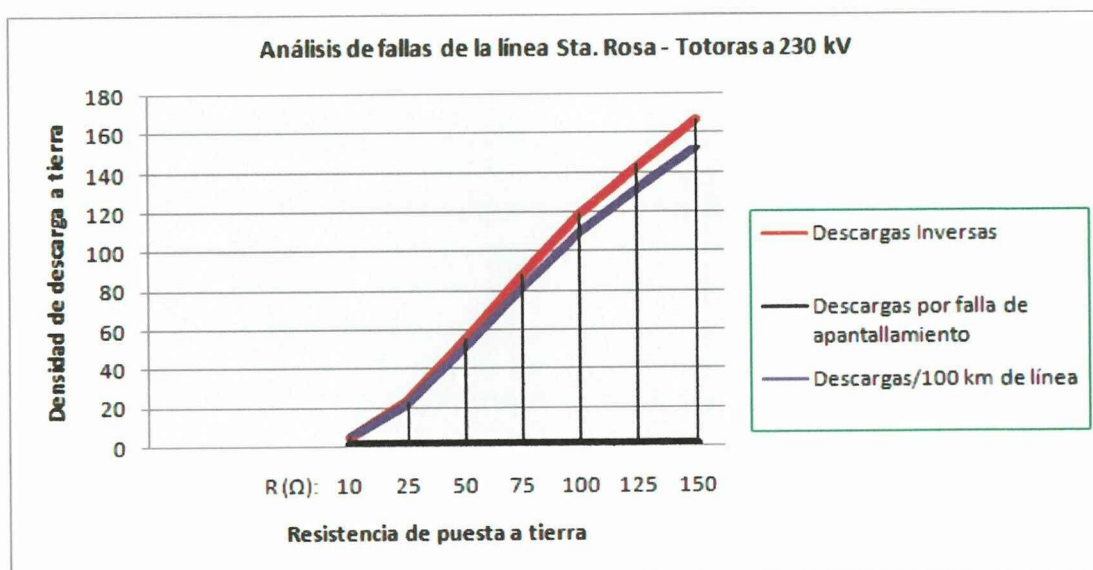
2. El valor 0,55 de salidas por falla de apantallamiento indica que el valor del ángulo de protección actual es aceptable para DDT igual a 6.
3. Para esta densidad y este diseño de línea un comportamiento adecuado de la línea a 230 kV, doble circuito se alcanza solo para resistencia de puesta a tierra igual a 10  $\Omega$ .

**LÍNEA A 230 kV, DDT = 10.**

**TABLA 4.3.4. ANÁLISIS DE LA LÍNEA STA. ROSA – TOTORAS A 230 kV, CON DDT IGUAL A 10.**

<b>Resistencia (<math>\Omega</math>):</b>	<b>10</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>75</b>	<b>100</b>	<b>125</b>	<b>150</b>
Impacto en la línea por año	351,81	351,81	351,81	351,81	351,81	351,81	351,81
Impactos directos por 100 km al año	320,12	320,12	320,12	320,12	320,12	320,12	320,12
Descargas Inversas	4,33	22,88	55,63	88,71	119,63	144,39	167,52
Descargas por falla de apantallamiento	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91
Total de descargas para longitud de la línea	5,25	23,79	56,54	89,63	120,55	145,31	168,43
Descargas/100 km de línea	4,77	21,65	51,45	81,55	109,69	132,22	153,26

**FIGURA 4.3.4: ÍNDICE DE FALLAS EN 230 KV CON DDT IGUAL A 10.**



Del reporte mostrado en la tabla 4.3.4 se obtienen las siguientes consideraciones:

1. El número de impactos directos a la línea en su longitud real por año es 351,81 y de 320,12 por 100 km.

2. El número de salidas por descargas inversas con resistencia de  $10 \Omega$  es 4,33 y se incrementa a medida que la resistencia aumenta.
3. El valor 0,91 de salidas por falla de apantallamiento indica que el valor del ángulo de protección actual es aceptable para DDT igual a 10.
4. Al igual que para la densidad de 6, un comportamiento adecuado se obtiene solo para un valor de  $10 \Omega$  de resistencia de puesta a tierra.

## CONCLUSIONES

El trabajo realizado permite enunciar las siguientes conclusiones:

1. El trabajo de tesis ha permitido mi preparación en temas de alta tensión como el del comportamiento del aislamiento externo ante condiciones transitorias, el estudio del nivel pleno de aislamiento de los equipos y dispositivos, la formación de las descargas eléctricas atmosféricas, sus parámetros importantes para la ingeniería de protección y la forma de evaluación del comportamiento ante rayos de las líneas de transmisión protegidas por cable protector, entre otros.
2. Se lograron desarrollar habilidades en la utilización del programa profesional T- Flash v 4.0.22 el cual permite a todo profesional analizar los efectos de las descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión eléctrica protegidas o no teniendo en cuenta las especificaciones técnicas de diseño de las mismas y los parámetros del rayo.
3. Del estudio de la línea de transmisión Pucará – Ambato con un nivel de tensión de 138 kV, a simple circuito, se encontraron los siguientes resultados:
  - Para densidad de rayos media y alta el valor de descarga por falla de apantallamiento, 0,84 para DDT = 6 y 1,39 para DDT = 10 indica que el valor actual del ángulo de protección del cable protector no es el mejor para garantizar un buen comportamiento ante rayos de esta línea.
  - Para obtener un valor adecuado de fallas de apantallamiento de la línea Pucará – Ambato debe ser rediseñado para uno de los siguientes valores de ángulo efectivo:  
-13,4° (Icrítica = 3 kA), 6,9° (Icrítica = 5 kA) ó 26,2° (Icrítica = 10 kA) según análisis técnico-económico.

- Alternativamente puede considerarse la protección combinada de cable de guarda y pararrayo.
  - El índice de salidas total aumenta con la misma tendencia que el número de fallas por descargas inversas. Para valores superiores a  $100 \Omega$  el comportamiento en el índice de salidas no varía muy bruscamente, esto no significa que no sea importante disminuir el valor de la resistencia de puesta a tierra sino que a partir de ese valor el comportamiento es ya lo suficientemente malo.
4. En el estudio de la línea de transmisión a doble circuito Santa Rosa – Totoras con un nivel de tensión de 230 kV, el resultado más importante obtenido en el estudio es el mal comportamiento en el diseño actual del índice de salidas por 100 km al año para resistencias mayores a  $10 \Omega$  los factores que influyen son:
- El ángulo de protección de los cables protectores permite una razón de fallas de apantallamiento superior a 0,05 que se establece para el diseño promedio de las líneas de transmisión.
  - Y la geometría de la torre, en cuanto a disposición de conductores de fase que influyen negativamente.

## RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos del trabajo se emiten las siguientes recomendaciones:

1. Dado el diseño inefectivo ante densidad de descargas a tierras altas ( $DDT=10$ ), en cuanto al ángulo de protección, de la línea de transmisión a 138 kV se recomienda realizar estudios de comportamiento para ángulo efectivo, correspondientes a  $I_{crítica}$  de 3 kA ( $-13.4^\circ$ ) y  $I_{críticas}$  de diseño de 5 kA ( $6,9^\circ$ ) y 10 kA ( $26,2^\circ$ ) para decidir entre ellos el ángulo apropiado y las modificaciones pertinentes para lograrlo y ubicar la línea en un índice adecuado de salidas por rayos.
2. Se recomienda, para tener una protección adecuada en las líneas eléctricas de transmisión, diseñarlas bajo los conceptos de la Teoría Electrogeométrica y los resultados emitidos por la simulación del programa T-Flash.
3. Se recomienda establecer una vía para que los estudiantes de diploma tengan acceso a los datos reales posibles, en este caso particular, de las líneas de transmisión, de manera que los trabajos se extiendan más allá de un ejercicio docente y puedan resolver problemas concretos.
4. Se recomienda, en la línea de 230 kV Santa Rosa – Totoras realizar un estudio de los factores de acoplamiento mutuo para evaluar la influencia de la geometría de la torre en el mal comportamiento de líneas de doble circuito.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE 1313: Insulation Coordination, Standard for power systems 1993.
- [2] Programa T-FLASH v 4.0,22 (EPRI), Palo Alto, California.
- [3] Suárez, O. S.: “Parámetros del rayo”. Su utilización en los diseños de ingeniería en la Isla de Cuba. Parte I. Informe técnico de investigación, año 2000, CUJAE.
- [4] Suárez, O. S.: Lightning parameters. Its application in engineering designs in the Island of Cuba. Part II. Informe técnico de investigación, año 2000, CUJAE.
- [5] [http://www.inamhi.gov.ec/meteorologia/eclimaticos\\_caracteristicas.htm](http://www.inamhi.gov.ec/meteorologia/eclimaticos_caracteristicas.htm): Estudios sobre el cambio climático.
- [6] [http://www.visitaecuador.com/clima.php?cod\\_sec=egDyy7I&cod\\_men=rmcghv4gOA&ver=1](http://www.visitaecuador.com/clima.php?cod_sec=egDyy7I&cod_men=rmcghv4gOA&ver=1): Características del clima de Ecuador.
- [7] <http://www.inamhi.gov.ec/meteorologia/eclimaticos.htm>: Características generales del clima en el Ecuador.
- [8] <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/973/4/T10731CAP2.pdf>: Parámetros ambientales.
- [9] <http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/capitulo3.doc>: Situación del sector eléctrico nacional.
- [10] [www.conelec.gov.ec](http://www.conelec.gov.ec): Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano primer semestre del año 2009.
- [11] [www.conelec.gov.ec](http://www.conelec.gov.ec): Capítulo 3. Transmisión.
- [12] <http://www.conelec.gov.ec/images/documentos/EIA%20Linea%20de%20230%20kV%20y%20Subestacion%20Baba.pdf>: Transmisión, transporte de energía.
- [13] EC 60071-1 Insulation Coordination. Part 1. Definitions, principle and rules. 1993.
- [14] IEC 60071-2 Insulation Coordination. Part 2. Application guide. 1996.
- [15] Suárez, O. S.: “Coordinación de aislamiento en sistemas de distribución”. Libro, año 2000. CUJAE.
- [16] Torres S, H.: “El Rayo, Mitos, Leyendas, Ciencia y Tecnología”. Segunda Edición, Universidad Nacional de Colombia UNIBIBLOS, Bogotá,

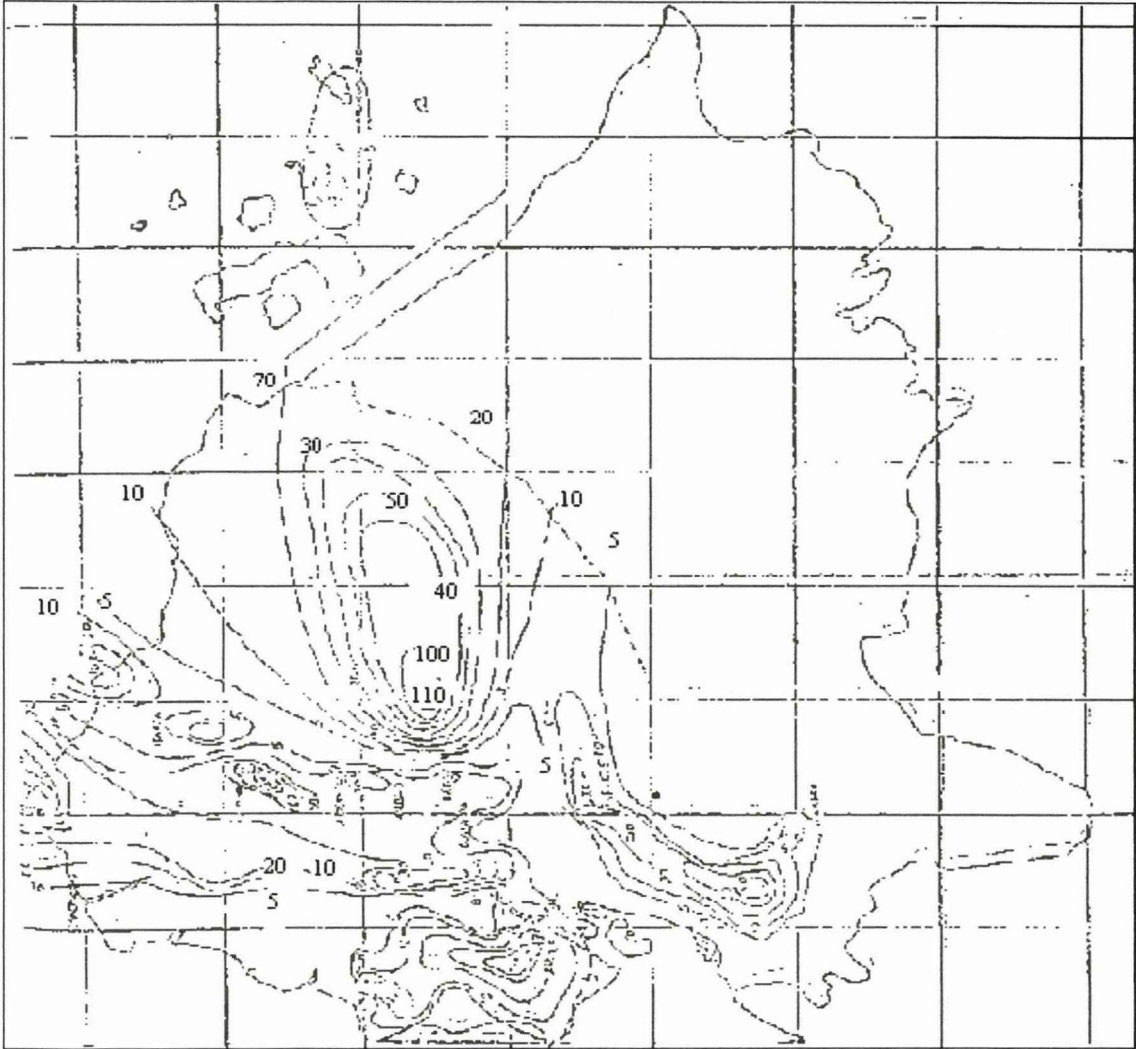
Colombia, 2002.

- [17] De La Rosa, F., Moreno, M.: Manual de Aislamiento, Capítulo 1, México, 2001.
- [18] Rangel, R. F.: Cálculo de la evaluación de la tasa de salidas forzadas de una línea aérea de transmisión, Tesis, 2003.
- [19] Almirall, J.: "Temas de Ingeniería Eléctrica". Ediciones. La Habana, ISP JAE, Cuba, 1990.
- [20] Torres, C. R., A., Miramontes, C.: Protección de una Línea de Transmisión de 230 kV con Apartarrayos de Línea contra Tormentas Eléctricas. ALTAE,
- [21] Enríquez H<sup>1</sup>, G., Gómez F<sup>2</sup>, I., López R<sup>3</sup> G., Padilla, M. P.: Efecto de las corrientes de rayo que producen flameo inverso en distintos tipos de estructuras utilizadas en líneas de transmisión de CFE. ALTAE, año 2009.
- [22] Enríquez H<sup>1</sup>, G., Gómez F<sup>2</sup>, I., López R<sup>3</sup> G., Padilla, M. P.: Efecto de la resistencia al pie de la torre sobre el índice de salidas por flameo inverso para diferentes tipos de estructuras en transmisión. ALTAE, año 2009.
- [23] Harper, G .E.: Una revisión de protección de las instalaciones contra descargas atmosféricas. ALTAE, año 2009.
- [24] Suárez, O. S.: Protección de las descargas atmosféricas en las líneas de transmisión. Notas de clases, curso, año 2009, CUJAE.
- [25] Suárez, O. S.: Método para la estimación del comportamiento ante rayos de las líneas aéreas eléctricas, ISPJAE, Tesis Doctoral, 2001.
- [26] <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/780/3/2007AJI EE-21.pdf>: Programa digital para el estudio y simulación del cálculo de fallas por apantallamiento y flameo inverso en las líneas de transmisión.
- [27] <http://bieec.epn.edu.ec:8180/dspace/bitstream/123456789/1063/1/T10871 ANEXOS.pdf>: Anexo 1, Prácticas de laboratorio de sistemas eléctricos de potencia.
- [28] [http://www.transelectric.com.ec/transelectric\\_portal/files/resumen%20ejecutivo.pdf;jsessionid=CFFB677F57156F12B4AA6E76741C7BDE](http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/resumen%20ejecutivo.pdf;jsessionid=CFFB677F57156F12B4AA6E76741C7BDE): Estudio de impacto ambiental de las líneas de transmisión.
- [29] CIGRE Working Group 33.01 (Lightning), Guide to procedures for

estimating the lightning performance of transmission lines, 1991.

- [30] Hileman, A. R.: "Insulation coordination for power systems" copyright 1999.
- [31] Linares, A. J.: Evaluación de fallas en una línea de transmisión de energía eléctrica de 400 kV, UNEXPO, Tesis 2007.
- [32] Linares, A. J.: Ambiente de simulación T- Flash, Tesis, Capítulo V. UNEXPO, año 2007.
- [33] Lincoln, A.: Evaluación del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente a sobretensiones atmosféricas. Universidad de Camagüey, Facultad de Electromecánica.
- [34] Cerrada, L. E.: Sensibilidad de la tasa de salida por rayos al valor de la densidad de descarga a tierra, UNEXPO, Tesis, 2007.

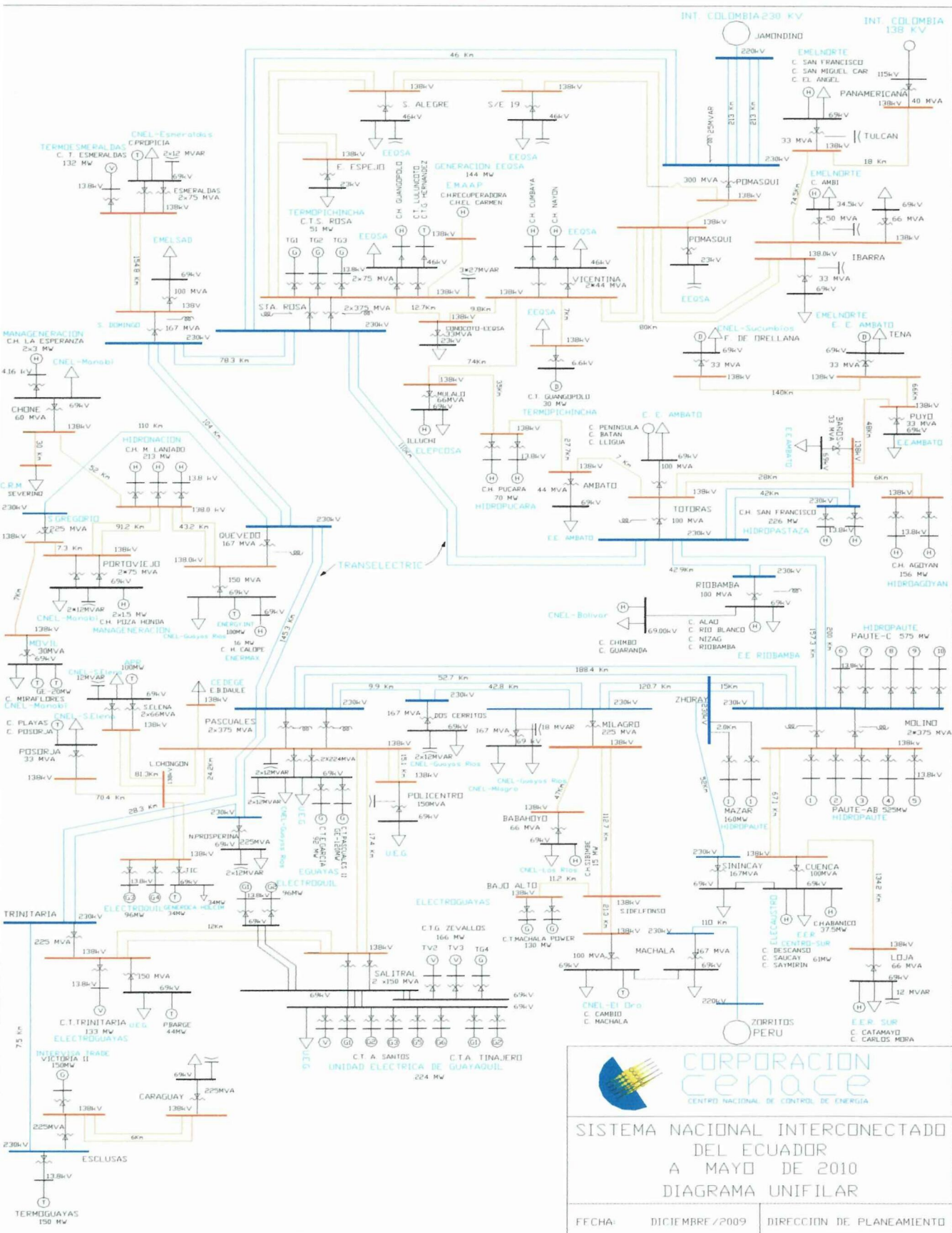
Anexo A: Mapa de Niveles Isoceráneos de Ecuador.



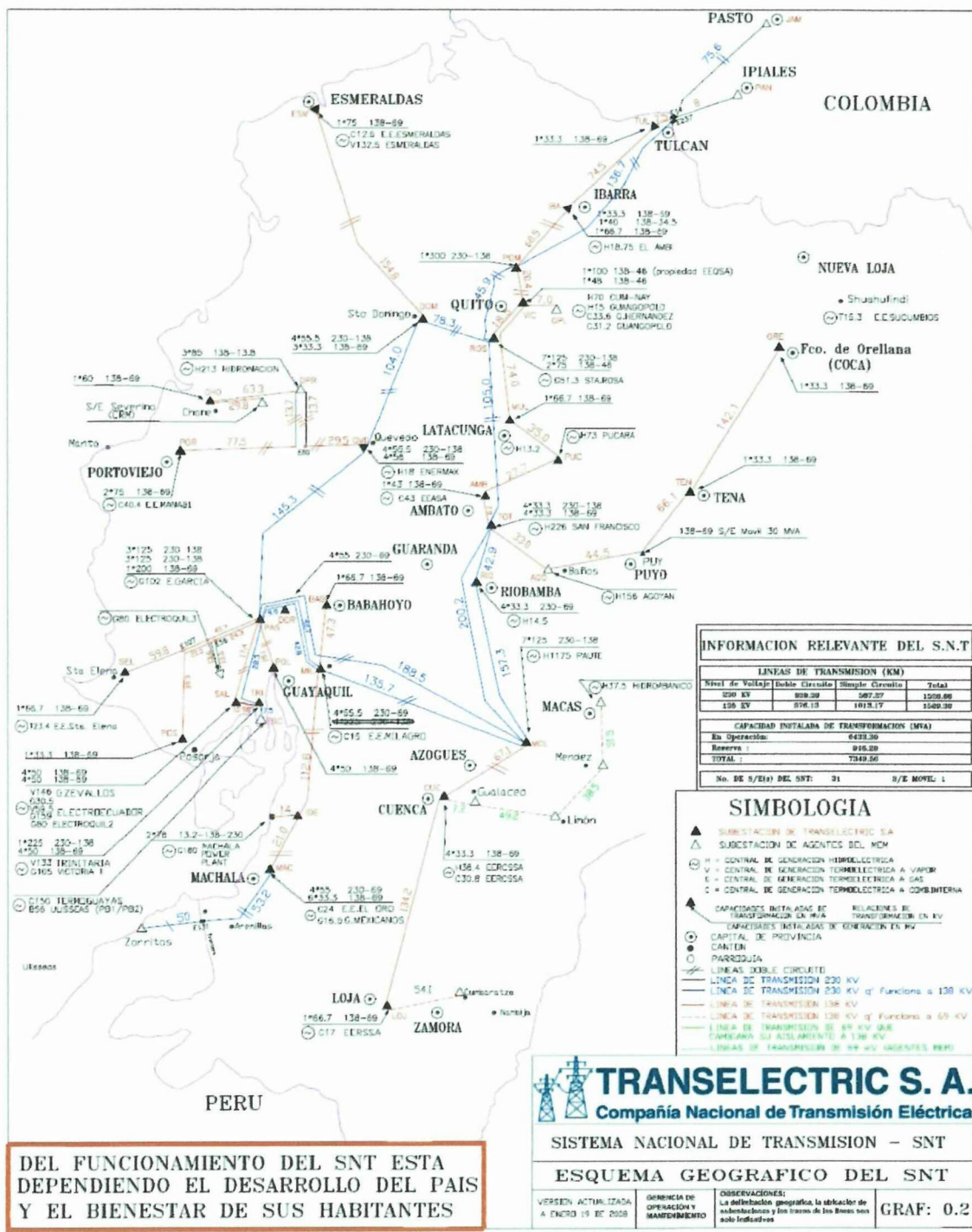
# ANEXO B: Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

DIAGRAMA UNIFILAR-CONFIGURACION MAYO DE 2010

Gráfico No. 2



# Anexo C: Esquema del Sistema Nacional de Transmisión



**INFORMACION RELEVANTE DEL S.N.T**

LINEAS DE TRANSMISION (KM)			
Nivel de Voltaje	Doble Circuito	Simple Circuito	Total
230 KV	808.29	587.27	1395.56
138 KV	876.13	1018.17	1894.30

CAPACIDAD INSTALADA DE TRANSFORMACION (MVA)	
En Operación:	6431.30
Reserva:	816.20
<b>TOTAL:</b>	<b>7247.50</b>

No. DE S/E(s) DEL SNT:	31	S/E MOVIL:	1
------------------------	----	------------	---

**SIMBOLOGIA**

- ▲ SUBESTACION DE TRANSELECTRIC S.A
- △ SUBESTACION DE AGENTES DEL MCM
- ⊕ = CENTRAL DE GENERACION HIDROELECTRICA
- ⊖ = CENTRAL DE GENERACION TERMoeLECTRICA A VAPOR
- ⊞ = CENTRAL DE GENERACION TERMoeLECTRICA A GAS
- ⊙ = CENTRAL DE GENERACION TERMoeLECTRICA A COMBUSTIBLERNA
- ▲ CAPACIDADES INSTALADAS DE TRANSFORMACION EN MVA
- RELACIONES DE TRANSFORMACION EN KV
- TRANSFORMADORES INSTALADOS DE GENERACION EN KV
- CAPITAL DE PROVINCIA
- CANTON
- PARROQUIA
- LINEAS DOBLE CIRCUITO
- LINEA DE TRANSMISION 230 KV
- LINEA DE TRANSMISION 138 KV q' Funciona a 138 KV
- LINEA DE TRANSMISION 138 KV q' Funciona a 69 KV
- LINEA DE TRANSMISION DE 69 KV q' SE CONVIERTEN SU EQUIVALENTE A 138 KV
- LINEAS DE TRANSMISION DE 69 KV AGENTES MCM

**TRANSELECTRIC S. A.**  
**Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica**

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION - SNT  
 ESQUEMA GEOGRAFICO DEL SNT

**DEL FUNCIONAMIENTO DEL SNT ESTA DEPENDIENDO EL DESARROLLO DEL PAIS Y EL BIENESTAR DE SUS HABITANTES**

VERSION ACTUALIZADA A ENERO 19 DE 2008  
 GERENCIA DE OPERACION Y MANTENIMIENTO  
 OBSERVACIONES: La delimitación geográfica, la ubicación de subestaciones y los tramos de las líneas son solo indicativos  
 GRAF: 0.2

**Anexo D: Líneas de la Empresa Transmisora Transelectric S.A**

Nivel de Voltaje (kV)	Subestación Salida	Subestación Llegada	Topología	Capacidad Transmisión (MW)		Circuitos		Conductor de Fase		Cable de Guardia		Estructura de Apoyo		Longitud (km)
				Límite Térmico	Regulación Tensión	Tipo	Calibre	Tipo	Calibre	Tipo	Cantidad			
230	Machala	Zorritos	R	332,00	280,00	2	ACAR	1200	Acero+OPWG	3/8*	Acero G	131,00	53,40	
	Milagro	Pasuales	A	353,00	150,00	2	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	119,00	52,70	
	Molino	Milagro	A	342,00	190,00	2	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	286,00	135,74	
		Pasuales	A	342,00	140,00	2	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	396,00	188,30	
		Riobamba	A	342,00	140,00	1	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	578,00	157,32	
	Pasuales	Totoras	A	342,00	140,00	1	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	578,00	200,20	
		Trinitaria	A	353,00	180,00	2	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	101,00	28,28	
		Jamondino	R	332,00	250,00	2	ACAR	1200	Acero+OPWG	3/8*	Acero G	237,00	136,50	
	Quevedo	Pasuales	A	353,00	190,00	2	ACSR	1113	Acero+OPWG	3/8*	Acero G	343,00	145,25	
		Pomasqui	R	332,00	280,00	2	ACAR	1200	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	82,00	48,00	
		Sto. Domingo	A	342,00	150,00	2	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	176,00	78,34	
	Sto. Domingo	Totoras	A	342,00	145,00	2	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	372,00	110,09	
		Quevedo	A	353,00	150,00	2	ACSR	1113	Acero+OPWG	3/8*	Acero G	256,00	104,00	
		Riobamba	A	342,00	150,00	2	ACSR	1113	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	135,00	42,88	
														1481,00
138	Cuenca	Loja	R	99,50	25,00	1	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	417,00	134,20	
	Daule Peripa	Portoviejo	R	113,50	140,00	2	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	187,00	91,20	
	Electroquil	Posorja	R	113,50	50,00	1	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G+post	191,00	83,34	
		Ibarra	Tulcán	R	115,50	16,00	1	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	207,00	74,48
	Las Juntas	Sta. Elena	R	113,50	50,00	1	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G+post	238,00	59,80	
		Milagro	Babahoyo	R	113,50	40,00	1	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	145,00	47,30
	Mulaló	San Idelfonso	R	113,50	25,00	2	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G+post	601,00	133,70	
		Vicentina	R	112,00	100,00	1	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	229,00	74,00	

138	Pascuales	Electroquil	R	113,50	80,00	1	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G++post	3,00	38,03
		Las Juntas	R	113,50	42,00	1	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	108,00	45,69
		Policentro	R	126,00	80,00	2	ACSR	477	Acero+OPWG	3/8*	Acero G	89,00	15,10
		Salitral	R	126,00	85,00	2	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	53,00	17,40
		Cuenca	R	99,50	35,00	2	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	158,00	67,08
		Ambato	R	112,00	100,00	1	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	86,00	27,74
		Mulaló	R	112,00	100,00	1	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	108,00	35,00
		Tena	R	90,00	110,00	1	ACSR	266	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	249,00	66,13
		Daule Peripa	R	113,20	140,00	2	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	80,00	43,20
		Machala	R	113,50	25,00	2	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G++post	601,00	133,70
		Vicentina	R	112,00	100,00	1	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	57,00	18,50
		Sto. Domingo	R	113,20	22,00	2	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	410,00	154,80
		Tena	R	90,00	110,00	1	ACAR	300	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	462,00	142,10
Totoras	R	133,00	80,00	2	ACSR	636	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	102,00	33,00		
Vicentina	Ambato	R	99,50	100,00	1	ACSR	397	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	22,00	7,00	
	Guangopolo	R	112,00	100,00	1	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	22,00	7,00	
	Ibarra	R	112,00	28,00	2	ACSR	477	H.S.7hilos	3/8*	Acero G	226,00	80,00	
<b>Total 138</b>												1629,49	
<b>Total General</b>												3110,49	
<b>Topología A: Amillo y R: Radial</b>													



