

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.
SEDE CUENCA**

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA.

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

PROYECTO TÉCNICO:

**“Estudio para la Implementación de Pararrayos en Sistemas de Distribución de
Media Tensión”**

AUTORES:

**JUAN FERNANDO LAZO CARDENAS.
NORBERTO ALONSO VÉLEZ TENEMAZA.**

TUTOR:

ING. PABLO ROBLES LOVATO. M. Sc.

CUENCA-ECUADOR

2016

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, **Juan Fernando Lazo Cárdenas**, con documento de identificación N° **0103778544**, y, **Norberto Alonso Vélez Tenemaza**, con documento de identificación N° **0103895785**, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de grado intitulado: “**Estudio para la implementación de pararrayos en sistemas de distribución de media tensión**”, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: **Ingeniero Eléctrico**, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

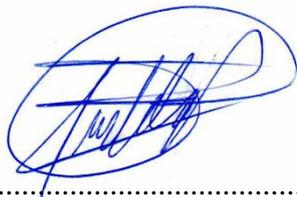
En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



.....
Nombre: Juan Fernando Lazo Cárdenas

Cédula: 0103778544

Fecha: Septiembre del 2016



.....
Nombre: Norberto Alonso Vélez Tenemaza

Cédula: 0103895785

Fecha: Septiembre del 2016

CERTIFICACION

Yo declaro que bajo mi tutoría, fue desarrollado el trabajo de titulación: “**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN**”, realizado por; Juan Fernando Lazo Cárdenas y Norberto Alonso Vélez Tenemaza, obteniendo **Proyecto Técnico**, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, Septiembre del 2016



Ing. Pablo Daniel Robles Lovato M. Sc.

0101663342

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

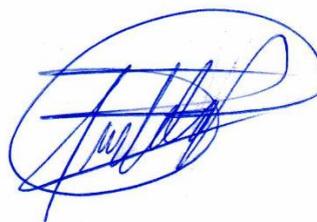
Nosotros, **Juan Fernando Lazo Cárdenas**, con documento de identificación N° **0103778544**, y, **Norberto Alonso Vélez Tenemaza**, con documento de identificación N° **0103895785** del “**ESTUDIO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PARARRAYOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN**” certificamos que el total contenido de este **Proyecto Técnico** son de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría

Cuenca, Septiembre del 2016



Juan Fernando Lazo Cárdenas

0103778544



Norberto Alonso Vélez Tenemaza

0103895785

Dedicatoria.

Para Toyo y Bertha mis padres y para Jenny, Fabián, Pichy y Gabo mis hermanos y
para ti مخلوف شريف porque tu estuviste detrás de todo esto.

Juan Fernando Lazo Cárdenas.

A mi hijo, Santiago Alejandro, por ser mi alegría

Para Verónica, por todo el amor y paciencia

A mis padres, Vicente y Gladys, por TODO

A mis hermanos, por nunca dejarme solo.

Norberto Alonso Vélez Tenemaza.

Agradecimiento

Al Ing. Pablo Robles, por la gran ayuda y respaldo que nos brindó para culminar este proyecto y a sus acertadas palabras en momentos decisivos, al Ing. Marco Carpio, que durante nuestra vida universitaria como docente y director de carrera, supo darnos el apoyo necesario para llegar a esta etapa universitaria.

Juan Lazo C.

Norberto Vélez T.

RESUMEN.

El proyecto se enfoca en realizar un estudio que detalle y sugiera los criterios necesarios para la implementación de pararrayos en redes de distribución de media tensión. En primera instancia se investiga el nivel cerámico y su incidencia en las redes de distribución de media tensión y de igual manera su afectación en la confiabilidad del sistema.

Se proporcionara información concerniente al nivel cerámico que presenta el Ecuador y tomando mayor énfasis, la zona austral (zona de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur- CENTROSUR) [1].

La mencionada información es tomada del Sistema Mundial de Localización de Rayos, conocida por sus siglas en inglés, WWLLN [2].

Además se indica el procedimiento general en la determinación de los principales parámetros a calcular, y, de igual manera se detalla los factores ambientales a considerar para implementar un sistema de protección mediante pararrayos, seguido de esto, se sugiere soluciones para evitar la salida de funcionamiento de los alimentadores de media tensión debido a tensiones inducidas ocasionados por descargas atmosféricas.

En el desarrollo del documento se brinda la descripción y datos técnicos de los elementos que se emplean para la implementación de pararrayos en las redes de distribución de media tensión. La información de los mencionados elementos está tomado del Catálogo de Unidades de Propiedad [3], emitido por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable del Ecuador.

Se aportara información con respecto al modelo de onda viajera que se inducen en las redes de distribución al someterse a una descarga atmosférica directa

o indirecta y consecuentemente se indica los efectos y el comportamiento de la mencionada onda en la red de distribución eléctrica de media tensión.

Finalmente se darán recomendaciones técnicas para la implementación y ubicación óptima de pararrayos en redes de distribución de media tensión, tomando en consideración factores ambientales de donde se emplazara la red.

ABSTRACT

This project focuses on developing a research with details and suggests necessary criteria for installing properly lightning rods in middle tension distribution networks.

First of all we need to have a deep knowledge of the keraunic levels in Ecuador and its influence in mid voltage wiring distribution and its reliability.

This paper will give necessary information related to keraunic levels in Ecuador and making a mayor emphasis in the austral zone (operation area of Empresa Eléctrica Regional Centro Sur- CENTROSUR) [1].

This information is taken from the World Wide Lightning Location WLLN [2].

In addition, this information gives plenty of detail on general procedure for main parameters to be measured and details environmental factors to consider for applying a protection system based in lightning rods, due to this a number of different solutions are given in order to avoiding the end of middle tension power supplies due to atmospheric electric inductions.

During the development of this document, descriptions and technical information are given showing all elements involved on how lightning rods should be properly installed in power distribution systems. Information of the previously mentioned elements are taken from [3] Ministry of Electricity and Renewable Energy of Ecuador.

This document contains information about the model of traveling waves which induces in power distribution wirings due to atmospheric direct or indirect electrical charges and consequently the effects and behaviour of this travelling waves on middle tension power distributions.

Finally technical advice will be given on optimal installation and location of this lighting ods on middle tension power distribution, taking in consideration enviomental matters of the area where are this networks are gonna be setted.

INDICE

DEDICATORIA.....	V
AGRADECIMIENTO	VI
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT	IX
INTRODUCCIÓN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
OBJETIVO GENERAL.....	XIX
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XIX
ESTADO DEL ARTE.....	XX
NOMENCLATURA.....	XXII
CAPITULO I.....	23
DESCARGAS ATMOSFERICAS Y NIVEL CERÁUNICO.....	23
1.1 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	23
1.2 NIVEL CERÁUNICO.....	25
1.3 SISTEMA MUNDIAL DE LOCALIZACIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	26
1.4 MAPA ISOCERÁUNICO DEL ECUADOR.....	27
1.5 ZONA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR.....	28
1.6 MAPA ISOCERÁUNICO DE LA ZONA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR.....	29
1.7 COMPORTAMIENTO DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN LA ZONA DE CONCESIÓN DE LA EERCS.....	30
1.8 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	32
1.8.1 Hilo de guarda.....	33
1.8.2 Pararrayos.....	36
1.9 PRINCIPALES EFECTOS DE LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	37
1.9.1 Descargas Atmosféricas Directas.....	38
1.9.2 Descargas Atmosféricas Indirectas.....	40
CAPÍTULO II.....	41
NORMATIVA RELACIONADA A LA PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	41
2.1 NORMATIVA INTERNACIONAL RELACIONADA A LA UBICACIÓN Y SELECCIÓN DE PARARRAYOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	41
2.2 ANÁLISIS DE LA NORMA IEEE C62.22, 2009 – SECCIÓN 6, PROTECCIÓN DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	43
2.3 ANÁLISIS DE LA NORMA IEEE 1410-2010, SECCIÓN 8, PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE PARARRAYOS.....	50
CAPITULO III.....	54
NORMATIVA LOCAL PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE PARARRAYOS.....	54
3.1 INFORMACIÓN CONCERNIENTE A LA UBICACIÓN Y SELECCIÓN DE PARARRAYOS POR ...	54

PARTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR.....	54
CAPITULO IV	65
MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.....	65
4.1 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN.	65
4.2 MODELO ELECTROGEOMÉTRICO PARA LÍNEAS SIN APANTALLAMIENTO (SIN HILO DE GUARDA).....	66
4.3 FACTOR DE PROTECCIÓN O BLINDAJE POR CERCANÍA DE OBJETOS.	69
4.4 FLAMEOS POR VOLTAJES INDUCIDOS, VOLTAJE MÁXIMO INDUCIDO, DISTANCIA MÁXIMA Y DISTANCIA MÍNIMA.	70
CAPITULO V.....	75
MODELO DE ONDA VIAJERA.	75
5.1 ANÁLISIS DEL MODELO DE FUENTE DE ONDA VIAJERA INDUCIDA EN UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN.....	75
5.2 SOBREVOLTAJE.....	75
5.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SOBREVOLTAJES.....	76
5.3.1 Por Duración:.....	76
5.3.1.1 Temporales.	76
5.3.1.2 Transitorio.....	77
5.3.2 Por su origen.	77
5.3.2.1 Sobrevoltaje por maniobra.	77
5.3.2.2 Sobrevoltajes por ferresonancia.....	77
5.3.2.3 Sobrevoltaje por descargas atmosféricas.	77
5.4 CARACTERÍSTICAS DE LAS SOBRETENSIONES.	78
5.4.1 Valor de cresta.	78
5.4.2 Frecuencia de oscilaciones.	79
5.4.2.1 Sobrevoltaje de baja frecuencia.....	79
5.4.2.2 Sobrevoltaje transitorio.....	79
5.5 FORMA DE ONDA NORMALIZADAS.	80
5.6 ONDA VIAJERA.....	82
5.7 REFLEXIÓN Y REFRACCIÓN DE ONDAS VIAJERAS.....	86
CAPITULO VI.	90
METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE PARARRAYOS.	90
6.1 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE PARARRAYOS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN.	90
6.2 CLASIFICACIÓN DE LOS PARARRAYOS SEGÚN NORMA IEC 60099-4.....	91
6.2.1 Normal Duty y Heavy Duty según norma IEEE C62.22-1997 y ANSI.	93
6.3 SELECCIÓN DE PARARRAYOS.....	93
6.4 DETERMINACIÓN DEL VOLTAJE LÍNEA-TIERRA Y MCOV o U_c MÍNIMO.	95
6.5 COEFICIENTE DE FALLA A TIERRA DE LA RED.	97
6.6 DETERMINACIÓN DE LA ELEVACIÓN DE TENSIÓN DE FASE DEBIDO A FALLA DE TIERRA	97
6.7 HOJA DE INFORMACIÓN DEL FABRICANTE.....	100
6.8 PROCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN, DIMENSIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE PARARRAYOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	106
6.8.1 Caso de estudio.	106
6.8.1.1 Antecedentes.....	106
6.8.1.2 Datos de la red de distribución.	107
6.8.1.3 Análisis de los parámetros de descargas.	110

6.8.1.3.1	<i>Nivel cerámico.</i>	110
6.8.1.3.2	<i>Densidad de descargas a tierra.</i>	110
6.9	COMPORTAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN A LAS DESCARGAS ELÉCTRICAS.	111
6.9.1	<i>Rango de colección de rayos.</i>	111
6.9.2	<i>Protección por árboles y estructuras cercanas.</i>	111
6.10	VOLTAJE DE FLAMEO DE IMPULSO CRITICO (CFO) EN LA ESTRUCTURA UC-3SP.	114
6.10.1	<i>Antecedentes.</i>	114
6.10.2	<i>Determinación del voltaje de flameo de impulso critico (CFO) en estructura UC-3SP.</i>	115
6.11	MEJORAMIENTO DEL VOLTAJE DE FLAMEO DE IMPULSO CRITICO (CFO) EN LA ESTRUCTURA UC-3SP.	117
6.12	SELECCIÓN DE PARARRAYOS.	119
6.12.1	<i>MCOV del pararrayos.</i>	119
6.12.2	<i>TOV de pararrayos.</i>	119
6.12.3	<i>DISTANCIAS ENTRE PARARRAYOS.</i>	121
6.12.4	<i>VALORES DE PUESTA A TIERRA.</i>	123
6.13	<i>Procedimiento del cálculo del espaciamiento entre pararrayos.</i>	123
6.14	ANÁLISIS DE RESULTADOS.	132
6.15	MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.	134
6.16	UBICACIÓN DE PARARRAYOS.	138
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	140
	TRABAJOS FUTUROS:	143
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.	144
	ANEXOS.	147
ANEXO 1		148
ANEXO 2		149
ANEXO 3		150
ANEXO 4		151

INDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1- 1.- NUBE DEL TIPO CUMULONIMBOS	24
ILUSTRACIÓN 1- 2.- DESARROLLO DE UNA DESCARGA ELÉCTRICA.....	24
ILUSTRACIÓN 1- 3.- MAPA ISOCERÁUNICO DEL MUNDO.	25
ILUSTRACIÓN 1- 4.- VISUALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD CERÁUNICA EN EL CONTINENTE AMERICANO.....	26
ILUSTRACIÓN 1- 5.- MAPA CERÁUNICO DEL ECUADOR	27
ILUSTRACIÓN 1- 6.- ZONA DE CONCESIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR.	28
ILUSTRACIÓN 1- 7.- MAPA ISOCERÁUNICO DE LA ZONA DE CONCESIÓN DE LA EERCS. .	29
ILUSTRACIÓN 1- 8.- MAPA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS A NIVEL MUNDIAL EN IMPACTOS/km ² /AÑO.	31
ILUSTRACIÓN 1- 9.- EFECTO DE LA CANTIDAD DE HILOS DE GUARDA EN LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN.....	35
ILUSTRACIÓN 1- 10.- ANGULO DE APANTALLAMIENTO DEL HILO DE GUARDA.	35
ILUSTRACIÓN 1- 11.- PARARRAYOS CLASE DISTRIBUIDOS POLIMÉRICO, OXIDO METÁLICO 18KV.....	37
ILUSTRACIÓN 1- 12.- IMPACTO DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA DE FORMA DIRECTA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN.....	39
ILUSTRACIÓN 1- 13.- IMPACTO INDIRECTO DE UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA.	40
ILUSTRACIÓN 2- 1.- CURVA TÍPICA DE TOV PARA UN PARARRAYOS SIN EXPLOSORES MOV.....	47
ILUSTRACIÓN 2- 2.- CURVA TÍPICA TOV, CON ENERGÍA ABSORBIDA PREVIAMENTE DE LA RED.	48
ILUSTRACIÓN 2- 3.- EFECTO DEL ESPACIAMIENTO ENTRE PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS INDIRECTAS.	51
ILUSTRACIÓN 2- 4.- EFECTO DEL ESPACIAMIENTO ENTRE PARARRAYOS PARA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS DIRECTAS.....	53
ILUSTRACIÓN 3-1 A.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 13.8KV	57
ILUSTRACIÓN 3-1 B.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 13.8KV.....	58
ILUSTRACIÓN 3-2 A.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 22KV.	59
ILUSTRACIÓN 3-2 B.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 22KV	60
ILUSTRACIÓN 3-3 A.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 13.8 KV	61
ILUSTRACIÓN 3-3 B.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 13.8 KV	62

ILUSTRACIÓN 3-4 A.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 22 KV	63
ILUSTRACIÓN 3-4 B.- MONTAJE DE PARARRAYOS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICOS 22 KV	64
ILUSTRACIÓN 4- 1.- MODELO ELECTROGEOMÉTRICO PARA UN SOLO CONDUCTOR.....	68
ILUSTRACIÓN 4- 2.-FACTORES DE PROTECCIÓN POR CERCANÍA DE OBJETOS DE DIFERENTES ALTURAS PARA UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN DE 10 METROS DE ALTURA.....	70
ILUSTRACIÓN 4- 3.- UTILIZACIÓN DEL MODELO ELECTROGEOMÉTRICO Y LA FORMULA DE RUSCK PARA DETERMINAR EL FLAMEO DE UNA ESTRUCTURA A CAUSA DE UNA DESCARGA DIRECTA O INDIRECTA.....	73
ILUSTRACIÓN 5- 1.- ONDA DE SOBREVOLTAJE CARACTERÍSTICA	76
ILUSTRACIÓN 5- 2.- PROPAGACIÓN DE LA ONDA VIAJERA OCASIONADA POR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA DIRECTA.	83
ILUSTRACIÓN 5- 3.- PROPAGACIÓN DE LA ONDA VIAJERA OCASIONADA POR UNA DESCARGA ATMOSFÉRICA INDIRECTA.	84
ILUSTRACIÓN 5- 4.- MITIGACIÓN DE LA ONDA VIAJERA	84
ILUSTRACIÓN 5- 5.- ONDAS DE TENSIÓN Y CORRIENTE REFLEJADA, INCIDENTE Y TRANSMITIDA EN LÍNEAS DE IMPEDANCIA Z1 y Z2.....	86
ILUSTRACIÓN 5- 6.- RESUMEN GRAFICO DE LAS VARIAS OPCIONES DE ONDA DE TENSIÓN.....	89
ILUSTRACIÓN 6- 1.- CONSTITUCIÓN INTERNA Y EXTERNA DE UN PARARRAYOS DE ÓXIDO DE ZINC.	91
ILUSTRACIÓN 6- 2.- ENERGÍA ESPECIFICA DE UN PARARRAYO.....	93
ILUSTRACIÓN 6- 3.- PARARRAYO TIPO DISTRIBUCIÓN PDV OHIO BRASS (HUBELL POWER SYSTEM).....	95
ILUSTRACIÓN 6- 4.- GRAFICA PARA CONSIDERACIÓN DE ALTURA X EN PARARRAYOS PDV100 OPTIMA (OHIO BRASS -HUBBELL POWER SYSTEM).	102
ILUSTRACIÓN 6- 5.- CURVA DE TOV PARA PARARRAYO PVR, PDV65 OPTIMA (NORMAL DUTY) Y PDV100 OPTIMA (HEAVY DUTY).	103
ILUSTRACIÓN 6- 6.- COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA PARARRAYOS PDV100 OPTIMA (HEAVY DUTY) PARA SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 34.5KV	105
ILUSTRACIÓN 6- 7.- ZONA DE COBERTURA DEL ALIMENTADOR #1221 PERTENECIENTE A LA CENTROSUR.....	107
ILUSTRACIÓN 6- 8.- TRAMO DE TENDIDO ELÉCTRICO EN ANÁLISIS GUANGARCUCHO – JADAN.....	108
ILUSTRACIÓN 6- 9.- ESTRUCTURA 3SP PARA REDES DISTRIBUCIÓN, CON ELEMENTO Y DIMENSIONES.	109
ILUSTRACIÓN 6- 10.- UBICACIÓN Y DISTANCIAS DE ELEMENTOS EN ESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN UC-3SP.....	116
ILUSTRACIÓN 6- 11.- INCREMENTO Y UBICACIÓN DE AISLADOR ANSI 56-1 EN ESTRUCTURA 3SP.	118
ILUSTRACIÓN 6- 12.- CURVAS DE TOV EN LOS PARARRAYOS.....	120
ILUSTRACIÓN 6- 13.- POTENCIAL DE SOBRETENSIÓN DEL SISTEMA.	120

ILUSTRACIÓN 6- 14.- FRENTE DE ONDA PARA ESTRUCTURA CON CFO=150KV Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE 25Ω.....	130
ILUSTRACIÓN 6- 15.- FRENTE DE ONDA PARA ESTRUCTURA CON CFO=150KV Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE 10Ω.....	130
ILUSTRACIÓN 6- 16.- FRENTE DE ONDA PARA ESTRUCTURA CON CFO=300KV Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE 25Ω.....	131
ILUSTRACIÓN 6- 17.- FRENTE DE ONDA PARA ESTRUCTURA CON CFO=300KV Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE 10Ω.....	131
ILUSTRACIÓN 6- 18.- PROBABILIDAD DE FLAMEO EN ESTRUCTURAS. CFO=150KV. RG= 25Ω Y 10Ω.	133
ILUSTRACIÓN 6- 19.- PROBABILIDAD DE FLAMEO EN ESTRUCTURAS. CFO=300KV. RG= 25Ω Y 10Ω.	133
ILUSTRACIÓN 6- 20.- MODELO ELECTROGEOMÉTRICO DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN SIN PROTECCIÓN.....	134
ILUSTRACIÓN 6- 21.- UBICACIÓN DE PARARRAYOS EN LA ESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN UC-3SP.....	138
ILUSTRACIÓN 6- 22.- ESTRUCTURA CON MEJORAMIENTO DE CFO Y PARARRAYOS.	139

INTRODUCCIÓN.

Las descargas atmosféricas, o comúnmente conocidos como rayos, han sido motivo de admiración, respeto y estudio a través de la historia, en diferentes creencias y culturas además se asociaban a los mencionados eventos atmosféricos a orígenes divinos y sobrenaturales. En el año de 1752 el científico norteamericano Benjamín Franklin, mediante el experimento de la cometa sometida a una tormenta eléctrica, demostró que existen en las nubes cargas positivas y negativas y que las descargas atmosféricas es la igualación violenta de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra o entre nubes.

Ecuador es un país donde las descargas atmosféricas no son muy frecuentes, pero se pueden presentar sin tomar en consideración las estaciones climatológicas. La zona de concesión de la CENTROSUR, se encuentra ubicado en la parte austral del Ecuador y no está exenta de este fenómeno atmosférico de tipo eléctrico.

Las redes de distribución de media tensión, están constituidos por múltiples elementos los cuales tienen la misión de transportar energía eléctrica a los usuarios finales y no están libres de verse afectados por estos fenómenos atmosféricos, es por eso, la importancia de minimizar la afección de sobretensiones en las redes de distribución de las descargas eléctricas.

Estos elementos encargados de la protección de los sistemas de distribución son conocidos como pararrayos y su finalidad es la evacuación de la energía que se induce en el sistema por efecto de las descargas atmosféricas por una trayectoria de baja impedancia hasta tierra.

Existen diferentes estándares, metodologías y normas para la protección y blindaje de las estructuras de distribución cuando están inmersas en fenómenos atmosféricos, el presente proyecto tiene como finalidad analizar detalladamente

algunas de estas normativas, y de igual manera recopilar diferentes criterios que se están empleando por las empresas distribuidoras de energía del Ecuador y en especial de la CENTROSUR y de esta manera emitir criterios y generar una evolución de cómo se encuentra este aspecto a nivel regional y nacional.

Todo esto permitirá establecer un protocolo o guía para la adecuada implementación y ubicación de pararrayos en redes de distribución que puedan ser aplicados a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

OBJETIVOS.

Objetivo General.

- Desarrollar un estudio detallado que sugiera los criterios necesarios para la implementación de pararrayos en redes de distribución de media tensión.

Objetivos Específicos.

- Realizar la investigación correspondiente al comportamiento de las descargas eléctricas y nivel cerámico en zonas puntuales de concesión de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (CENTROSUR).
- Elaborar una investigación bibliográfica y normativas internacionales acerca de ubicación y selección de pararrayos en redes de distribución de media tensión.
- Recopilar información concerniente a la ubicación y selección de pararrayos por parte de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur.
- Realizar el análisis del modelo electrogeométrico de los sistemas de distribución.
- Realizar el análisis del modelo de fuente de onda viajera inducida en una línea de distribución.
- Desarrollar una metodología que contenga los criterios técnicos para la ubicación y selección de pararrayos para sistemas de distribución de media tensión.

ESTADO DEL ARTE.

Mantener índices de confiabilidad óptimos en las redes de distribución de media tensión para el suministro de energía eléctrica es una ardua labor y aún su complejidad incrementa si las mismas se encuentran ubicadas en lugares poco favorables para su normal desempeño.

Las descargas atmosféricas tienen una gran influencia en el funcionamiento de las redes de distribución. Al momento se han establecido múltiples estándares y guías para la protección de las líneas de distribución en media tensión ante estos fenómenos atmosféricos. Es necesario mencionar que ningún sistema de distribución se encuentra exento de sufrir alteraciones en su funcionamiento al verse inmerso en una tormenta eléctrica.

Ecuador es un país que presenta múltiples niveles ceráunicos y por consiguiente diferentes niveles de densidad de descargas atmosféricas. Es de suma importancia para los ingenieros eléctricos proyectistas y diseñadores conocer el entorno en donde se emplazaran o trazaran futuras redes de distribución, con esto se podrá determinar y sugerir un adecuado sistema de protección contra descargas atmosféricas.

En los últimos años el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables en su Catálogo de Unidades de Propiedad ha considerado realizar cambios en los materiales de las estructuras aéreas que conforman una red de distribución de media tensión, afectando de forma directa a factores de importancia para mantener funcional a una red de distribución durante una tormenta eléctrica. Hasta hace unos años atrás las crucetas donde se emplazan los elementos de la estructura eran construidas en madera tratada y ahora se ha sustituido por elementos construidos en

acero galvanizado, de esta forma disminuyendo el nivel de aislamiento de la estructura.

Con la disminución del nivel de aislamiento de las estructuras, es necesario el mejoramiento de puesta a tierra de los pararrayos y en la actualidad en nuestro medio no se considera este factor de importancia, el valor de puesta a tierra es indispensable para la evacuación de energía proveniente de una descarga atmosférica.

En la actualidad la norma IEEE 1410-2010 aborda la problemática del bajo nivel de aislamiento en las estructuras de distribución de media tensión cuando están expuestas a una tormenta eléctrica y sugiere métodos aplicables a nuestra realidad para contrarrestar los problemas ante descargas atmosféricas y propone el mejoramiento del aislamiento llevando a cabo técnicas de fácil ejecución, evitando por consiguiente la salida de funcionamiento de los alimentadores de media tensión y de esta manera incrementando la confiabilidad del sistema.

Hoy en día a nivel local se está dando mayor apertura a las recomendaciones brindadas por los estándares de la IEEE, logrando resultados satisfactorios y de relevancia que certifican la confiabilidad de las redes de distribución.

NOMENCLATURA.

CENTROSUR	Empresa Eléctrica Regional CentroSur.
IEEE	Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos.
UP	Unidades de Propiedad.
UC	Unidades de Construcción.
WWLLN	World Wide Lightning Location Network.
MCOV	Máxima tensión de operación continua.
TOV	Tiempo de sobretensión.
BIL	Nivel básico de aislamiento al impulso.
CFO	Tensión de flameo de impulso crítico.
Ng.	Densidad de descargas a tierra.
Sf .	Factor de protección.
IEC.	Comisión Electrotécnica Internacional.
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
CWW	Resistencia de onda Cortada

CAPITULO I.

DESCARGAS ATMOSFERICAS Y NIVEL CERÁUNICO.

1.1 Descargas Atmosféricas.

Una descarga atmosférica o rayo es considerada como el paso de una corriente eléctrica entre dos puntos, producido por una diferencia de potencial entre estos mediante un camino, de tipo sólido, líquido o gaseoso. El objetivo de una descarga es equilibrar la diferencia de potencial.

De igual similitud ocurre en la naturaleza para compensar la desigualdad de potenciales, donde se produce un campo eléctrico entre dos puntos de una nube, entre dos nubes diferentes o una nube y la tierra.

La descarga se forma en nubes de tormenta del tipo cumulonimbos, ilustración 1-1. Estas se caracterizan por estar formadas por columnas de aire caliente que ascienden por convección, cuando la atmósfera se hace inestable, debido a grandes gradientes de temperatura. El interior de esas nubes, es recorrido por rápidas corrientes de aires ascendentes y descendentes de velocidades hasta de 300 km/h [4].

Existen varias teorías que involucran al campo eléctrico terrestre en la generación de descargas eléctricas, sin embargo en este proyecto hace hincapié a las generadas o relacionadas con la precipitación y convección de partículas dentro de la nube.



Ilustración 1- 1.- Nube del tipo Cumulonimbos.

Fuente: <http://www.sharecg.com/v/41244/browse/5/3d-model/cumulonimbus-cloud>

Hay que indicar que todas las nubes están predispuestas para la generación de descargas atmosféricas ya que en la naturaleza por lo general las cargas están distribuidas uniformemente en un cielo sin tormenta, siendo la carga neutra.

En la ilustración 1-2, se muestra cómo se desarrolla una descarga atmosférica, con el objetivo de equilibrar las cargas y como se dijo anteriormente, se pueden originar entre nubes, en la misma nube o entre nube y tierra.

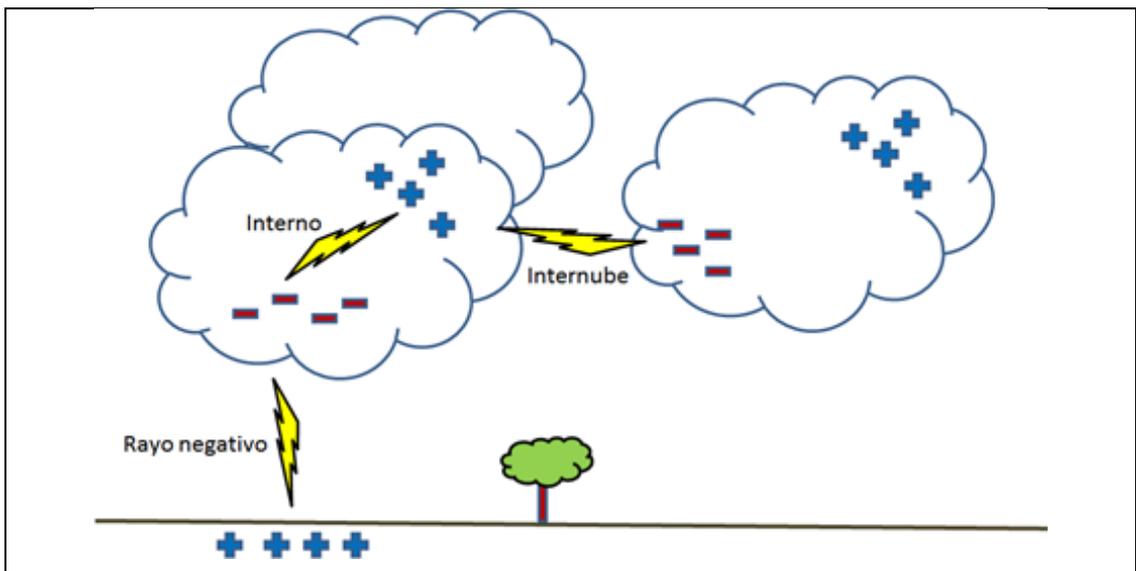


Ilustración 1- 2.- Desarrollo de una descarga eléctrica.

Fuente: http://ciencia terrestresedpe4057.blogspot.com/2012_03_01_archive.html

1.2 Nivel Cerámico.

En la mayor parte de las regiones del mundo se puede obtener información de la actividad de las descargas atmosféricas a través de los datos cerámicos¹ [4].

Por la tanto el nivel cerámico se puede definir como el número de días al año en los que cae al menos un rayo.

El nivel cerámico es una indicación de la actividad regional de las descargas atmosféricas basada en cantidades promedio derivadas de los niveles de observación históricamente disponibles [4].

Datos más puntuales sobre el nivel isocerámico de diferentes lugares se puede encontrar en los mapas de regiones. En la ilustración 1-3, se muestra el mapa isocerámico del mundo y se puede tener una idea más clara sobre la actividad de las descargas atmosféricas a nivel mundial.

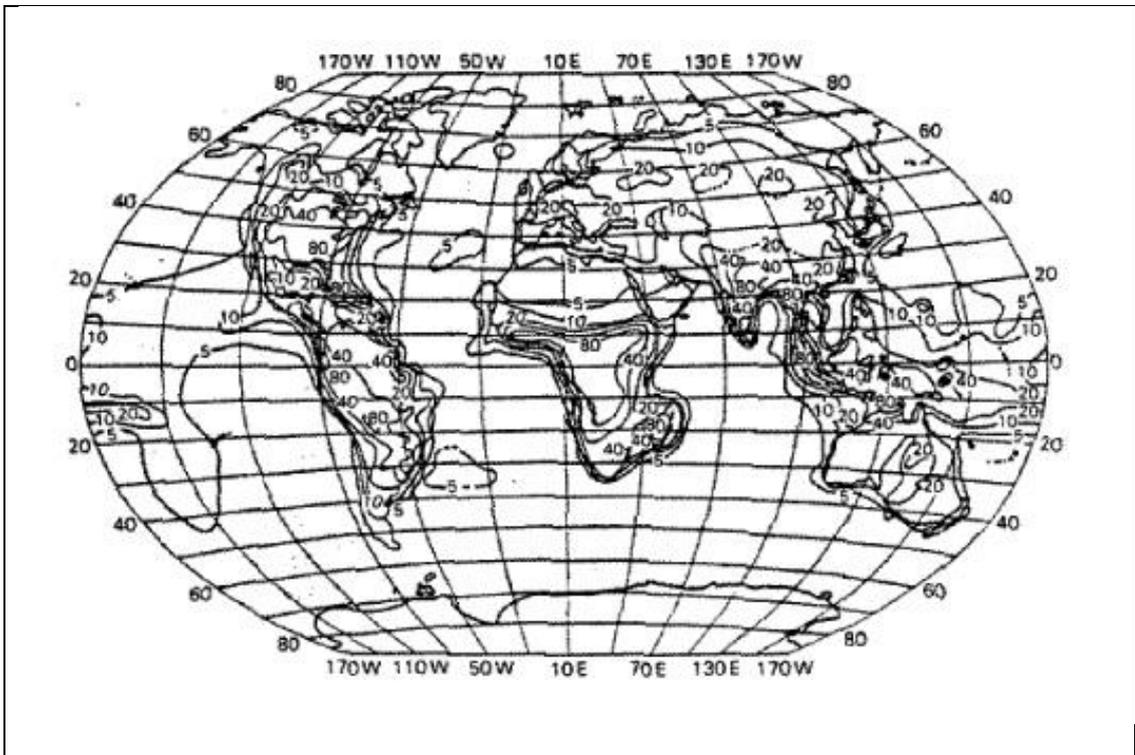


Ilustración 1-3.- Mapa isocerámico del mundo.

Fuente: http://wwlln.net/TOGA_network_global_maps.htm

¹ Días de tormentas eléctricas por año.

1.3 Sistema Mundial de Localización de Descargas Atmosféricas.

El sistema mundial de detección de descargas atmosféricas o conocido por sus siglas en inglés como WWLLN², es una instancia a nivel mundial encargada del monitoreo en tiempo real de la actividad ceráunica mediante la ubicación de sensores a nivel global y a una determinada distancia.

La mencionada organización tiene como sede la Universidad de Washington en Estados Unidos de América. En la ilustración 1-4, se presenta la visualización del nivel ceráunico en el Continente Americano.

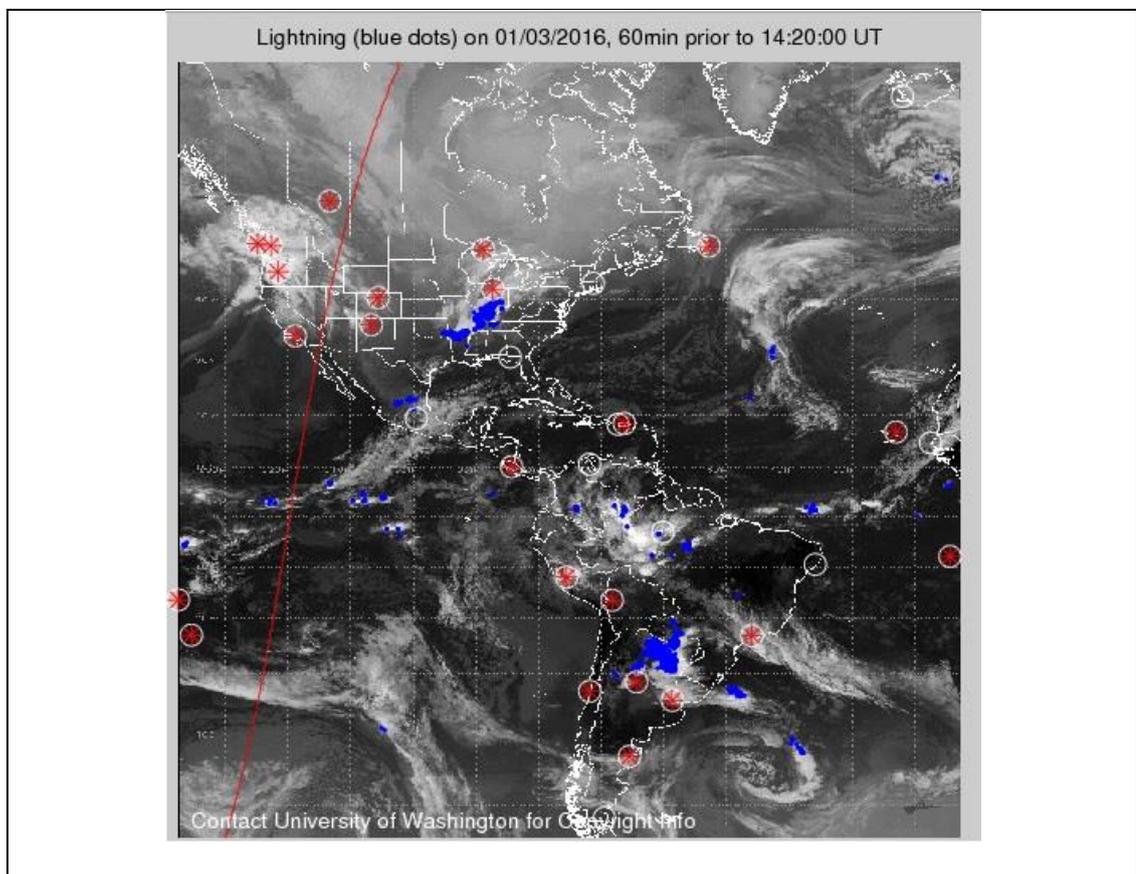


Ilustración 1- 4.- Visualización de la actividad ceráunica en el continente americano.

Fuente:

http://wwlln.net/WWLLN_movies/Movie_of_Lightning_in_Americas_BIG.gif

² World Wide Lightning Location Network

En la ilustración 1-4, se puede distinguir la actividad cerámica que acontece en el continente americano, distinguiéndose con fragmentos de color azul y los mismos pueden variar su color dependiendo de la intensidad de la actividad que se presente en un determinado momento. Los puntos de color rojo representan la ubicación de los sensores del sistema internacional de monitoreo en el continente.

1.4 Mapa Isocerámico del Ecuador.

Ecuador en su geografía consta de cuatro regiones naturales (costa, sierra, oriente y región insular) las cuales presentan diferentes niveles cerámicos, por consiguiente su mapa isocerámico será diferente para cada región.

En la ilustración 1-5, se presenta el mapa isocerámico del Ecuador, donde se aprecia niveles mínimos desde 5 días de tormentas al año, hasta un máximo de 120 días de tormentas al año.

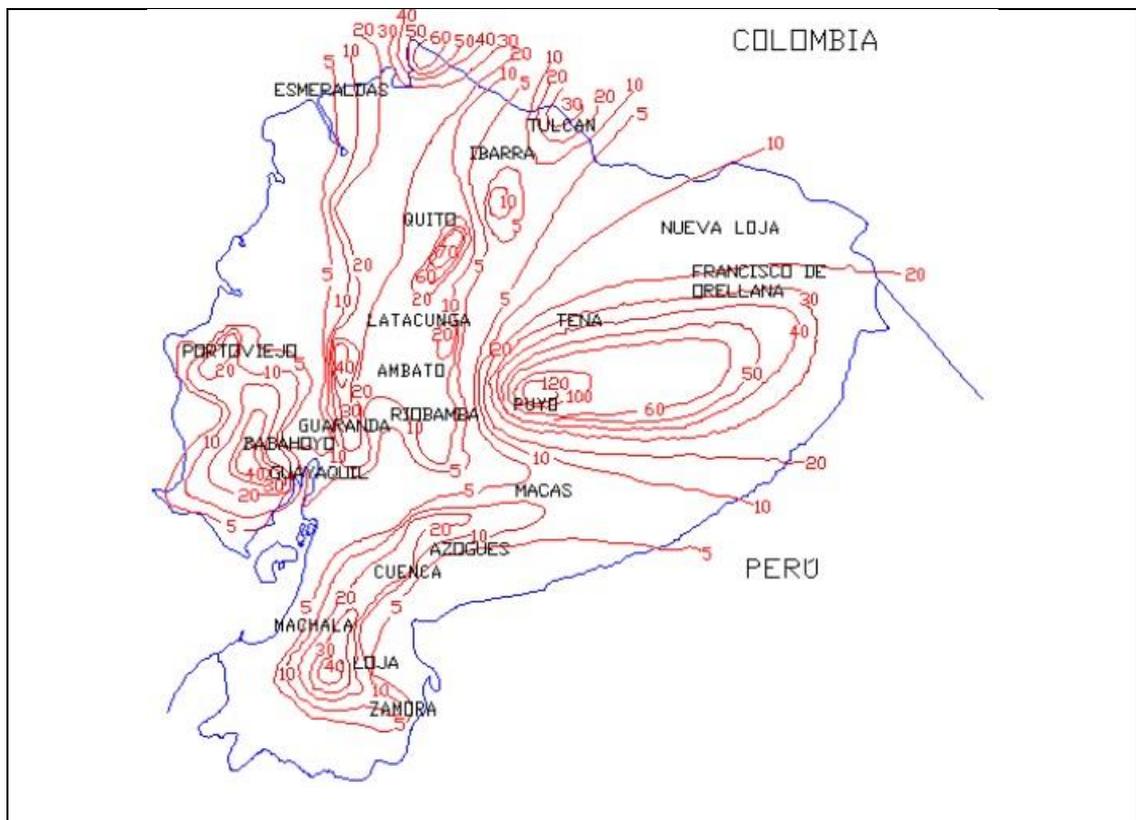


Ilustración 1- 5.- Mapa cerámico del Ecuador

Fuente: <http://elestudianteelectromecanico.blogspot.com/2015/09/mapa-isoceraunico-del-ecuador.html>

1.5 Zona de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR.

La empresa eléctrica regional CENTROSUR se encarga de la distribución y comercialización de la energía eléctrica para satisfacer las necesidades de sus clientes y la sociedad dentro de su área de concesión geográfica, la cual incluye a las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago con una cobertura de 30234Km^2 (incluido la agencia La Troncal) y representa el 11.8% del territorio Ecuatoriano como se indica en la ilustración 1-6 [5].

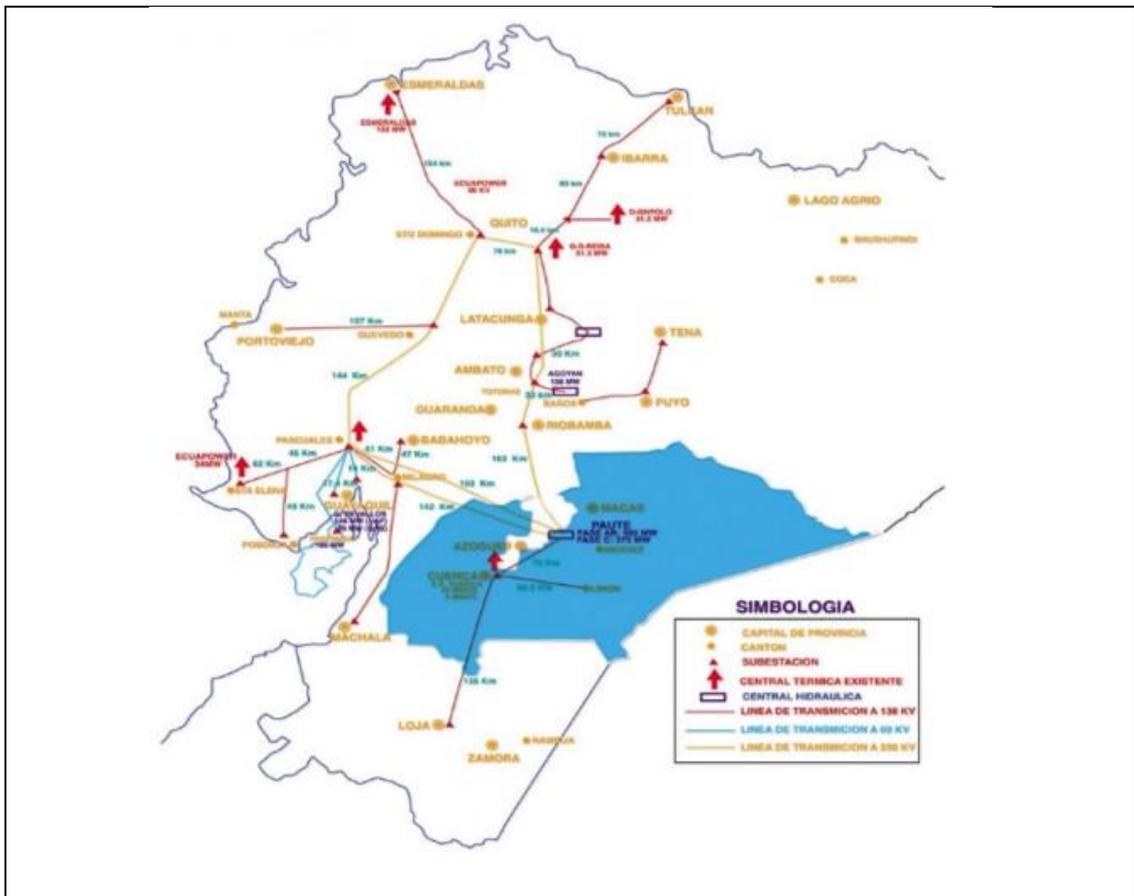


Ilustración 1- 6.- Zona de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur.

Fuente: <http://www.centrosur.com.ec/?q=node/11>

1.6 Mapa Isoceráunico de la Zona de Concesión de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur.

La zona de concesión de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur se encuentra ubicada en la zona austral de Ecuador. En la Ilustración 1-6, se presenta el mapa isoceráunico de la zona en cuestión conteniendo valores que van desde los 5 días de tormentas al año como valor mínimo, hasta un máximo de 20 días de tormentas al año.

En el presente trabajo se hace énfasis a la mencionada zona de concesión, ya que se ha tomado como referencia para la realización de este proyecto.

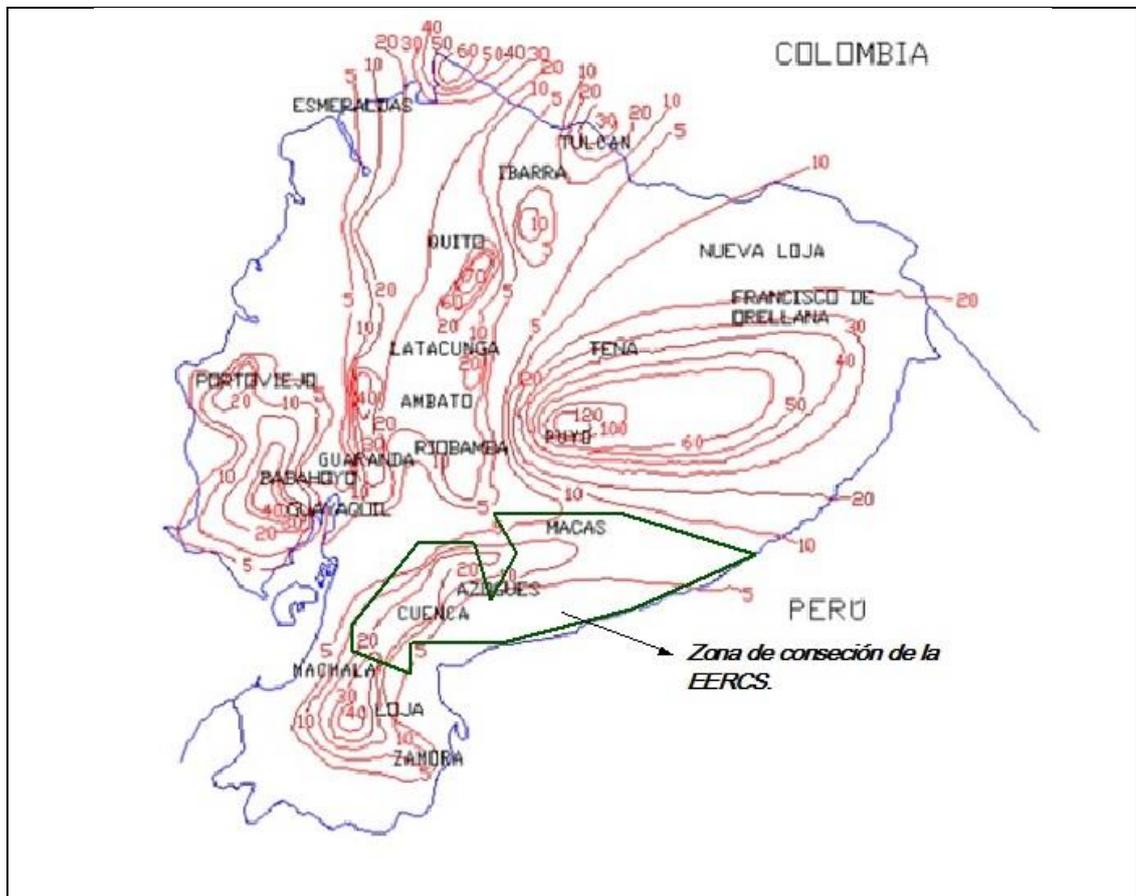


Ilustración 1- 7.- Mapa isoceráunico de la zona de concesión de la EERCS.

Fuente: <http://elestudianteelectromecanico.blogspot.com/2015/09/mapa-isoceraunico-del-ecuador.html>, © Derechos de autor.

1.7 Comportamiento de las Descargas Atmosféricas en la Zona de Concesión de la EERCS.

Existen múltiples factores de importancia para la determinación y selección de sistemas de protección para descargas atmosféricas en redes de distribución de media tensión, el conocimiento del comportamiento de las descargas atmosféricas en la zona de concesión de cualquier empresa eléctrica encargada de la distribución y comercialización (para el caso actual la CENTROSUR) es de suma importancia para determinar el sistema de protección adecuado y acorde a su necesidad técnica y climatológica. La densidad de descargas a tierra o Ng (nomenclatura en inglés) es un índice que muestra el número de descargas atmosféricas a tierra por unidad de área y por año [4].

El mencionado índice es el resultado del promedio y monitoreo de varios años, tomando en consideración la variación de las condiciones climatológicas locales a lo largo de los años y los mismos están evaluados.

Una zona con índice Ng bajo no implica que se encuentre exenta de problemas relacionados a descargas atmosféricas, sin embargo el conocimiento de estos índices es importante para el diseño de redes eléctricas y de telecomunicaciones, ya que la confiabilidad de operación de los mismos se encuentra afectados por los rayos.

Para determinar la densidad de descargas a tierra o Ng se sigue la ecuación:

$$Ng = 0.04Td^{1.25} \text{ (relampagos/km}^2\text{/año)} \quad [ec. 1]$$

Donde:

Td = Numero de dias de tormenta al año.

El valor de Td se obtiene del nivel cerámico que presenta una determinada área.

En ciertos lugares es difícil obtener el índice Td , por eso es conveniente conocer los días de tormenta, o en su defecto las horas de tormenta, para este caso se aplican la siguiente ecuación:

$$Ng = 0.054Th^{1.1} \text{ (relampagos/km}^2\text{/año)} \quad [\text{ec. 2}]$$

Donde:

Th = Numero de horas de tormenta al año.

El nivel de descargas atmosféricas para una determinada región o país se encuentra representada mediante mapas y consiste en la graficación mediante líneas o áreas con colores, los mismos que dependerán del nivel. En la Ilustración 1-7, se presenta el mapa de descargas atmosféricas a nivel mundial y se puede observar una diferencia por regiones según la densidad de descargas por km^2 por año.

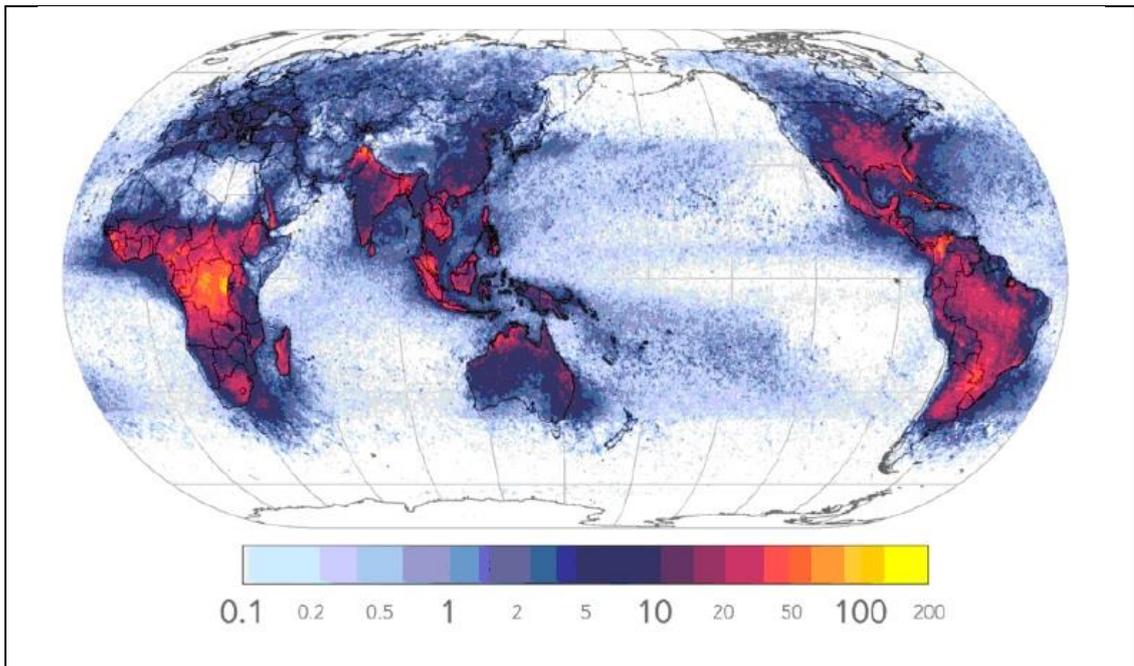


Ilustración 1- 8.- Mapa de descargas atmosféricas a nivel mundial en impactos/ km^2 /año.

Fuente: <http://visual.ly/average-lighting-strikes-square-kilometer-year>

En el área de concesión de la CENTROSUR como se indicó presenta valores de Td que varían desde los 5 días de tormenta al año como valor mínimo hasta los

20 días de tormenta al año como valor máximo y aplicando la [ec.1] se determina que la zona en cuestión presentara los siguientes valores de densidad de descargas a tierra los mismos que se presentan en la Tabla 1-1.

Tabla 1-1. Densidad de descargas a tierra o N_g en km^2 en función de T_d en la zona de concesión de la CENTROSUR. **Fuente:** © Derechos de Autor.

T_d (Días de tormentas al año)	Densidad de descargas a tierra o N_g en $\text{km}^2/\text{año}$
5	0.299
6	0.375
7	0.455
8	0.538
9	0.623
10	0.711
11	0.801
12	0.893
13	0.987
14	1.083
15	1.180
16	1.28
17	1.380
18	1.483
19	1.586
20	1.691

Es necesario indicar que se ha considerado valores intermedios para determinar la densidad de descargas atmosféricas en la zona de concesión de la CENTROSUR, esto se debe a que el valor de días de tormenta al año (T_d) varía de una localidad con respecto a otra.

1.8 Elementos de Protección Contra Descargas Atmosféricas en Redes de Distribución.

Todas las redes de distribución se encuentran expuestas a múltiples fallos y perturbaciones, ya sean estos de origen humano (maniobras, inducción al corte) o por factores naturales aleatorios como son las descargas atmosféricas [6].

Los sistemas que más frecuentemente se implementan para la protección de las redes de distribución contra descargas atmosféricas son:

- Hilo de guarda.
- Pararrayos.

La implementación de los sistemas de protección mencionados tiene como objetivo de mantener el normal funcionamiento de las redes de distribución cuando están inmersas en precipitaciones o tormentas con altos niveles de descargas atmosféricas.

Sin embargo es necesario realzar la importancia de la puesta a tierra, la cual tiene que presentar valores bajos de impedancia en la conexión a tierra, puesto que es el camino por el cual se evacua la energía inyectada a la red de distribución a causa de las descargas atmosféricas.

1.8.1 Hilo de guarda.

El hilo de guarda es un cable que se encuentra ubicado en la parte superior de la línea de transmisión o distribución, por lo general suelen ser de acero de alta resistencia mecánica y de sección inferior al que presentan los cables designados para las fases, y los mismos carecen de tensión y está conectada a tierra, si es necesario en cada poste o torre.

El hilo de guarda cumple las siguientes funciones:

- Disminuir la tensión inducida en las redes de transmisión o distribución por efecto de descargas atmosféricas precipitadas en las proximidades.
- Proteger a los conductores (fases), absorbiendo las descargas atmosféricas.
- Disminuir los efectos perjudiciales que provoca que las descargas atmosféricas ocasionan en la línea y en su mayoría son devastadores para los equipos conectados a la red de distribución o transmisión.

- Disminuir los efectos de la corriente de cortocircuito y de igual forma ayuda a la reducción de la resistencia de tierra y disminuyendo las tensiones de paso perjudiciales para las personas [7].
- Por consiguiente al disminuir la resistencia de tierra se disminuye la influencia sobre los circuitos de telecomunicaciones que están localizados en las cercanías de las redes, en caso de producirse cortocircuito a tierra [7].

Existen varios criterios para la ubicación de hilos de guarda en redes de distribución, el más utilizado es el sugerido por Schwaiger, sosteniendo que el apantallamiento brindado por uno o varios hilos de guarda está en relación al arco de radio igual a la altura de hilo sobre el suelo. En la ilustración 1-8, se presenta el efecto de la cantidad de hilos de guarda en una línea [8].

Otro criterio válido para la ubicación de hilos de guardas, corresponde al ángulo de protección que se genera entre los conductores y el hilo de guarda y este ángulo tiene que ser menor de 40 o 30 grados. La ventaja que presenta este sistema, es que la altura no es impedimento para la implementación, como lo requiere el criterio de los radios de arcos. En la ilustración 1-9 se presenta un esquema de una estructura protegido bajo el criterio del ángulo de apantallamiento.

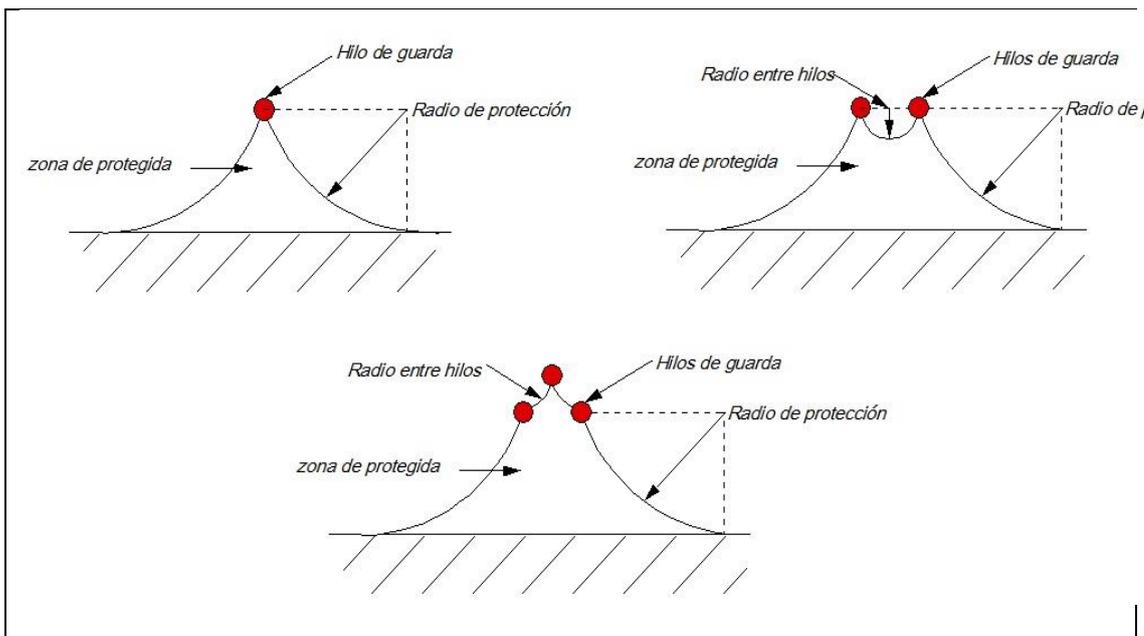


Ilustración 1- 9.- Efecto de la cantidad de hilos de guarda en la línea de distribución.

Fuente: [8]

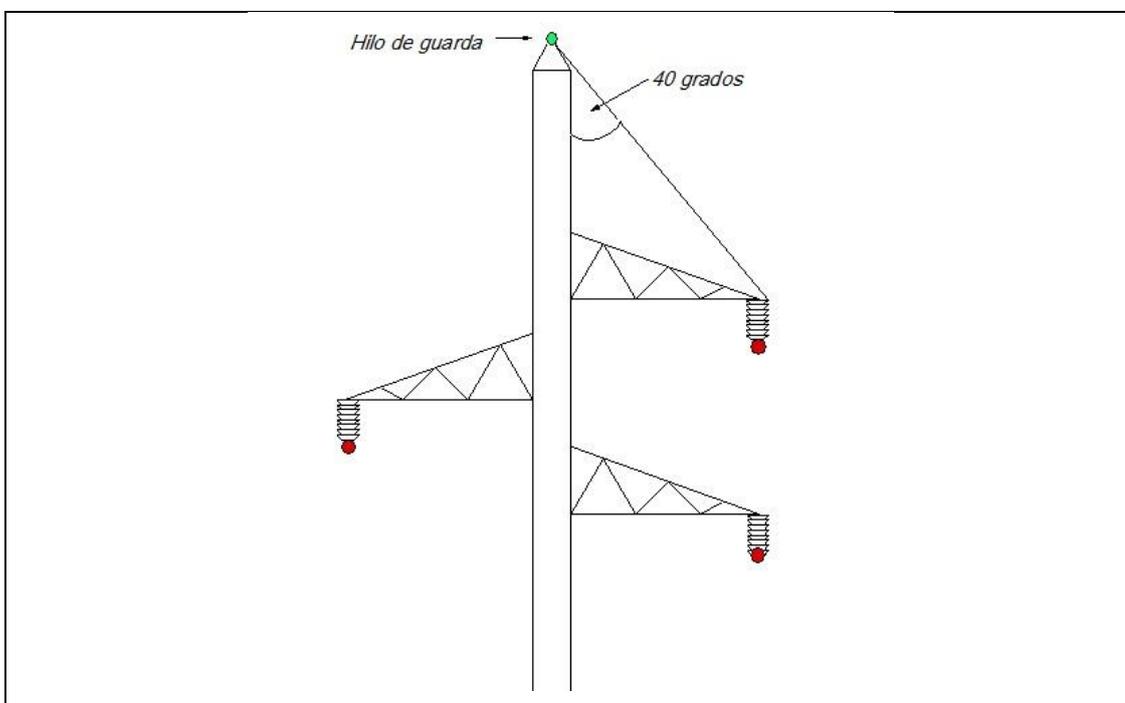


Ilustración 1- 10.- Angulo de apantallamiento del hilo de guarda.

Fuente: [8]

1.8.2 Pararrayos.

Los pararrayos, tipo distribución, son elementos diseñados para evacuar energía que se filtra a la red de distribución proveniente de descargas atmosféricas directas o indirectas.

Los pararrayos deben que cumplir las siguientes funciones:

- Los pararrayos presentan alta impedancia con los voltajes normales de trabajo y bajas impedancias en condiciones de sobretensión en la red de distribución [6].
- Conducir la corriente de descarga o sobretensión, sin que se altere el funcionamiento de la red de distribución.

En sus inicios, los pararrayos estaban constituido por Carburo de Silicio (SiC) pero este elemento al dejar conducir corrientes altas en estado estacionario era necesario la utilización de explosores para evitar esta condición. En la actualidad, para la construcción de pararrayos se está utilizando óxidos metálicos (óxido de zinc) y presenta mejores condiciones que el carburo de silicio, otra ventaja que presenta los pararrayos constituidos por óxidos metálicos con respecto a su similar de carburo de silicio es la capacidad de despejar mayor capacidad de energía y el peso es reducido.

En la ilustración 1-10, se presenta el modelo de pararrayos que se ocupa en la actualidad en nuestro medio, y es de tipo “clase de distribución polimérico, oxido metálico, 18kV, con desconectador” o también es conocido con la denominación de Tipo clase 3 (heavy duty).

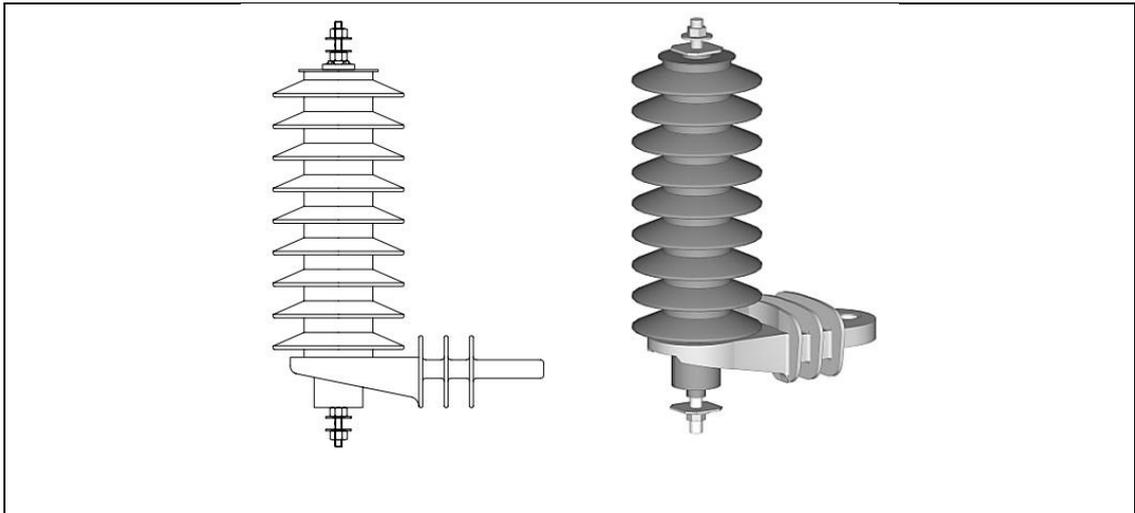


Ilustración 1- 11.- Pararrayos clase distribuidos polimérico, óxido metálico 18kV.

Fuente:

http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=83&Itemid=687

Hay tres parámetros de importancia a considerar en los pararrayos de óxido metálicos, los cuales se detallaran en el desarrollo del presente proyecto y estos son:

- Tensión nominal del pararrayo.
- Máxima tensión de operación continua o permanente.
- Tensión de descarga.

1.9 Principales Efectos de las Descargas Atmosféricas.

El principal efecto de las descargas atmosféricas se presenta a nivel eléctrico y afectando directamente al plano económico. En el presente trabajo se hace alusión a los problemas que se presenta en las redes de distribución de media tensión cuando están sometidas a descargas atmosféricas sin protección de pararrayos, por lo general los efectos que generan las descargas atmosféricas en las redes de distribución son perjudiciales para los equipos conectados a la red de distribución, como a los elementos que lo constituyen.

Existen dos tipos de descargas atmosféricas que se pueden presentar en una red de distribución y estas son:

- Descargas atmosféricas directas.
- Descargas atmosféricas indirectas.

1.9.1 Descargas Atmosféricas Directas.

Se entiende por descarga atmosférica directa al impacto directo que realiza un rayo sobre una red de distribución o transmisión, ya sea en las fases de la estructura o en el hilo de guarda. Un factor de importancia que está relacionado con el desempeño y protección de las redes de distribución es la capacidad de aislamiento de los elementos de la estructura o red, este factor es también conocido como, Nivel Básico de Aislamiento o BIL.

El termino BIL se define como la capacidad que presentan las estructuras o elementos de un sistema para soportar los sobrevoltajes generados por las descargas atmosféricas u operaciones de maniobra (conexión o desconexión).

En la Ilustración 1-11, se presenta la gráfica correspondiente a una descarga atmosférica impactando en los conductores de una red de distribución.

Cuando una descarga atmosférica alcanza de forma directa a un conductor de la red de distribución la misma que carece de hilo de guarda, la corriente inducida se desplaza a las dos direcciones de la línea. Este comportamiento de la corriente se analizara en lo posterior y se hará hincapié en lo referente al modelo de Onda Viajera.

Además de las ondas de corriente que se genera a causa de la descarga atmosférica, se producen ondas de tensión que están en función de la ecuación 3.

:

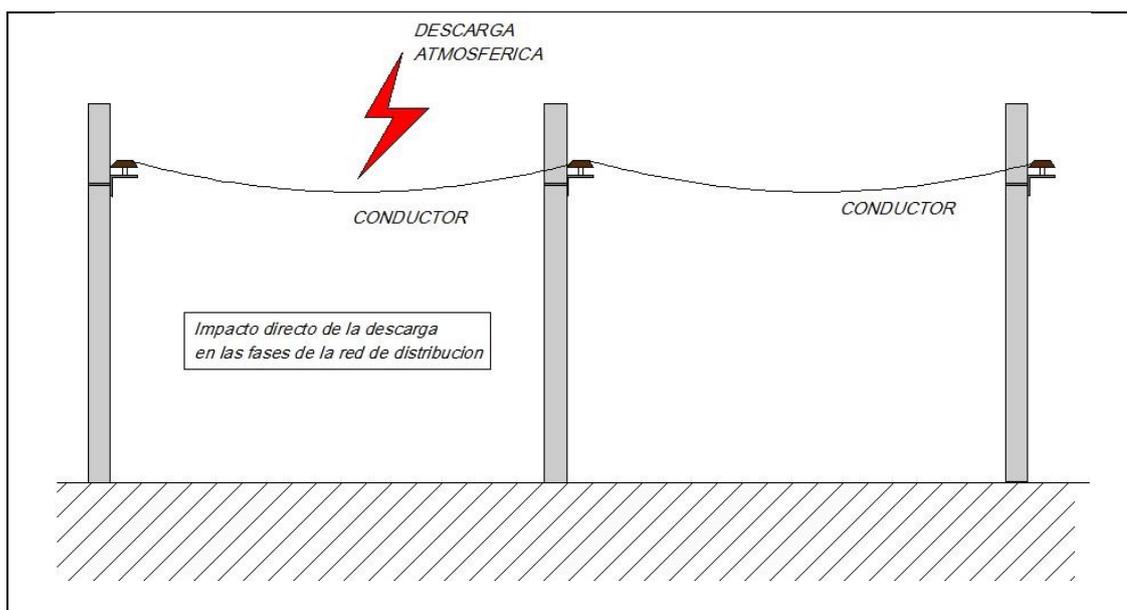


Ilustración 1- 12.- Impacto de una descarga atmosférica de forma directa en una red de distribución.

Fuente: © Derechos de autor.

$$V = \frac{Z_0 * I}{2} \quad [ec. 3]$$

Donde:

I = corriente de la descarga atmosférica.

Z_0 = Impedancia propia de la línea, definida por $Z_0 = (L/C)^{1/2}$.

Mientras que L y C es la inductancia y capacitancia a tierra por cada metro de longitud de línea.

Una característica de este tipo de voltajes es la de disminuir la capacidad de aislamiento de los elementos que sostiene a la red de distribución o en otras palabras equivale a la disminución del índice CFO.

Por el contrario cuando una descarga atmosférica impacta en una red de distribución con apantallamiento (hilo de guarda), la energía será evacuada por las conexiones a tierra de baja impedancia que están presentes en cada poste

1.9.2 Descargas Atmosféricas Indirectas.

Las descargas indirectas en relación a las descargas directas, no impactan a las redes de distribución y por lo general se localizan en las periferias de la red, sin embargo pueden llegar a alterar la funcionalidad de la misma. En la Ilustración 1-12 se presenta la gráfica correspondiente a una descarga atmosférica indirecta.

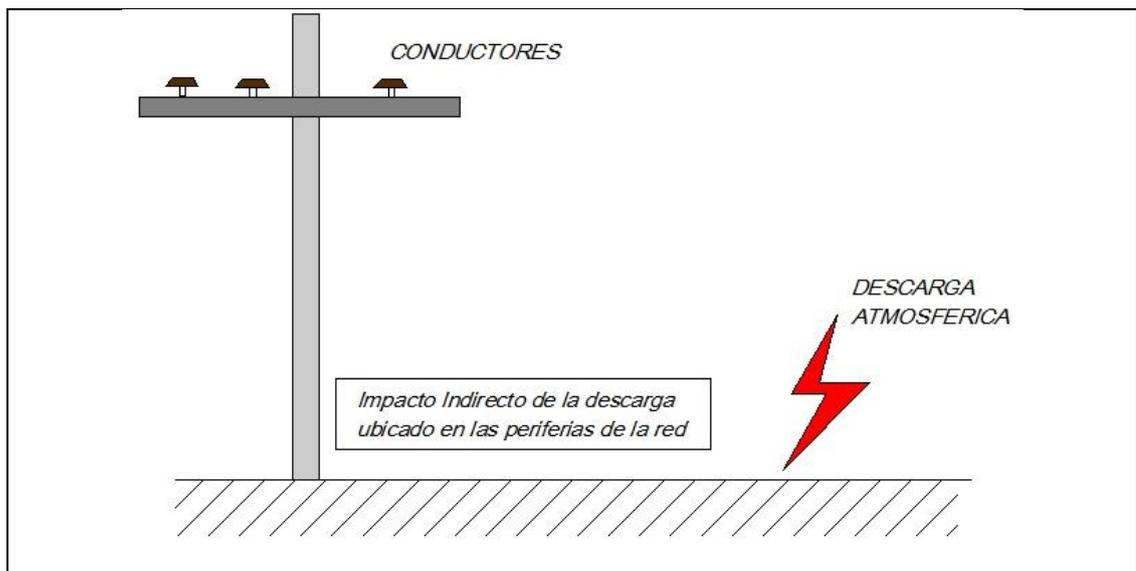


Ilustración 1- 13.- Impacto indirecto de una descarga atmosférica.

Fuente: © Derechos de autor.

El principal inconveniente que presenta este tipo de descargas, es la inducción de tensiones en las redes que se ubican más próximas a estas, determinar las tensiones inducidas es una ardua labor matemática.

Las tensiones inducidas en las redes de distribución a causa de descargas atmosféricas indirectas, tienen dos factores de importancia que son:

1. Las cargas residuales en el rayo provocan un campo electroestático en la proximidad de la red de distribución o transmisión, y como consecuencia una tensión inducida en ella [8].
2. La variación de la corriente de la descarga produce una tensión inducida diferente en las líneas cercanas.

CAPÍTULO II.

NORMATIVA RELACIONADA A LA PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.

2.1 Normativa Internacional Relacionada a la Ubicación y Selección de Pararrayos en Sistemas de Distribución.

A nivel internacional existen múltiples organizaciones dedicadas a la elaboración de normas dirigidas al diseño de redes de distribución y de igual manera sugieren la óptima selección, ubicación y aplicación de los elementos de protección contra descargas atmosféricas como son los pararrayos tomando en consideración múltiples factores como la geografía donde se ubicara la red , niveles cerámicos , etc.

A continuación se hace mención a diferentes entes dedicados a sugerir y emitir normativas con respecto al diseño y protección de redes de distribución y estos son:

- Electrical and Electronic Engineers Institute (IEEE).
- The National Electrical Manufacturers Association (NEMA).
- International Electrotechnical Commission (IEC).
- Lightning Protection Institute (LPI).
- Underwriters Laboratories Inc (UL).
- National Fire Protection Association (NFPA).

Cada una de las instancias indicadas anteriormente en sus respectivas normativas difieren, y como se indicó, un grupo de ellas están relacionadas al diseño y pruebas,

mientras que otro grupo hace hincapié a la selección y aplicación de protecciones contra descargas atmosféricas.

Uno de los objetivos de este proyecto es hacer énfasis a la utilización de pararrayos que están constituidos por óxido de zinc, los mismos que son los más utilizados por las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el Ecuador y están bajo regulación de la UP (Unidades de Propiedad) y UC (Unidades de Construcción).

Además se tendrá mayor consideración a las normas que sugiere la IEEE, esto se debe a que la mencionada instancia tiene mayor acogida a nivel mundial, sin embargo, no se menosprecia las normativas emitidas por otras instituciones sugerentes.

A continuación se presentan normas que hacen referencia a la protección de sistemas de distribución y estas son:

- IEC 60099-4 – Metal-Oxide Surge Arresters Without Gaps for A.C Systems.
- IEEE C62.1 – Standard for Gapped Silicon Carbide Surge Arresters for AC Power Circuits.
- IEEE C62.2 – Guide for the application of Gapped Silicon Carbide Surge Arresters for AC Power Circuits.
- IEEE C62.11 – Standard for Metal Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits.
- IEEE C62.22 – Guide for the Application of Metal Oxide Surge Arresters for AC Systems, Sección 6.
- IEEE 1410-2010 Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.

Como ya se indicó, la normativa de la IEEE será motivo de análisis , en especial la norma IEEE C62.22 – Sección 6 , que hace referencia a la *“Protección de*

Sistemas de Distribución” y de igual forma se analizará la normativa IEEE 1410-2010 la que corresponde a la “*Guía Para Mejorar el Comportamiento Bajo Descargas Tipo Rayo en Líneas Aéreas de Distribución Eléctrica*” la misma , que en su contenido analiza y propone el mejoramiento de los niveles de aislamiento de las estructuras de distribución, con la finalidad de evitar la salida de funcionamiento de los alimentadores eléctricos de distribución , tomando en consideración factores ambientales y técnicos de la red.

2.2 Análisis de la Norma IEEE C62.22, 2009 – Sección 6, Protección de Sistemas de Distribución.

La norma IEEE C62.22-2009 en la sección 6, en primera instancia realiza una introducción a los conceptos básicos referentes a las descargas atmosféricas y hace mención al objetivo principal de esta sección, la cual es la aplicación de pararrayos de óxido metálico para la protección de equipos y redes de distribución y los peligros que conlleva las variaciones de tensión a causa de los rayos [9].

Además hace hincapié a las redes de distribución, que por lo general no cuentan con hilo de guarda, finalizando la parte introductoria realiza el análisis para la estimación de la Densidad de Descargas Atmosféricas GFD y el valor de cresta para condiciones normales.

A continuación se presenta el “*Procedimiento general*” para la selección de un pararrayo en específico, tomando en consideración algunos aspectos de las redes de distribución. La presente subsección se puede resumir en los siguientes pasos:

- Determinar el valor de MCOV del pararrayos que se ubicara en la red de distribución [8].

- Determinar la capacidad del TOV del pararrayos, el cual no tiene que ser superado en magnitud ni duración (en el total de ciclos acumulados), por cualquier otro TOV del sistema donde el pararrayos vaya a ser colocado. El TOV en pararrayos de distribución está relacionado con la máxima tensión a tierra en las fases no falladas durante una falla monofásica a tierra [8].
- La coordinación del aislamiento es un factor de importancia que se considera en el procedimiento general y el mismo se trata más adelante. El estudio de la coordinación de aislamiento para sistemas hasta los 15kV no ha sido profundizado minuciosamente, porque el margen de protección entre el BIL y las características de protección de los pararrayos de distribución supera el 20%. En sistemas superiores a los 15kV la coordinación del aislamiento es fundamental, ya que se reduce el margen de protección en especial cuando se emplean valores reducidos en el BIL. La coordinación del aislamiento es importante para la protección de la línea y los sistemas de distribución subterráneas.

Avanzando en el análisis, se presenta otro punto importante que aborda *“Prácticas que ponen en peligro la coordinación del aislamiento”* y realiza las siguientes consideraciones:

- Distancias largas entre línea de distribución y la terminal de línea de pararrayos y entre la terminal de tierra del pararrayos y la carcasa del equipo.
- Distancia prolongada de separación entre pararrayos y el equipo de protección (pararrayos).
- Fallas de conexión entre los pararrayos y las terminales de tierra de los equipos.

A más de los puntos mencionados anteriormente, el documento en la subsección “*Aplicaciones que requieren consideraciones especiales*”, toma atención a las aplicaciones con respecto al funcionamiento de los pararrayos y a las condiciones de protección aplicables a:

- Bancos de capacitores.
- Sistemas no aterrizados.
- Reguladores de tensión
- Equipo de control (seccionadores, reconectores, etc.).
- Sistemas subterráneos.
- Atmosferas contaminadas.

En la subsección titulada “*Selección del valor de Pararrayo*” empieza con la selección del pararrayos, dependiendo del sistema a proteger y estos pueden ser:

- En estrella de tres hilos o delta, impedancia alta o baja a tierra en la fuente.
- Cuatro hilos en estrella multigrounded (multiaterrado) en estrella.

Además indica que para la selección óptima de pararrayos de óxido metálico en sistemas de distribución hay que tener presente los siguientes factores:

- El máximo voltaje de operación (MCOV).
- La magnitud y la duración del Tiempo de Sobretensión (TOV) durante condiciones anormales de operación.

Esta información puede ser comparada entre parámetros del MCOV y la capacidad del TOV del pararrayos. Además hace referencia a tener precaución con la sustitución de pararrayos de carburo con pararrayos de óxido metálico sin antes haber analizado los parámetros fundamentales del TOV.

En la tabla 2.1, se muestra las tensiones comúnmente aplicadas a pararrayos del tipo MOV (pararrayos de óxido metálico), utilizados en sistemas de distribución y en la Tabla 2.2, se muestra las características de protección de pararrayos de óxido metálico de distribución [9].

Tabla 2.1.- Tensiones comúnmente aplicados a pararrayos del tipo MOV Fuente: [9]

Tensión del sistema (V rms)		Tensiones Nominales de pararrayos (MCOV) comúnmente aplicadas (kV rms) en sistemas de distribución.		
Tensión nominal	Tensión máxima	Cuatro hilos multiaterrizados, Estrella	Tres hilos con baja impedancia a tierra	Tres hilos con alta impedancia a tierra
2400	2540			3(2.55)
4160Y/2400	4400Y/2540	3(2.55)	6(5.1)	6(5.1)
4260	4400			6(5.1)
4800	5080			6(5.1)
6900	7260			9(7.65)
8320Y/4800	8800Y/5080	6(5.1)	9(7.65)	
12000Y/4800	12700Y/7330	9(7.65)	12(10.2)	
12470Y/7200	13200Y/7620	9(7.65) o 10(8.4)	15(12.7)	
13200Y/7620	13970Y/8070	10(8.4)	15(12.7)	
13800Y/7970	14520Y/8388	10(8.4) y 12(10.2)	15(12.7)	
13800	14520			18(15.3)
20780Y/12000	22000Y/12700	15(12.7)	21(17.0)	
22860Y/12000	22000Y/12701	16(12.7)	21(17.0)	
23000	24340			30(24.4)
24940Y/14400	26400Y/15240	18(15.3)	27(22.0)	
27600Y/15935	29255Y/16890	21(17.0)	30(24.4)	
34500Y/19920	36510Y/21080	27(22.0)	36(29.0)	

Tabla 2.2.- Características de protección típicas para pararrayos. Fuente: [9].

Rangos de tensión (kV-rms)		Niveles de Protección – Rangos de la industria					
Ciclo de trabajo (kV-rms)	MCOV (kV-rms)	Nivel de protección de frente de onda.(FOW)			Tensión de descargas (8/20µs)		
		5kA Normal duty	10kA Heavy duty	10kA Rise pole	5kA Normal duty	10kA Heavy duty	10kA Riser pole
3	2.55	11.2 - 17	13.5-17	10.4	10.2-16	9.1-16	8.1
6	5.1	22.3-25.5	26.5-35.3	17.4-18	20.3-24	18.2-25	16.2
9	7.65	33.5-36	26.5-35.5	22.5-36	30.0-33.5	21.7-31.5	20.0-24.9
10	8.4	36.0-37.2	29.4-39.2	26.0-36	31.5-33.8	24.5-35	22.5-26.6
12	10.2	44.7-50	35.3-50	34.8-37.5	40.6-44	32.1-44	30.0-32.4
15	12.7	54.0-58.5	42.0-59	39.0-54	50.7-52	35.9-52	33.0-40.2
18	15.3	63.0-67	51.0-68	47.0-63	58.0-60.9	43.3-61	40.0-48
21	17	73.0-80	57.0-81	52.0-63.1	64.0-75	47.8-75	44.0-56.1
24	19.5	89.0-92	68.0-93	63.0-72.5	81.1-83	57.6-83	53.0-64.7
27	22.0	94.0-100.5	77.0-102	71.0-81.9	87.0-91.1	65.1-91	60.0-72.1
30	24.4	107-180	85.0-109.5	78.0-85.1	94.5-99	71.8-99	66.0-79.5
36	29	125	99.0-136	91.0-102.8	116	83.7-125	77.0-96

En la sección titulada “*Valoración de MCOV*” o también denominado como; calificación de MCOV, hace mención al máximo valor RMS de la tensión a frecuencia que se puede aplicar de forma continua entre los terminales del pararrayos, por lo tanto, la valoración o calificación MCOV puede ser por lo menos igual a la tensión máxima esperada en la localización donde el pararrayos será implementado [9].

Y de igual forma en la siguiente sección “*Tiempo de sobretensión temporal TOV*”, indica que los pararrayos de óxido metálico pueden operar un limitado tiempo cuando están sometidos a tensión de frecuencia industrial y superando su calificación o índice MCOV, el valor de sobretensión que pueden soportar los pararrayos dependen del tiempo que dure la sobretensión.

Los fabricantes de pararrayos expresan la capacidad de los pararrayos a las sobretensiones mediante curvas como se expresa en la ilustración 2-1.

La mencionada curva está en función del índice o calificación MCOV del pararrayo y del tiempo de duración permisible en segundos y presenta sensibilidad a la temperatura ambiente y a la absorción de energía previa a la sobretensión.

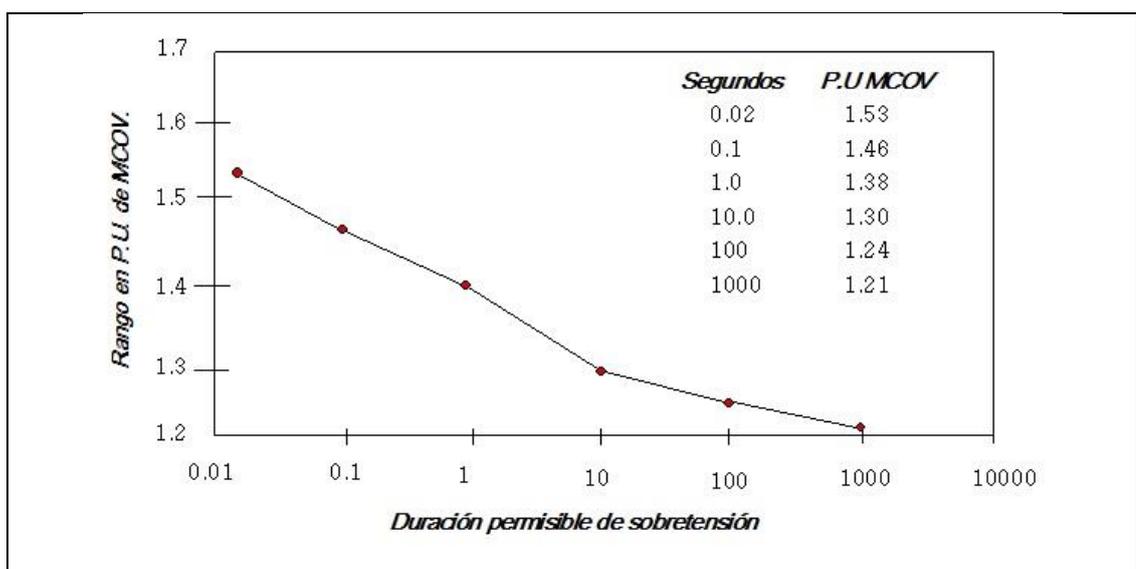


Ilustración 2- 1.- Curva típica de TOV para un pararrayos sin explosores MOV.

Fuente: [9]

El tiempo máximo que la red de distribución puede operar en estado anormal, no puede superar el TOV del pararrayos; con esto garantizamos el tiempo de operación en sobrevoltaje del pararrayos.

En la sección 5.3.2 de la norma IEEE C62.22-2009 presenta un ejemplo, donde se utiliza y hace relevancia al uso de la curva del TOV para la selección de un pararrayos y se guía en dos valores que son:

- El valor en por unidad del índice MOV del pararrayos.
- La duración del tiempo permisible de sobretensión (en segundos).

En la ilustración 2-2, se presenta la curva típica de TOV a la que hace referencia el ejercicio de la sección 5.3.2 de la norma mencionada.

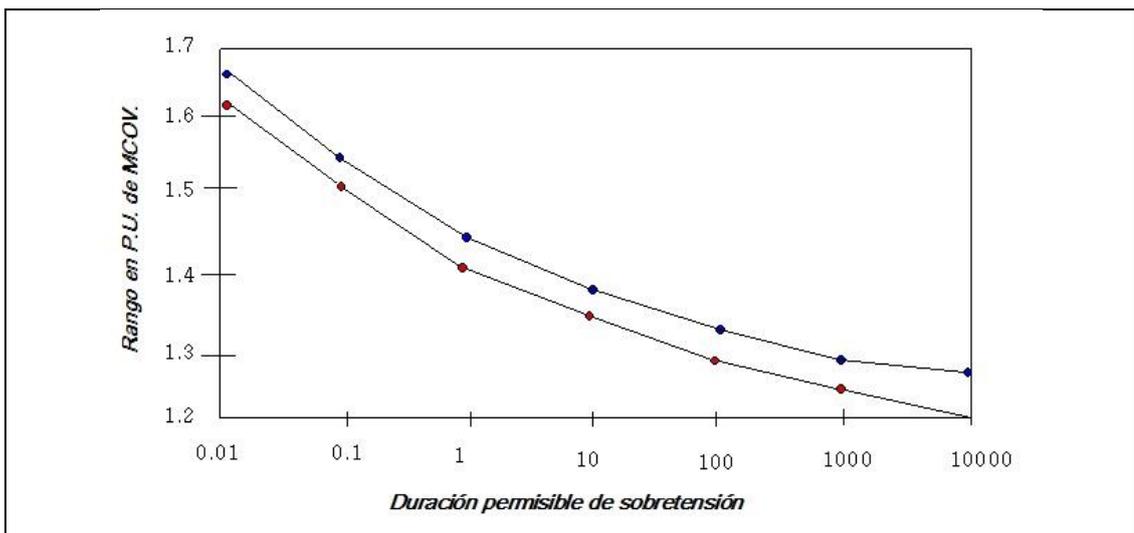


Ilustración 2- 2.- Curva típica TOV, con energía absorbida previamente de la red.

Fuente: [9]

La curva superior determina el valor del tiempo permisible al que puede ser sometido el pararrayos para un valor determinado de MCOV y mientras tanto que la curva inferior muestra similares índices que en la curva superior, con la particularidad que el pararrayos para esta instancia absorbió energía del sistema previo al sobrevoltaje.

A continuación la norma en la sección titulada “*Pararrayos Normal duty versus heavy duty*”, analiza la elección de un determinado tipo de pararrayos, quedando directamente a elección del usuario, considerando las diferencias que se presenta en la Tabla 2.3, entre pararrayos normal duty y heavy duty [9].

Tabla 2.3.- Requisitos de diseño para las pruebas sobre pararrayos de alta y normal resistencia o servicio. Fuente: [9]

Prueba realizada	Normal Duty	Heavy Duty
De alta corriente de corta duración	65kA(4/10µs)	100kA(4/10µs)
De baja corriente de larga duración	75A*2000µs	250A*2000µs
Impulso de corriente	5kA(8/20µs)	10kA(8/20µs)
Sobretensiones después del ensayo de ciclo de trabajo		40kA(4/10µs)

De la tabla indicada anteriormente se puede concluir que el pararrayos para uso pesado (heavy duty), descarga mayor cantidad de energía que los pararrayos de uso normal y es recomendable su utilización en lugares donde se presenten altos niveles de descargas atmosféricas. La corriente de una descarga atmosférica es poco probable ser evacuada mediante un solo pararrayos y depende directamente del lugar de la descarga y la ubicación de los pararrayos. Además de lo enunciado en esta sección, la misma hace hincapié a que la selección de un sistema de protección tiene que ser evaluado desde el aspecto económico y técnico.

La sección titulada “*Sobretensiones en sistemas de distribución*” aborda directamente la problemática de las sobretensiones en redes de distribución y describe las mencionadas a continuación:

- Sistemas de cuatro hilos, en estrella con multi-aterramiento.

- Sistema de tres hilos, aterrizado y de baja impedancia, aterrizados en la fuente.
- Sistemas de tres hilos, alta impedancia de tierra, o sistemas conectados en delta.
- Sobretensiones causadas por efectos de ferorresonancia.
- Sobretensiones causadas por Feedback.

Es necesario indicar que se realiza el análisis de la norma hasta el punto mencionado anteriormente, ya que los tópicos que trata a continuación no aportan con información de relevancia con el objetivo de este proyecto.

2.3 Análisis de la norma IEEE 1410-2010, Sección 8, Protección de Líneas de Distribución Mediante Pararrayos.

Como se ha venido detallando los pararrayos son elementos de protección para redes de distribución al estar sometidas a una tormenta eléctrica y de igual forma se analizó la selección del mismo tomando en consideración factores técnicos como se presentó en [9].

En la presente sección se analizará la utilización de los pararrayos para protección del aislamiento de las líneas de distribución, con el objetivo de evitar la salida de funcionamiento debido a flameos ocasionados por descargas atmosféricas. A diferencia de la norma analizada anteriormente donde se destaca el procedimiento para la elección de un pararrayos para un trabajo en especial, la presente hace la evaluación del pararrayos desde el punto de vista de la protección del aislamiento de las líneas de distribución y generaliza la eficiencia de todos los pararrayos.

En la sección titulada “*Consideraciones para la longitud de cable de conexión de pararrayos*”, menciona y recomienda que los cables de conexión y las

longitudes tienen que ser lo más cortas y rectas posibles. Las caídas de tensión en los conductores de conexión del pararrayos no son tan significativas como lo es la protección de los equipos que están conectados a la red de distribución.

En las secciones “*Flameos debidos a descargas cercanas o indirectas*” y “*Flameos debidos a descargas directas*”, se aborda el problema de los flameos que se pueden dar resultado de la incidencia de las descargas atmosféricas de forma directa o indirecta y la ubicación de pararrayos en el sistema eléctrico.

En lo concerniente a las descargas indirectas sus efectos se pueden contrarrestar considerablemente con la colocación de pararrayos, en especial los flameos. En la ilustración 2-3, se presenta el resultado de una estimación para un nivel de aislamiento de 150kV para un sistema no aterrizado.

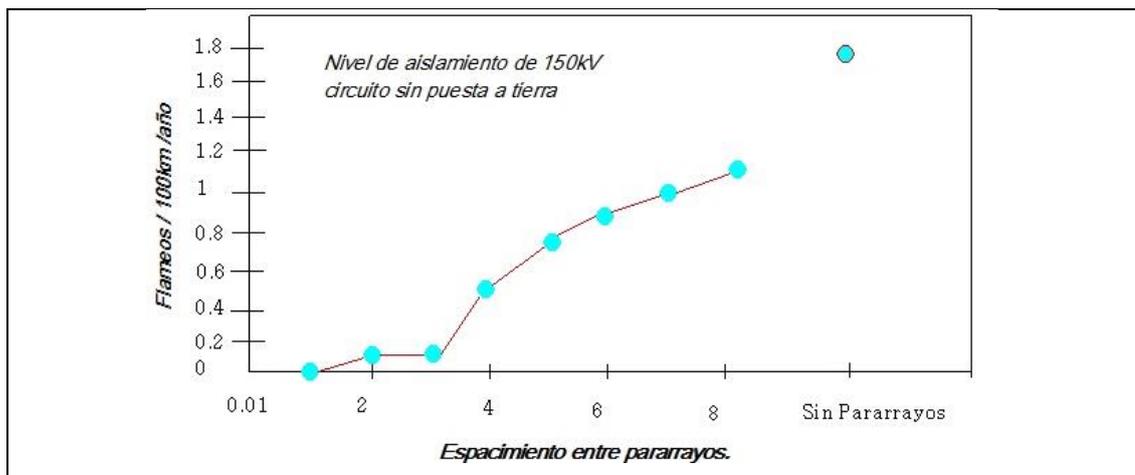


Ilustración 2- 3.- Efecto del espaciamiento entre pararrayos para protección contra descargas indirectas.

Fuente: [8]

La ubicación de pararrayos como se indica en la ilustración 2-3, comprende a distancias relativamente largas y reduce de sobremanera los flameos por tensiones inducidas por acción de descargas indirectas, si hacemos una comparación entre la ubicación de los pararrayos cada 4 postes y cada 8 postes se parecía notablemente la reducción de los flameos.

En la tabla 2.4, se hace una analogía de la ilustración 2-3, y se aprecia el espaciamiento que debería existir entre cada poste y por consiguiente la reducción de flameos ocasionadas por descargas indirectas.

Tabla 2.4.- Efecto del espaciamiento entre pararrayos para la protección contra descargas indirectas. Fuente: [8]

Distancia entre pararrayos.	Numero de flameos / 100 km / año GFD=1 rayo / km ² /año
1	0
2	0.06
3	0.08
4	0.51
5	0.76
6	0.94
Sin pararrayos	1.79

En cambio, en descargas directas, la protección eleva su complejidad debido a los altos niveles de energía que se filtran al sistema por efecto de las descargas y se recomienda la ubicación de pararrayos en distancias de separación más cortas y dependiendo directamente del valor de puesta tierra. En la ilustración 2-4, se muestra la estimación de flameos de diferentes distancias de separación entre pararrayos para protección contra impactos directos de descargas atmosféricas en las líneas, las curvas representadas están en función entre el espaciamiento y la protección contra descargas directas, para los niveles del CFO (tensión crítica de flameo), presentando un valor de aterrado en el neutro en cada poste y un espaciamiento entre poste y poste de 75 metros.

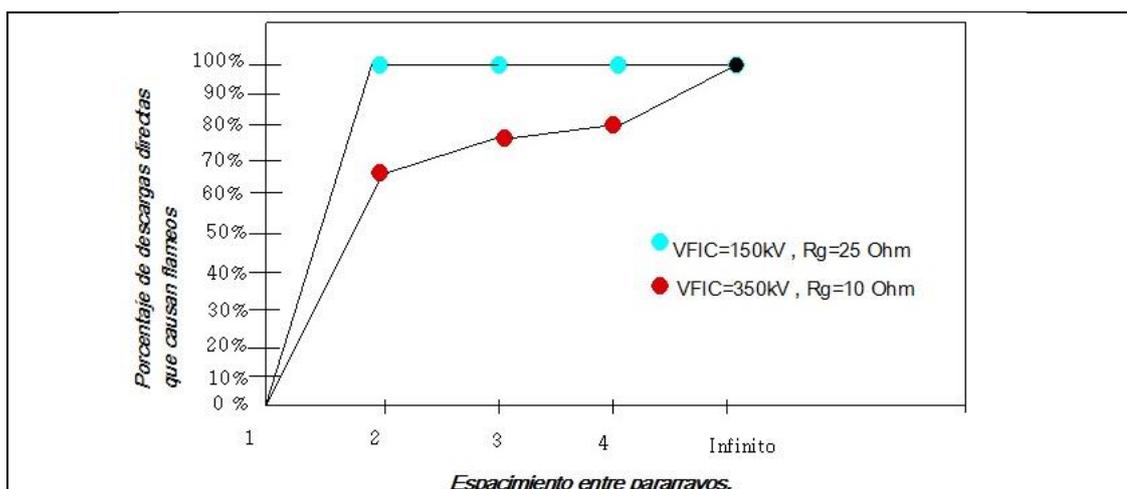


Ilustración 2- 4.- Efecto del espaciamiento entre pararrayos para protección contra descargas directas..

Fuente: [4]

De igual manera que en el caso anterior se puede hacer una comparación de la figura anterior mediante la Tabla 2.4, donde se presenta el efecto del espaciamiento entre pararrayos para protección contra descargas directas.

Tabla 2.4.- Efecto del espaciamiento entre pararrayos para protección de descargas directas. Fuente: [8]

Distancia entre pararrayos	Porcentaje de flameo , Rg=25Ω , VFIC=150kV	Porcentaje de flameo , Rg=10Ω , VFIC= 350kv
1	0	0
2	100	70
3	100	80
4	100	85
Infinito	100	100

CAPITULO III.

NORMATIVA LOCAL PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE PARARRAYOS.

3.1 Información concerniente a la ubicación y selección de pararrayos por parte de la Empresa Eléctrica Regional CentroSur.

Realizado el análisis del funcionamiento del pararrayos y su influencia dentro de las líneas de distribución, es de suma importancia conocer cuál sería su ubicación ideal dentro de una red de distribución y las características técnicas para un normal desempeño en la tarea de proteger a las redes de distribución.

En la actualidad las empresas dedicadas a la distribución y comercialización de energía eléctrica en el Ecuador cuentan con el manual o catalogo digital titulado “*Unidades de Propiedad*”, el mismo que fue emitido por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables [3], y sigue en vigencia hasta la actualidad. El mencionado documento informativo cuenta con los materiales, procesos de montaje y especificaciones técnicas para la implementación de los elementos de distribución y protección.

En lo concerniente a la implementación de pararrayos se encuentra especificado el proceso de montaje y ubicación en las estructuras de distribución de los mencionados equipos de protección. Es necesario indicar que existen dos tipos de emplazamiento de pararrayos, para sistemas trifásicos y sistemas monofásicos.

Todas las estructuras de distribución y elementos que la conforman se encuentran homologados a nivel nacional.

En el documento citado se encuentran los montajes de los pararrayos y el listado de materiales que intervienen para el mencionado proceso, además, se

presenta los siguientes sistemas de protección para redes de distribución y transformadores:

Para redes de distribución trifásicos:

- Montaje de descargador o pararrayos 3F 22kV.
- Montaje de descargador o pararrayos 3F 13kV.

Para protección de transformadores trifásicos:

- Montaje de descargador o pararrayos 3F 22kV.
- Montaje de descargador o pararrayos 3F 13kV.

Para redes de distribución monofásicas:

- Montaje 1F con descargador o pararrayos 22kV.
- Montaje 1F con descargador o pararrayos 13kV.

Para protección de transformadores monofásicos:

- Montaje 1F con descargador o pararrayos 22kV.
- Montaje 1F con descargador o pararrayos 13kV.

El objetivo de este proyecto es hacer énfasis a la protección de las redes de distribución, es por ese motivo que se hará mención a las estructuras donde se emplacen los pararrayos como protección de sobretensiones en redes de distribución.

En las ilustraciones 3-1a, 3-1b y 3-2a, 3-2b, se presenta el montaje y la denominación de cada elemento numerado para la implementación de pararrayos en redes de distribución trifásicas para 13.8 kV y 22 kV respectivamente, y, de igual manera en las ilustraciones 3-3a, 3-3b y 3-4a, 3-4b, se presenta el montaje y la denominación de cada elemento numerado para la implementación de pararrayos en redes de distribución monofásicas para 13.8 kV y 22kV respectivamente.

Es necesario mencionar que no existe un manual o guía entre las empresas distribuidoras de energía donde se especifique la ubicación de los pararrayos en las redes de distribución, ni criterios que sugieran la selección óptima de los mismos.



**Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable**

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Correos del Ecuador 2do piso
PBX: 593-2-3976000
FAX: 593-2-3 976000 ext 1235
RUC: 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

REVISIÓN: 04	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)			
FECHA: 2013-01-04	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)			
HOJA 1 DE 2	SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GRDy / 7,96 kV - 13,2 kV GRDy / 7,62 kV			
IDENTIFICADOR UP-UC SPT-3P(1)	PARA TRES FASES - CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)			
IDENTIFICADOR UC 3P(1)	LISTA DE MATERIALES			
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	NOTAS	CANTIDAD
1	c/u	Pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico, 10 kV, con desconector		3
2*	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 000 mm (3 x 3 x 1/4 x 79")	NOTA 2	1
3	c/u	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 27 9/16")		2
4	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")		1
5	c/u	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")		2
6	c/u	Perno "U" de acero galvanizado, 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 presión, de 16 x 152 mm (5/8" x 6"), ancho dentro de la "U"		1
7	c/u	Estribo de aleación de Cu - Sn, para derivación		3
8	c/u	Grapa de aleación de Al, derivación para línea en caliente		3
9*	m	Conductor de Cu, desnudo, sólido duro, 4 AWG		9
10	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 2 pernos, extensión escalón, 30 x 6 x 200 mm (1 3/16 x 1/4 x 7 7/8")	NOTA 3	8
SUSTITUTIVOS				
2	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 x 2 000 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4 x 79")	NOTA 2	1
2	c/u	Cruceta de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 9 x 2 000 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 23/64 x 79")		1
9	m	Cable de Al, desnudo, cableado, ACSR, 2 AWG, 7 (6/1)hilos		9
NOTAS:				
Tanto en la identificación como en la descripción de la unidad de construcción, la numeración entre paréntesis corresponde a la respectiva nota.				
1.- El quinto campo está conformado por: voltaje máximo de servicio continuo (10 = 10 kV) y nivel básico de aislamiento BIL (95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), para protección de Red de distribución = R. El voltaje y el BIL van separados por un guión bajo.				
2.- El ancho de la cruceta de acero galvanizado (75 o 70 mm) se definirá en función de los resultados de las pruebas mecánicas.				
3.- Es opcional su uso.				

**Ilustración 3-1 a.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos
13.8kV Fuente:**

[http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article
&id=462&Itemid=272](http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=462&Itemid=272)



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Correos del Ecuador 2do piso
PBX. 593-2-3976000
FAX. 593-2-3 976000 ext 1235
RUC. 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC)

REVISIÓN: 04

FECHA: 2013-01-04

HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)

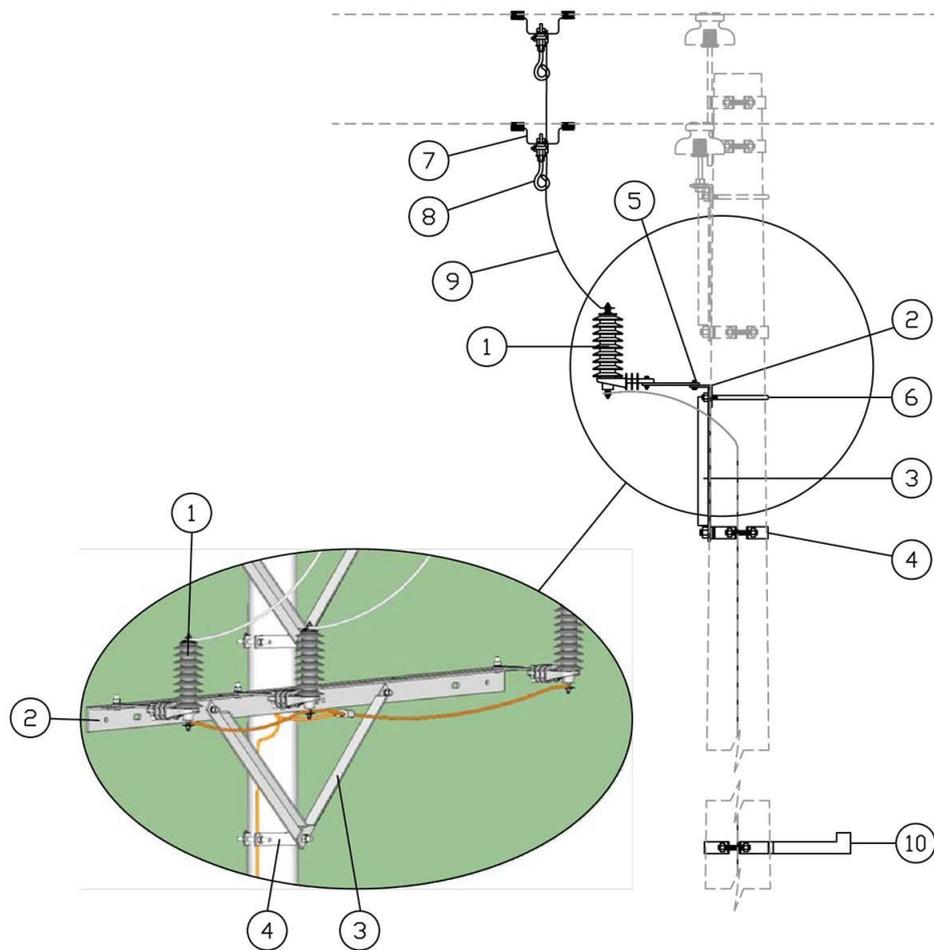
HOJA 2 DE 2

SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GRDy/7,96 kV - 13,2 kV
GRDy/7,62 kV

IDENTIFICADOR UP - UC
SPT-3P(1)

PARA TRES FASES - CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)

IDENTIFICADOR UC
3P(1)



NOTA:

- 1.- EL QUINTO CAMPO ESTA CONFORMADO POR: VOLTAJE MÁXIMO DE SERVICIO CONTINUO (10 = 10 kV) Y NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO BIL (75 = 75 kV, 95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), PARA PROTECCIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN = R. EL VOLTAJE MÁXIMO Y EL BIL SON SEPARADOS POR UN GUIÓN BAJO(_).
- 2.- ES OPCIONAL EL USO DE LAS ABRAZADERAS PARA ESCALONES DE REVISIÓN.

Ilustración 3-1 b.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos

13.8kV. Fuente:

[http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article
&id=462&Itemid=272](http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=462&Itemid=272)



**Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable**

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Correos del Ecuador 2do piso
PBX. 593-2-3976000
FAX. 593-2-3 976000 ext. 1235
RUC. 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

REVISIÓN: 04	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)			
FECHA: 2013-01-04	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)			
HOJA 1 DE 2	SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN 22 kV GRDy / 12,7 kV - 22,8 kV GRDy / 13,2 kV			
IDENTIFICADOR UP-UC SPV-3P(1)	PARA TRES FASES - CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)			
IDENTIFICADOR UC 3P(1)	LISTA DE MATERIALES			
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	NOTAS	CANTIDAD
1	c/u	Pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico, 18 kV, con desconector		3
2*	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 75 x 75 x 6 x 2 000 mm (3 x 3 x 1/4 x 79")	NOTA 2	1
3	c/u	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38 x 38 x 6 x 700 mm (1 1/2 x 1 1/2 x 1/4 x 27 9/16")		2
4	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")		1
5	c/u	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión, 16 x 38 mm (5/8 x 1 1/2")		2
6	c/u	Perno "U" de acero galvanizado, 2 tuercas, 2 arandelas planas y 2 presión, de 16 x 152 mm (5/8" x 6"), ancho dentro de la "U"		1
7	c/u	Estribo de aleación de Cu - Sn, para derivación		3
8	c/u	Grapa de aleación de Al, derivación para línea en caliente		3
9*	m	Conductor de Cu, desnudo, sólido duro, 4 AWG		9
10	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 2 pernos, extensión escalón, 30 x 6 x 200 mm (1 3/16 x 1/4 x 7 7/8")	NOTA 3	8
SUSTITUTIVOS				
2	c/u	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil "L" 70 x 70 x 6 x 2 000 mm (2 3/4 x 2 3/4 x 1/4 x 79")	NOTA 2	1
2	c/u	Cruceta de plástico reforzado con fibra de vidrio, universal, perfil "L" 75 x 75 x 9 x 2 000 mm (2 61/64 x 2 61/64 x 23/64 x 79")		1
9	m	Cable de Al, desnudo, cableado, ACSR, 2 AWG, 7 (6/1)hilos		9
NOTAS:				
Tanto en la identificación como en la descripción de la unidad de construcción, la numeración entre paréntesis corresponde a la respectiva nota.				
1.- El quinto campo está conformado por: voltaje máximo de servicio continuo (10 = 10 kV) y nivel básico de aislamiento BIL (95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), para protección de Red de distribución = R. El voltaje máximo y el BIL van separados con un guión bajo.				
2.- El ancho de la cruceta de acero galvanizado (75 o 70 mm) se definirá en función de los resultados de las pruebas mecánicas.				
3.- Es opcional su uso.				

Ilustración 3-2 a.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos 22kV.

Fuente:

http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=333&Itemid=272



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Correos del Ecuador 2do piso
PBX. 593-2-3976000
FAX. 593-2-3 976000 ext 1235
RUC. 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC)

REVISIÓN: 04

FECHA: 2013-01-04

HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)

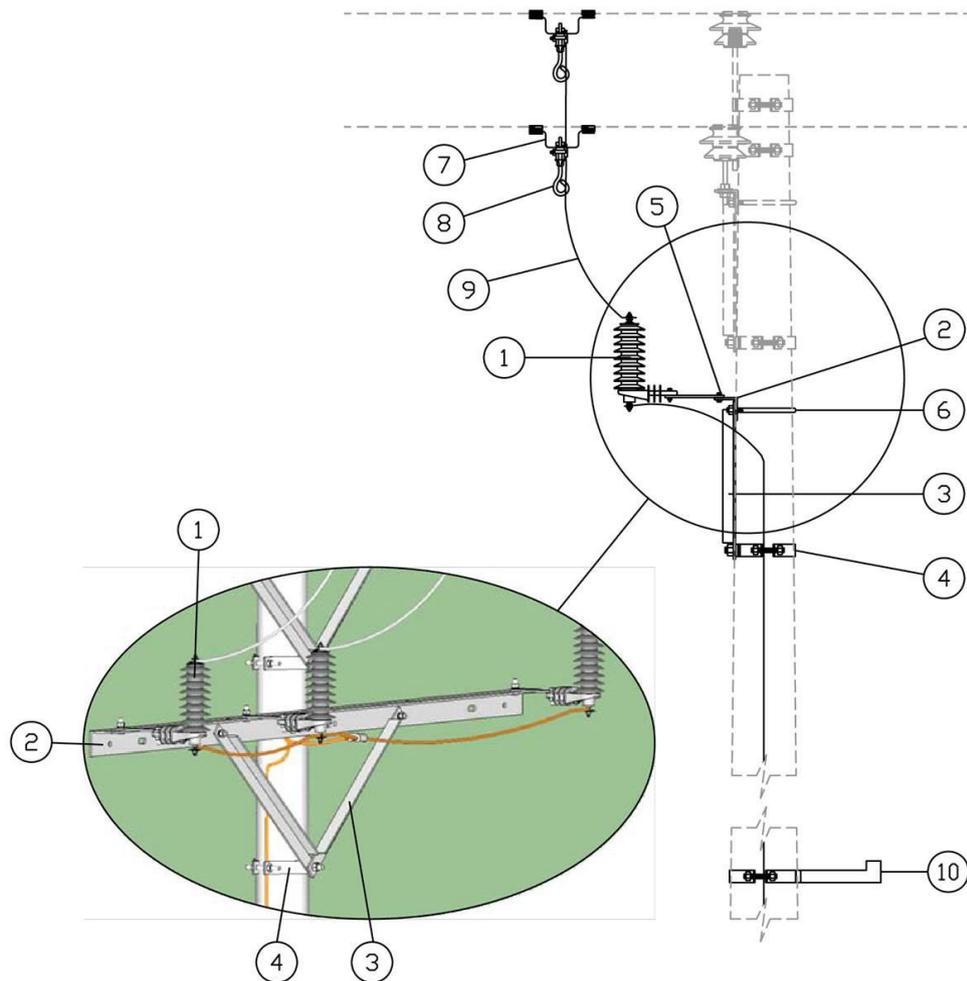
HOJA 2 DE 2

SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN 22 GRDy/12,7 kV - 22,8
GRDy/13,2 kV

IDENTIFICADOR UP - UC
SPV-3P(1)

PARA TRES FASES - CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)

IDENTIFICADOR UC
3P(1)



NOTA:

1.- EL QUINTO CAMPO ESTA CONFORMADO POR: VOLTAJE MÁXIMO DE SERVICIO CONTINUO (10 = 10 kV) Y NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO BIL (95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), PARA PROTECCIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN = R. EL VOLTAJE MÁXIMO Y EL BIL SON SEPARADOS POR UN GUIÓN BAJO().

2.- ES OPCIONAL EL USO DE LAS ABRAZADERAS PARA ESCALONES DE REVISIÓN.

Ilustración 3-2 b.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos 22kV

Fuente:

http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=333&Itemid=272



**Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable**

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Corraos del Ecuador 2do piso
PBX. 593-2-3976000
FAX. 593-2-3 976000 ext 1235
RUC. 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

REVISIÓN: 04	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONTRUCCIÓN (UC)			
FECHA: 2013-01-04				
HOJA 1 DE 2	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)			
IDENTIFICADOR UP-UC SPT-1P(1)	SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GRDy / 7,96 kV - 13,2 kV GRDy / 7,62 kV			
IDENTIFICADOR UC 1P(1)	PARA UNA FASE- CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)			
LISTA DE MATERIALES				
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	NOTAS	CANTIDAD
1	c/u	Pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico, 10 kV, con desconectador		1
2		Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")		1
3	c/u	Estribo de aleación de Cu - Sn, para derivación		1
4	c/u	Grapa de aleación de Al, derivación para línea en caliente		1
5*	m	Conductor de Cu, desnudo, sólido duro, 4 AWG		3
SUSTITUTIVOS				
5	m	Cable de Al, desnudo, cableado, ACSR, 2 AWG, 7 (6/1)hilos		3
<p>NOTA:</p> <p>Tanto en la identificación como en la descripción de la unidad de construcción, la numeración entre paréntesis corresponde a la respectiva nota.</p> <p>1.- El quinto campo está conformado por: voltaje máximo de servicio continuo (10 = 10 kV) y nivel básico de aislamiento BIL (95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), para protección de Red de distribución = R.</p>				

**Ilustración 3-3 a.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos
13.8 kV Fuente:**

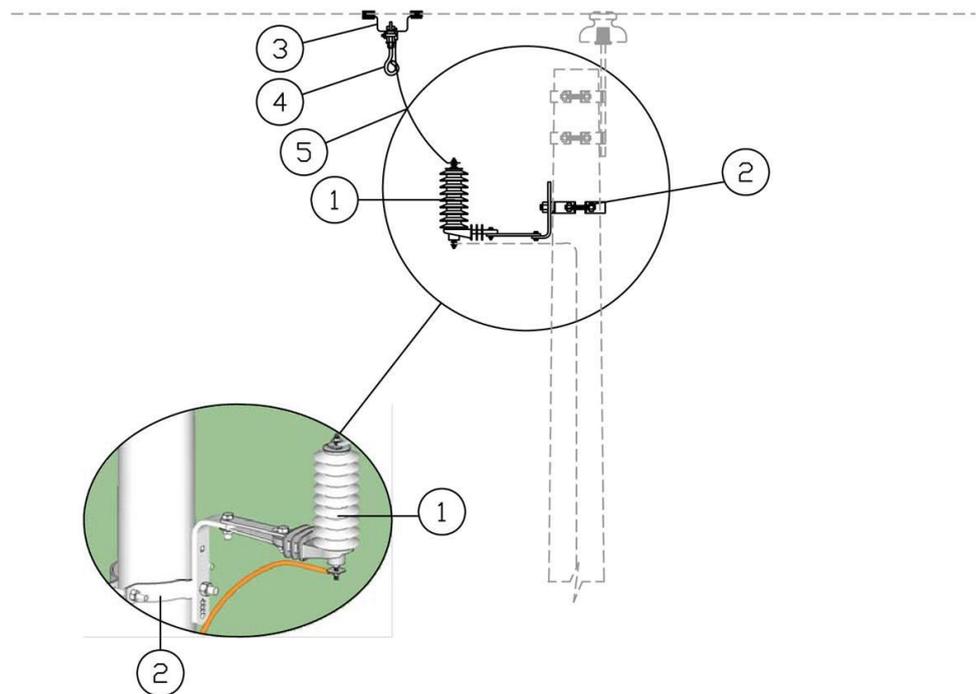
[http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article
&id=470&Itemid=271](http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=470&Itemid=271)



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Correos del Ecuador 2do piso
PBX. 593-2-3976000
FAX. 593-2-3 976000 ext. 1235
RUC. 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC)	REVISIÓN: 04
	FECHA: 2013-01-04
HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)	HOJA 2 DE 2
SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN 13,8 kV GRDy/7,96 kV - 13,2 kV GRDy/7,62 kV	IDENTIFICADOR UP - UC SPT-1P(1)
PARA UNA FASE - CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)	IDENTIFICADOR UC 1P(1)



NOTA:

1.- EL QUINTO CAMPO ESTA CONFORMADO POR: VOLTAJE MÁXIMO DE SERVICIO CONTINUO (10 = 10 kV) Y NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO BIL (75 = 75kV, 95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), PARA PROTECCIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN = R. EL VOLTAJE MÁXIMO Y EL BIL SON SEPARADOS POR UN GUIÓN BAJO(_).

Ilustración 3-3 b.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos 13.8 kV

Fuente:

http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=470&Itemid=271



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Correos del Ecuador 2do piso
PBX. 593-2-3976000
FAX. 593-2-3 976000 ext 1235
RUC. 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

REVISIÓN: 04	SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC)			
FECHA: 2013-01-04	HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)			
HOJA 1 DE 2	SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN 22 kV GRDy / 12,7 kV - 22,8 kV GRDy / 13,2 kV			
IDENTIFICADOR UP-UC SPV-1P(1)	PARA UNA FASE- CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)			
IDENTIFICADOR UC 1P(1)	LISTA DE MATERIALES			
REF	UNID.	DESCRIPCIÓN	NOTAS	CANTIDAD
1	c/u	Pararrayos clase distribución polimérico, óxido metálico, 18 kV, con desconectador		1
2	c/u	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos, 38 x 4 x 140 mm (1 1/2 x 5/32 x 5 1/2")		1
3	c/u	Estribo de aleación de Cu - Sn, para derivación		1
4	c/u	Grapa de aleación de Al, derivación para línea en caliente		1
5*	m	Conductor de Cu, desnudo, sólido duro, 4 AWG		3
SUSTITUTIVOS				
5	m	Cable de Al, desnudo, cableado, ACSR, 2 AWG, 7 (6/1)hilos		3
NOTA: Tanto en la identificación como en la descripción de la unidad de construcción, la numeración entre paréntesis corresponde a la respectiva nota. 1.- El quinto campo está conformado por: voltaje máximo de servicio continuo (10 = 10 kV) y nivel básico de aislamiento BIL (95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), para protección de Red de distribución = R. El voltaje máximo y el BIL van separados con un guión bajo.				

Ilustración 3-4 a.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos 22 kV

Fuente:

[http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article
&id=440&Itemid=271](http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=440&Itemid=271)



Ministerio de Electricidad
y Energía Renovable

Av. Eloy Alfaro No. 29-50 y 9 de Octubre
Edificio Correos del Ecuador 2do piso
PBX. 593-2-3976000
FAX. 593-2-3 976000 ext 1235
RUC. 1768135980001
www.meer.gov.ec
Quito - Ecuador

SECCIÓN 2: MANUAL DE LAS UNIDADES DE CONSTRUCCIÓN (UC)

REVISIÓN: 04

FECHA: 2013-01-04

HOMOLOGACIÓN DE LAS UNIDADES DE PROPIEDAD (UP)

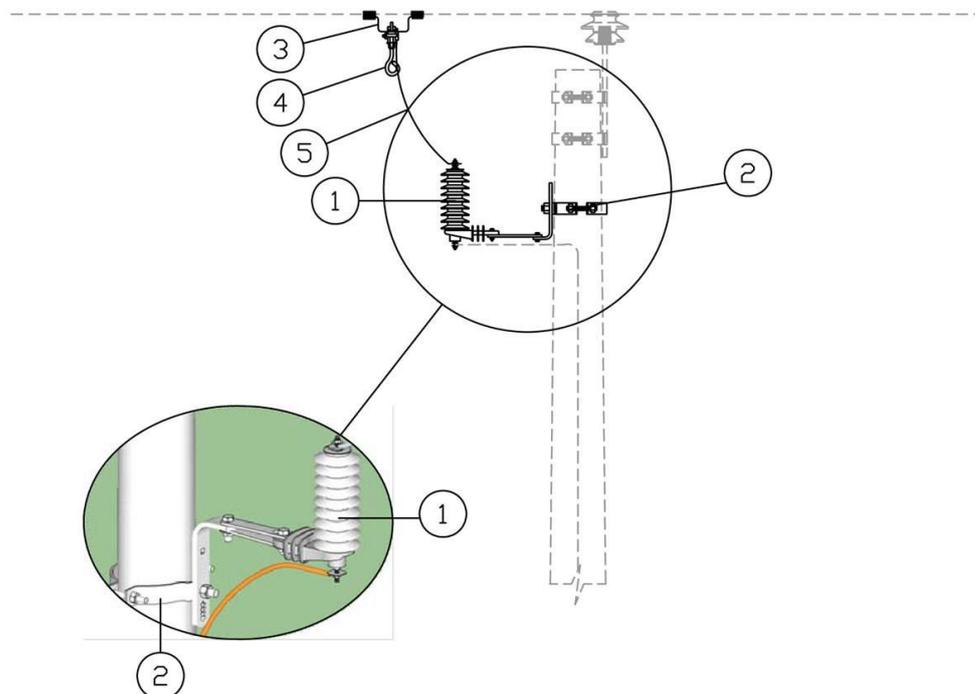
HOJA 2 DE 2

SECCIONAMIENTO Y PROTECCIÓN EN REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN 22 GRDy/12,7 kV - 22,8
GRDy/13,2 kV

IDENTIFICADOR UP - UC
SPV-1P(1)

PARA UNA FASE - CON DESCARGADOR O PARARRAYOS - (NOTA 1)

IDENTIFICADOR UC
1P(1)



NOTA:

1.- EL QUINTO CAMPO ESTA CONFORMADO POR: VOLTAJE MÁXIMO DE SERVICIO CONTINUO (10 = 10 kV) Y NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO BIL (95 = 95 kV, 125 = 125 kV, 150 = 150 kV), PARA PROTECCIÓN DE RED DE DISTRIBUCIÓN = R. EL VOLTAJE MÁXIMO Y EL BIL SON SEPARADOS POR UN GUIÓN BAJO(_).

Ilustración 3-4 b.- Montaje de pararrayos para sistemas de distribución trifásicos 22 kV

Fuente:

http://www.unidadesdepropiedad.com/index.php?option=com_content&view=article&id=440&Itemid=

CAPITULO IV

MODELO ELECTROGEOMÉTRICO.

4.1 Modelo Electrogeométrico de las Redes de Distribución.

El modelo electrogeométrico (MEG) determina el impacto de una descarga atmosférica considerando la intensidad máxima de corriente y la localización del canal de la descarga, suponiendo que tiene una trayectoria vertical [10].

El modelo electrogeométrico es un método analítico que permite probar la efectividad de un sistema de apantallamiento, previniendo o evitando totalmente el impacto del rayo en un área o zona determinada [11].

El mencionado modelo presenta aplicaciones para líneas de distribución con las siguientes particularidades:

- Líneas sin apantallamiento (sin hilo de guarda).
- Líneas con apantallamiento (con hilo de guarda).

Dentro de las líneas con apantallamiento se presentan dos modelos que se describen a continuación:

- Con cable de tierra y una fase.
- Con cable de tierra y N fases.

Este proyecto hace mención a redes de distribución que carecen de sistema de apantallamiento y es por ese motivo que se prestara mayor atención a la aplicación del modelo electrogeométrico para las redes de distribución que presentan esta característica en particular, ya que las mismas tendrán como sistema de protección contra descargas atmosféricas a pararrayos tipo distribución.

4.2 Modelo Electrogeométrico para líneas sin apantallamiento (sin hilo de guarda).

Como se indicó, el modelo electrogeométrico es un método sugerido para determinar el impacto de una descarga tipo rayo, con intensidad de cresta I , en una situación como se presenta en la ilustración 4-1.

1. Se calcula las distancias r_g y r_c para una corriente específica I mediante las ecuaciones:

$$r_c = A * I_0^b \quad [ec. 4]$$

Donde:

r_c = es la distancia de choque al conductor (m).

A y b = constantes que dependen del objeto y la corriente de la descarga como se aprecia en la Tabla 4.1.

I_0 = Corriente pico de la descarga atmosférica.

$$r_g = \begin{cases} [3.6 + 1.7 * \ln(43 - h)] * I_0^{0.65} & \text{para } h < 40[m] \\ 5.5 * I_0^{0.65} & \text{para } h \geq 40[m] \end{cases} \quad [ec. 5]$$

Donde:

r_g = distancia de choque a tierra (m).

h = altura promedio del conductor (m).

I_0 = Corriente pico de la descarga atmosférica en (kA).

La norma IEEE 1410-2010 [4] sugiere que los parámetros r_s y r_g pueden ser determinados mediante las siguientes ecuaciones:

$$r_s = 10 * I_0^{0.65} \quad [ec. 6]$$

Donde:

10 = constante utilizada por la norma IEEE1410 – 2010 tomada

de la Tabla 4.1

I_0 = Corriente pico de la descarga atmosférica en (kA).

$$r_g = 0.9 * r_s \quad [ec. 7]$$

Donde:

0.9 = constante utilizada por la norma IEEE1410 – 2010.

2. Se traza una línea paralela a la tierra con una separación r_g .
3. Se traza un arco de radio r_c y centro en el punto M hasta que se corte con la línea paralela trazada en el paso anterior.

Tabla 4.1.- Constantes para distancias de ruptura. Fuente: [4]

Expresiones	Distancia a tierra		Distancia a un cable	
	A	b	A	b
Wagner	14.2	0.32	14.2	0.32
Young	27	0.32	β^b	0.32
Armstrong	6	0.8	6.7	0.8
Brown	6.4	0.75	7.1	0.75
Andreson	6.4,8,10	0.65	8	0.65
IEEE 1243-1997	β^a	0.65	10	0.65
IEEE Std 998-1996				
Love	10.0	0.65	10.0	0.65
IEEE Working Group 1993	8.0	0.65	8.0	0.65
Whitehead.	9.4	0.66	9.4	0.66
Suzuki	3.3	0.78	3.3	0.78
Darveniza	$2I + 30(1 - e^{-I/68})$			
a	$\beta = 3.6 + 1.7 \ln(43 - h) \quad h < 40$			
	$\beta = 5.5 \quad h < 40$			
b	$\beta = 12000 / (462 - h) \quad \text{para } \beta > 27.0$			

Con esto se puede deducir que:

- Cualquier descarga entre los puntos A y B impactan al conductor y las descargas que se encuentren a la derecha del punto B o izquierda del punto A impactaran en tierra.

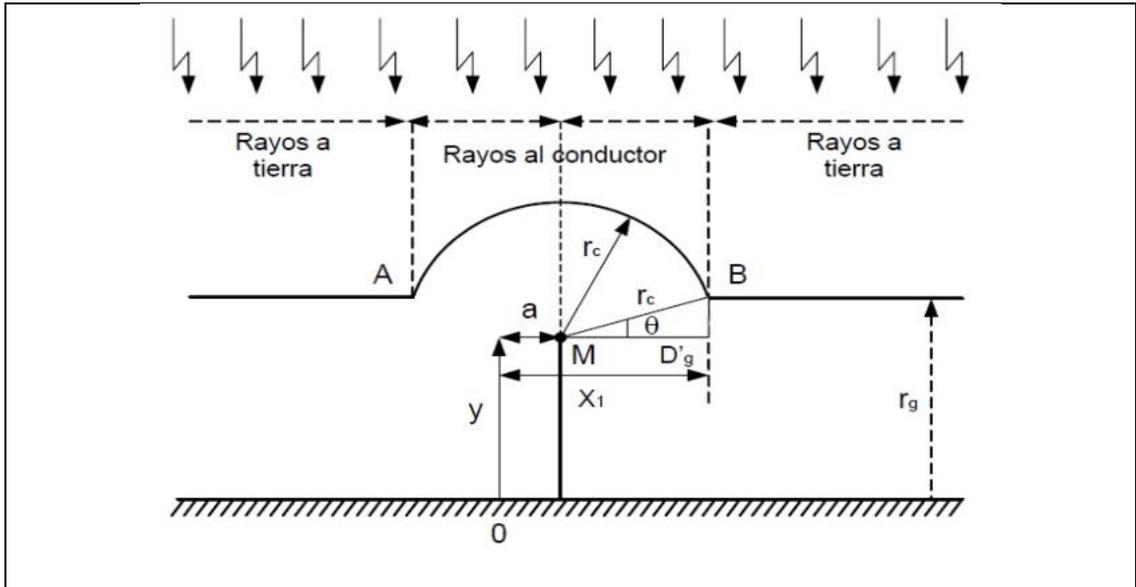


Ilustración 4- 1.- Modelo electrogeométrico para un solo conductor.

Fuente: [12]

La zona comprendida entre los puntos A y B de la ilustración 4-1, es la zona de impacto al conductor y se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$D'_g = \sqrt{r_c^2 - (r_g - y)^2} \quad [ec. 6]$$

Donde:

$y =$ altura del poste sin considerar la parte enterrada

O también se puede determinar de la siguiente manera:

$$D'_g = r_c * \cos\theta \quad [ec. 7]$$

Donde:

$\theta =$ es la relación trigonométrica de : $\text{sen}^{-1} \frac{r_g - y}{r_c}$.

El conductor M está separado una distancia “a” del origen de coordenadas, se tiene que:

$$X_1 = a + D'_g \quad [ec. 8]$$

Donde:

$X_1 =$ distancia desde la referencia 0 hasta el final de la zona del conductor M. Por simple inspección $X_1 = D_g$ si se sitúan el centro de coordenadas en el eje del conductor.

$a =$ separación del conductor con referencia al origen del sistema de coordenadas.

El presente modelo electrogeométrico es utilizado para determinar múltiples factores como:

- Factor de protección o blindaje por cercanía de objetos.
- Frecuencia de flameos por descargas indirectas, distancia máxima, distancia mínima y voltaje máximo inducido.

4.3 Factor de Protección o Blindaje por Cercanía de Objetos.

El factor de protección o blindaje se define como la porción por unidad de una línea de distribución protegida por objetos cercanos (Sf). En la ilustración 4-2, se presenta la gráfica de los factores de protección o blindaje de objetos de diferentes alturas y ubicados a diferentes distancias, para una línea de distribución de 10 metros de altura [4].

Esta gráfica es obtenida a partir del modelo electrogeométrico para una sola línea sin apantallamiento como se indica en la ilustración 4-1.

El lugar donde se encuentre emplazada la red de distribución es un factor importante ya que al estar inmerso en un ambiente con altos o bajos niveles de descargas atmosféricas el funcionamiento de la red variará.

Si en la trayectoria de una red de distribución se encuentran elementos ubicados a los costados como árboles, edificaciones o diferentes tipos de estructuras, estos intervienen de sobremanera para evitar el impacto de las descargas atmosféricas

en las redes de distribución, los mencionados elementos interceptan y desvían las descargas atmosféricas evitando el impacto en las redes.

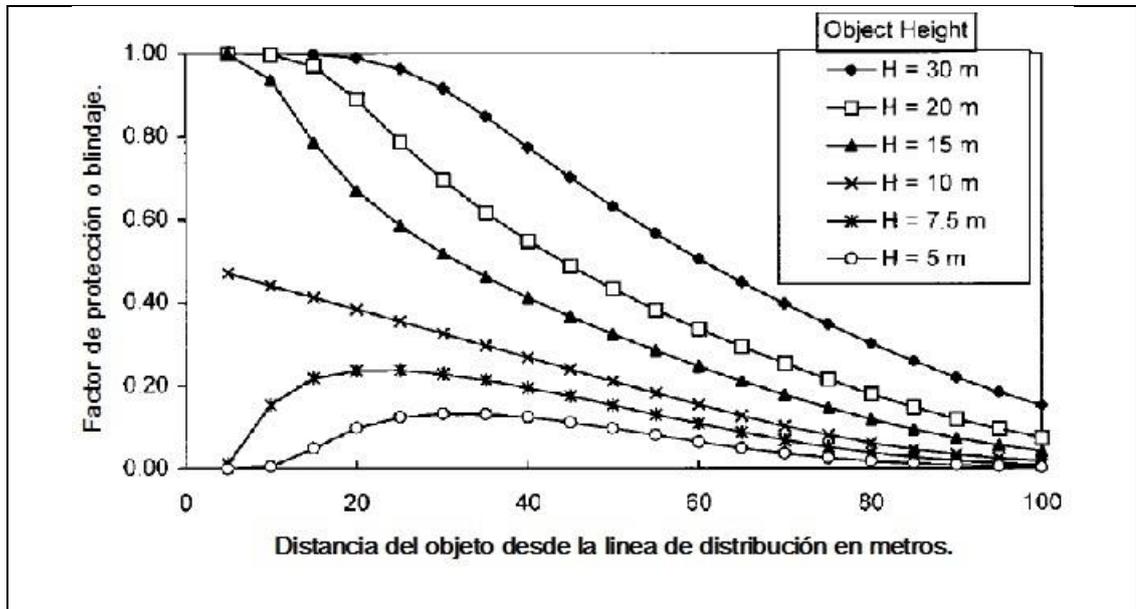


Ilustración 4- 2.-Factores de protección por cercanía de objetos de diferentes alturas para una línea de distribución de 10 metros de altura.

Fuente: [4]

Si una red de distribución presenta un factor de protección de 0.0 significa que se encuentra emplazada en campo abierto y carece de elementos que colaboren a la captación y desvío de las descargas atmosféricas, y, si presenta un factor de 1.0 significa que la red de distribución está protegida por completo y cuenta con elementos alrededor que apoyan a la captación y desvío de las descargas atmosféricas. Se puede presentar el particular que una red de distribución tenga diferentes factores de protección en los costados, en este caso el factor de protección será la suma de los mismos.

4.4 Flameos por voltajes inducidos, voltaje máximo inducido, distancia máxima y distancia mínima.

Se han propuesto diversos métodos de cálculo para determinar el número de flameos que se producen en las redes de distribución a causa de descargas indirectas,

el presente trabajo toma como guía el sistema utilizado en [4], el mismo que es un método simplificado de la fórmula de Rusck , y propone su fórmula para determinar el máximo voltaje que se inducen en las redes de distribución a causa de las descargas atmosféricas indirectas [13], y el método de Chowdhuri , el cual se enfoca a las tensiones inducidas por descargas atmosféricas impactadas en las cercanías de la red de distribución y para el correspondiente análisis se guía en el modelo de descargas de retorno y el cálculo de campos electromagnéticos [13].

Conociendo la aleatoriedad con la que se presentan las descargas atmosféricas, es necesario realizar el cálculo correspondiente en el campo de la probabilidad.

Existe una variedad de modelos para determinar voltajes inducidos a las redes de distribución, los mismos que dependen de diferentes parámetros y factores y teniendo en común la utilización del modelo electrogeométrico.

Para determinar el máximo voltaje inducido en una red de distribución se ha empleado la fórmula de Rusck que es de gran aceptación por su simplicidad y veracidad en su demostración matemática.

En la ec.9 se presenta la mencionada formula y los factores que intervienen en el cálculo.

$$V_{max} = \frac{Z_0 I_0 h}{y} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{v}{v_0} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{v}{v_0} \right)^2}} \right) \quad [ec. 9]$$

Donde:

$$Z_0 = \frac{1}{(4\pi)\sqrt{\mu_0/\epsilon_0}} \text{ ó que es igual a } 30\Omega.$$

$I_0 =$ corriente pico del rayo.

$h =$ altura promedio de la línea de distribución sobre el nivel de la tierra.

$y =$ distancia mas corta entre la descarga y la linea.

$v =$ velocidad de retorno de la descarga ($1.2 * 10^8$ m/s) .

$v_0 =$ velocidad de la luz en espacio libre ($2.99 * 10^8$ m/s) .

Mediante el modelo electrogeométrico y la formula de Rusck se puede determinar la distancia máxima (y_{max}) que una descarga atmosférica puede provocar la inducción de voltajes en las redes de distribución y por consiguiente flameo en el aislamiento. En la ec.10 se presenta la fórmula establecida para el cálculo del mencionado factor y se indica a continuación:

$$y_{max} = \frac{Z_0 I_0 h}{V_{max}} \left(1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{v}{v_0} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left(\frac{v}{v_0} \right)^2}} \right) \quad [ec. 10]$$

La ecuación 10 (ec.10) surge de la ecuación 9 (ec.9), es necesario considerar algunos aspectos para realizar el cálculo de la distancia máxima (y_{max}).

Primero, la mencionada distancia se obtiene despejando la variable y de la ec. 9, como se presenta en la ec.10, la corriente de pico I_0 será el valor del límite inferior de la corriente de intervalo seleccionado, es decir, el valor de la corriente de una descarga atmosférica tipo rayo está en el rango de 1kA hasta los 200kA dividido en intervalos de 1kA, por lo tanto, si se tiene una descarga atmosférica que está en el intervalo de 15kA - 16kA, se tomara como límite inferior al valor de 15kA y como límite superior al valor de 16kA.

El valor V_{max} se determina mediante la siguiente ecuación:

$$V_{max} = 1.5 * CFO \quad [ec. 11]$$

Donde:

1.5 = *factor de aproximación que tiene en cuenta el cambio en la curva*

voltaje versus tiempo del aislamiento, esta aproximación es utilizada para cálculo

A continuación se presenta un ejemplo tomado de la norma IEEE 1410-2010 , en el cual se necesita conocer la distancia máxima y mínima a la que una descarga atmosférica puede provocar flameos por voltajes inducidos, sabiendo que la estructura presenta un CFO = 150kV , h=10m y un intervalo de corriente de 49kA-50kA

Aplicando la ecuación 10, con $I_0 = 49kA$ (límite inferior del intervalo de corriente) $V_{max} = 450kV$ y $h = 10m$ se establece una $y_{max} = 84.6 m$.

Para determinar la y_{min} se aplica la ecuación 12, teniendo en consideración que los valores correspondientes a r_c y r_g serán determinados con $I_0 = 50kA$ (límite superior del intervalo de corriente) aplicando las ecuaciones 4 y 5, respectivamente, y por consiguiente se obtiene que $y_{min} = 72.53m$.

Por lo tanto:

- Si un rayo se precipita entre $y = 0, y, y = y_{min} = 72.53m$ impactara a la red de distribución.
- Si un rayo se precipita entre $y = y_{min} = 72.53 m$ y $y = y_{max} = 84.6 m$. se producirá un impacto a tierra y flameo de voltaje inducido.
- Si un rayo se precipita a una distancia superior a $y = y_{max} = 84.6 m$ no se produce ningún efecto en la red de distribución.

CAPITULO V

MODELO DE ONDA VIAJERA.

5.1 Análisis del Modelo de Fuente de Onda Viajera Inducida en una Línea de Distribución.

En el campo de la ingeniería para el análisis de ciertos fenómenos naturales se trata de establecer un modelado matemático para su debida explicación, en el capítulo inicial de este trabajo se indicó el origen y los inconvenientes que las descargas atmosféricas pueden ocasionar en las redes de distribución.

Cuando se suscita una descarga atmosférica, ya sea, de forma directa o indirecta en zonas donde se encuentran emplazadas redes de distribución, se provocaran transitorios que afectan al funcionamiento y los niveles de tensión de las redes eléctricas.

Los transitorios que se pueden presentar en una red de distribución no son generadas únicamente por descargas atmosféricas, también pueden ser ocasionadas y estar relacionadas a maniobras de interrupción en los equipos de control de la red.

La tensión y la corriente que se conduce (descarga atmosférica directa) o se induce (descarga atmosférica indirecta), en las redes de distribución eléctrica pueden ser representadas mediante ondas, las mismas que viajan a través de la red con velocidades de propagación determinadas.

A continuación se procede a realizar el análisis y estudio del comportamiento de las ondas viajeras en las redes de distribución

5.2 Sobrevoltaje.

Se puede definir como sobrevoltaje al fenómeno que interviene en una red o sistema eléctrico incrementando el valor del potencial eléctrico entre las fases o fase

y tierra, en otros términos se podría describir como la presencia de una onda o impulso de voltaje que sobrepasa el valor del voltaje nominal de la red o sistema.

En la ilustración 5-1, se presenta las diferentes formas de onda o impulso generadas por un sobrevoltaje.

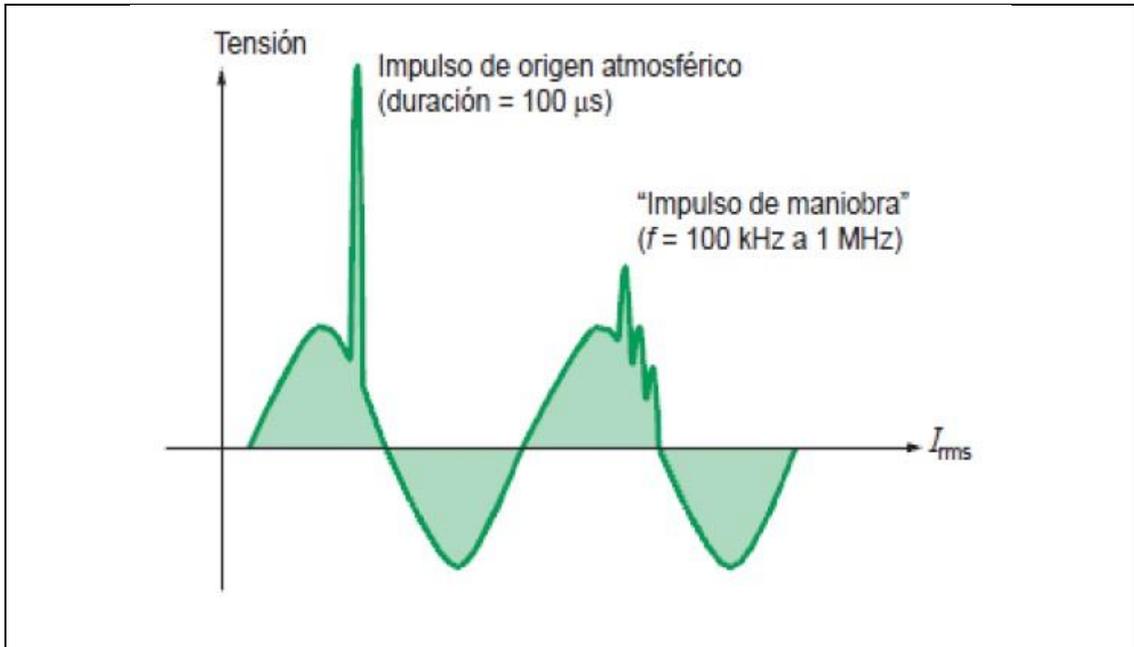


Ilustración 5- 1.- Onda de sobrevoltaje característica.

Fuente: https://www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion_electrica/guia_instalaciones_electricas/capitulo-j-proteccion-sobretensiones.pdf

5.3 Clasificación de los Sobrevoltajes.

Los sobrevoltajes en redes de distribución se clasifican de la siguiente manera:

5.3.1 Por Duración:

El tiempo de duración de un sobrevoltaje depende de la causa del transitorio y el amortiguamiento que inyectan los equipos a la red [14].

5.3.1.1 Temporales.

- Fallo de aislamiento.
- Pérdida brusca de carga.
- Resonancia y ferresonancia.

- Pérdida de neutro.
- Fenómenos de conexión o desconexión de condensadores.

5.3.1.2 Transitorio.

- Energización y reconexión de líneas.
- Cortocircuitos y eliminación de cortocircuitos.
- Maniobras con corrientes inductivas o capacitivas.
- Pérdida brusca de carga.
- Sobrevoltajes por rayos en líneas aéreas.
- Sobrevoltajes por rayos en estaciones receptoras.

5.3.2 Por su origen.

Este tipo de transitorio depende del origen o causa del transitorio, por lo general el origen de las sobretensiones es por descargas atmosféricas y maniobras en el sistema eléctrico.

5.3.2.1 Sobrevoltaje por maniobra.

- Sobrevoltaje por energización y reconexión de líneas.

5.3.2.2 Sobrevoltajes por ferresonancia.

- Sobrevoltaje por conexión de circuitos capacitivos en serie a devanados de un transformador
- Sobrevoltaje por conexión de capacitor en serie al devanado primario de un transformador de distribución.

5.3.2.3 Sobrevoltaje por descargas atmosféricas.

- Sobrevoltaje por carga estática.
- Sobrevoltaje por descarga directa.

- Sobrevoltaje por descarga indirecta.

En el presente trabajo se prestara atención a los sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas y la mitigación de los mismos en las redes de distribución.

5.4 Características de las Sobretensiones.

A más de la clasificación que se realizó en el punto anterior, se puede realizar una ordenación más completa de este tipo de transitorios en base de sus factores como el valor de cresta, duración y frecuencias o gama de frecuencias en el proceso transitorio. En la tabla 5-1, se muestra la clasificación de los sobrevoltajes, de igual manera se presenta las causas y características.

Tabla 5-1.- Clasificación, causas y características de las sobretensiones
Fuente: © Derechos de autor.

Tipo de sobretensión.	Causas	Características.
Sobrevoltajes temporales.	<ul style="list-style-type: none"> • Originadas por operaciones de maniobra 	<ul style="list-style-type: none"> • Larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos). • De frecuencia igual o aproximada a la de operación.
Sobrevoltaje de frente lento.	<ul style="list-style-type: none"> • Originadas por operaciones de maniobra 	<ul style="list-style-type: none"> • Corta duración (pocos milisegundos). • Frecuencias entre 2 y 20kHz.
Sobrevoltaje de frente rápido.	<ul style="list-style-type: none"> • Generadas por descargas atmosféricas (rayo) 	<ul style="list-style-type: none"> • Duración muy corta. • Amplitud de la tensión muy superior a la nominal.
Sobrevoltaje de frente muy rápido.	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas de maniobra en subestaciones de SF_6. 	<ul style="list-style-type: none"> • Duración de pocos microsegundos. • Frecuencia superior a los 1MHz.

5.4.1 Valor de cresta.

Se entiende como valor de cresta, al valor máximo de un sobrevoltaje el cual dependerá de ciertos factores y procedencia [14].

Los sobrevoltajes pueden ser resultado de múltiples causas y parámetros, cuya influencia puede ser determinante en la mayoría de ocasiones.

5.4.2 Frecuencia de oscilaciones.

Las frecuencias oscilatorias en los sobrevoltajes se deben a la frecuencia de las fuentes que alimentan la red, las frecuencias naturales provenientes de los equipos del sistema eléctrico y distancia de conductores [14].

La norma UNE-EN 60071-1, [15] establece otra clasificación de las sobretensiones en base de la forma de onda y duración normalizada.

A continuación se muestra la clasificación realizada por la norma mencionada siendo:

5.4.2.1 Sobrevoltaje de baja frecuencia.

Caracterizada por ser de larga duración, origina frecuencias próximas a la de operación y presenta la siguiente subdivisión:

- Tensión permanente a frecuencia industrial.
- Sobrevoltaje temporal.

5.4.2.2 Sobrevoltaje transitorio.

Caracterizado por ser de corta duración, unidireccional y muy amortiguada. Un sobrevoltaje transitorio puede estar seguido por un sobrevoltaje temporal [14].

Los sobrevoltajes transitorios según la mencionada norma se subdividen en:

- Sobrevoltajes de frente lento.
- Sobrevoltajes de frente rápido.
- Sobretensiones de frente muy rápido.

En la tabla 5-2, se presenta un resumen de los tipos y formas de los sobrevoltajes y formas de onda normalizados.

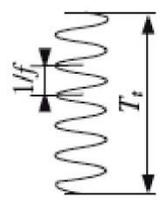
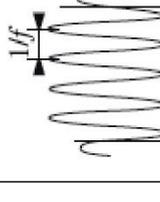
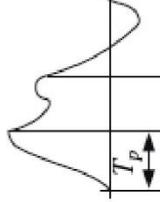
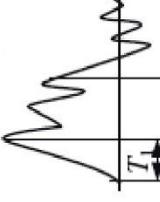
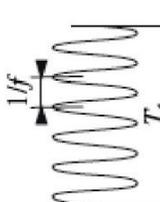
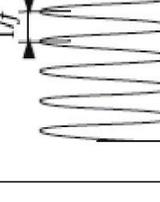
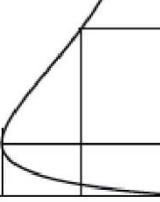
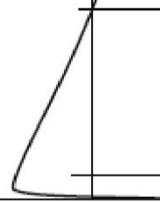
5.5 Forma de onda normalizadas.

En la norma UNE-EN 60071-1 se ha establecido las formas de ondas normalizadas y se definen de la siguiente manera:

- ***Tensión normalizada de corta duración a frecuencia industrial:*** es una tensión sinusoidal, con frecuencia entre 48 y 62Hz y duración de 60 seg.
- ***Impulso de tensión tipo maniobra normalizada:*** es un impulso de tensión con tiempo de subida hasta el valor de cresta de $250\mu s$ y tiempo de cola igual $2.500\mu s$.
- ***Impulso de tensión tipo rayo normalizado:*** es un impulso de tensión con tiempo de subida hasta el valor de cresta de $1.2\mu s$ y tiempo de cola de $50\mu s$.
- ***Impulso de tensión tipo maniobra combinado normalizado:*** impulso de tensión con dos componentes con mismo valor de cresta y polaridad opuesta.

Tabla 5-2 Tipos de formas de sobretensiones, formas de ondas normalizadas y ensayos de tensión soportada normalizada.

Fuente: UNE-EN 60071-1, Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas, 2006.

Tipo	Baja frecuencia		Transitorio		
	Continua	Temporal	Frente lento	Frente Rápido	Frente muy rápido
Forma de ondas de tensiones y sobretensiones					
Gama de formas (Frecuencia, frente de subida y duración)	$f = 50\text{ Hz o } 60\text{ Hz}$ $T_t \geq 3.600\text{ s.}$	$10\text{ Hz} < f < 500\text{ Hz}$ $0.02\text{ s} \leq T_t \leq 3.600\text{ s}$	$20\text{ }\mu\text{s} < T_p \leq 5.000\text{ }\mu\text{s}$ $T_2 \leq 20\text{ ms}$	$0.1\text{ }\mu\text{s} < T_1 \leq 20\text{ }\mu\text{s}$ $T_2 \leq 300\text{ }\mu\text{s}$	$T_f \leq 100\text{ ns}$ $0.3\text{ MHz} < f_1 < 100\text{ MHz}$ $30\text{ kHz} < f_2 < 300\text{ kHz}$
Formas de onda de tensión normalizadas.					(*)
Ensayo de tensión soportada normalizada.	(*)	Ensayo a frecuencia industrial de corta duración.	Ensayo impulso tipo maniobra	Ensayo impulso tipo rayo.	(*)

(*) A especificar por el comité de producto concerniente.

5.6 Onda Viajera.

Al ser energizada una línea de transmisión o distribución, la corriente, el voltaje y la potencia, presenta una trayectoria que va desde la fuente hacia la carga a una determinada distancia, propagándose como ondas electromagnéticas con velocidad finita, permitiendo que a un determinado tiempo la carga sea suministrada por la potencia, esto da lugar al concepto de ondas viajeras en líneas de distribución con parámetros distribuidos [16].

Al referirse al término “parámetros distribuidos”, significa que los valores de voltaje y corriente en la línea varían con la longitud desde el emisor hasta el receptor. Las ondas viajeras se transmiten a través de los conductores y pueden provocar sobretensiones superiores a la tensión nominal del sistema [6].

La magnitud de la onda viajera dependerá del nivel de tensión que se conduce o induce en la red de distribución.

En la ilustración 5-2, se muestra el comportamiento característico de una onda viajera en una red de distribución al ser impactado en forma directa por una descarga atmosférica a un conductor de fase, la onda de tensión y corriente se dividirá en dos partes iguales propagándose en ambos sentidos (izquierdo y derecho) e incrementando el potencial de la línea hasta el valor de la descarga, mientras tanto que la corriente puede llegar a valores aproximados hasta 200kA con frentes de ondas altos y viajando a velocidades aproximadas a la de la luz ($2.99 * 10^8 m/s$).

Cuando una red de distribución es impactada en forma directa por una descarga atmosférica por lo general ocurre la salida de funcionamiento de la red.

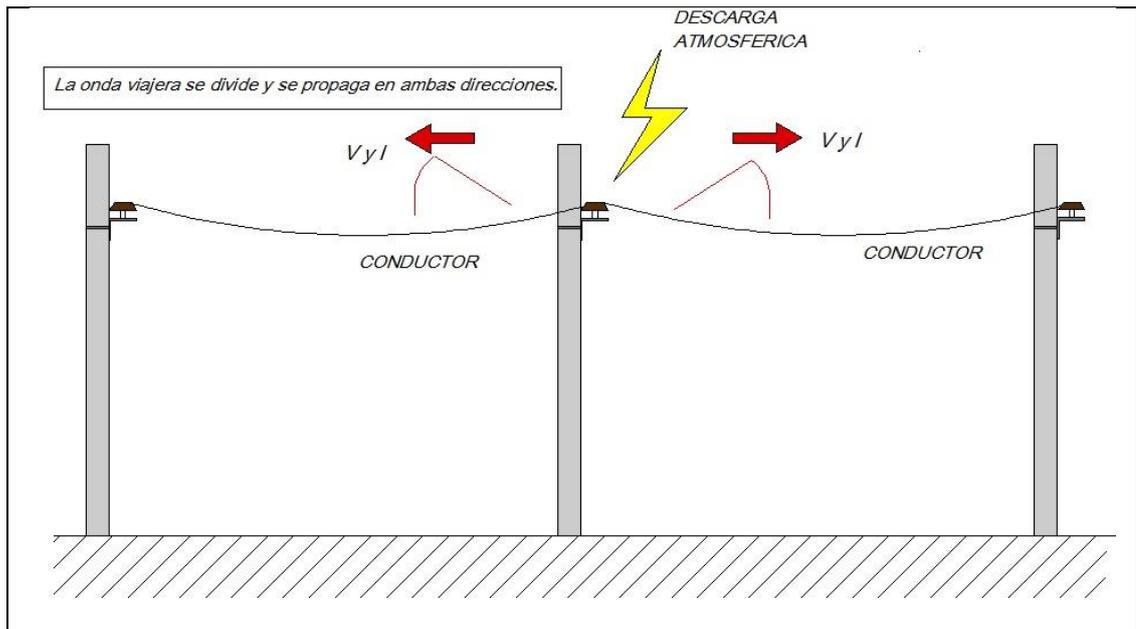


Ilustración 5- 2.- Propagación de la onda viajera ocasionada por una descarga atmosférica directa.

Fuente: © Derechos de autor.

De igual forma ocurre con el comportamiento de la onda viajera inducida por una descarga atmosférica indirecta, los sobrevoltajes se generan por el cambio brusco del campo electromagnético ocasionado por la circulación de la corriente de retorno, este tipo de sobrevoltaje es muy común y presenta las mismas características de propagación que la onda viajera mencionada anteriormente y se muestra en la ilustración 5-3. Estos transitorios tienen mayor influencia en las redes de media y baja tensión.

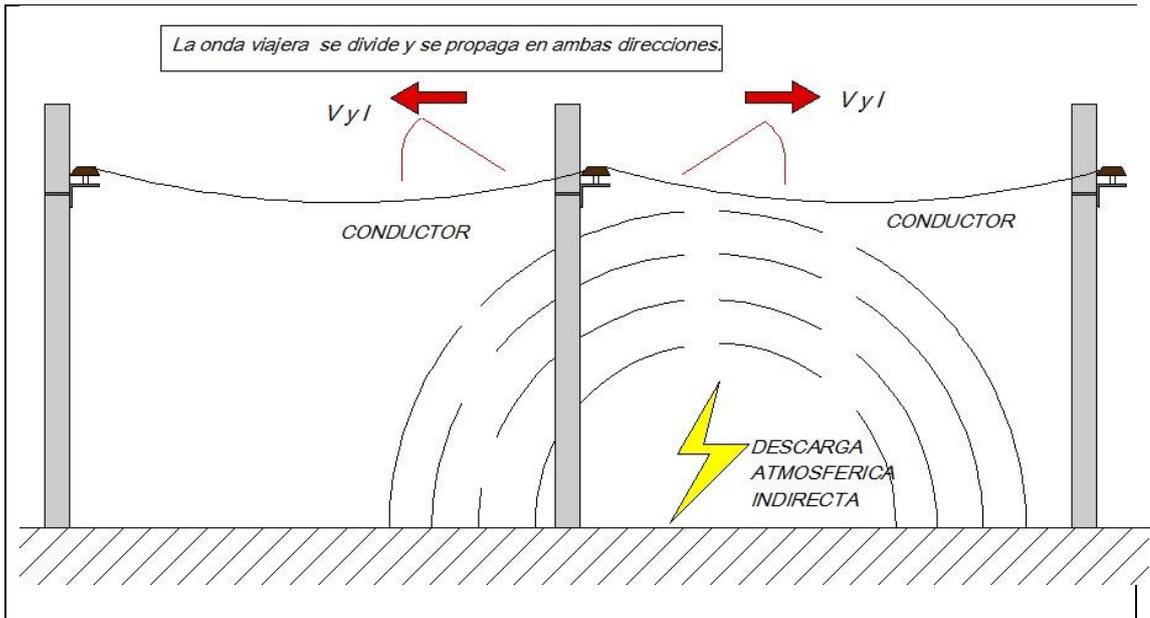


Ilustración 5- 3.- Propagación de la onda viajera ocasionada por una descarga atmosférica indirecta.

Fuente: © Derechos de autor.

Las ondas viajeras se amortiguan a medida que viajan en la red de distribución; sin embargo con la implementación de pararrayos en las redes se mitiga en mayor escala el mencionado transitorio, esto se presenta en la ilustración 5-4.

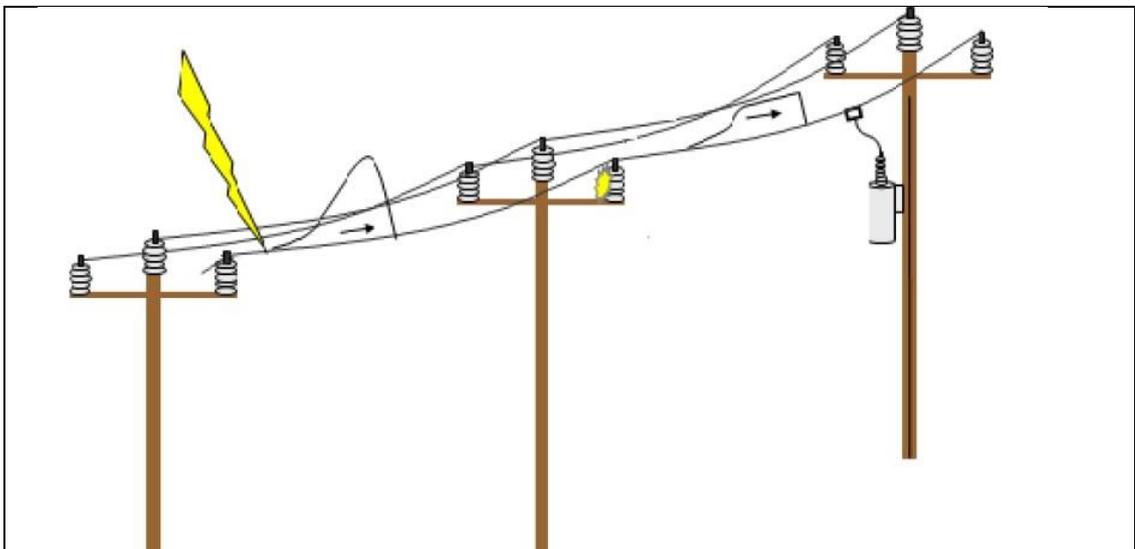


Ilustración 5- 4.- Mitigación de la onda viajera

Fuente:

http://www.arresterworks.com/arresterfacts/pdf_files/ArresterFacts_038_What_is_the_Value_of_a_Distribution_Arrester.pdf

Para el análisis matemático de las ecuaciones de voltaje $v(x,t)$ y corriente $i(x,t)$, en una onda viajera se recurre a la solución de D'Alembert [17], y es aplicable para una línea de transmisión monofásica sin pérdidas con parámetros distribuidos y están expresadas de la siguiente manera:

$$v(x,t) = F_1(x - vt) + F_2(x + vt) \quad [ec. 13]$$

$$i(x,t) = \frac{1}{Z_0} F_1(x - vt) + \frac{1}{Z_0} F_2(x + vt) \quad [ec. 14]$$

Donde:

x = posición a lo largo de la línea.

t = tiempo

v = velocidad de propagación.

Z_0 = impedancia característica de la línea.

F_1 y F_2 = dependen de las condiciones de frontera del caso en estudio.

F_1 = representa una onda que se traslada en dirección positiva de x a una velocidad c (onda directa).

F_2 = representa una onda que se traslada en dirección negativa de x a una velocidad c (onda inversa).

La impedancia característica de la línea de transmisión (Z_0) y de la velocidad de propagación (v) mencionada en la ecuación 14, están determinado por:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad [ec. 15]$$

$$v = \sqrt{\frac{1}{LC}} \quad [ec. 16]$$

Donde:

L = inductancia de la línea.

C = capacitancia de la línea.

5.7 Reflexión y Refracción de Ondas Viajeras.

Una de las características de las líneas de transmisión es la bidireccionalidad de la potencia, es decir, que la línea puede transmitir potencia en ambas direcciones.

La producción de ondas reflejadas, incidentes y refractadas, ocurre cuando se encuentran diferentes valores de impedancia en un determinado trayecto. Cuando una línea de transmisión o distribución llega a un transformador o existe un cambio de trayectoria brusco en el tendido se generan diferentes valores de impedancias.

Se tiene un trayecto de un sistema de transmisión con líneas unidas entre sí, donde Z_1 y Z_2 son impedancias características de las líneas respectivamente, y si se considera que $Z_1 > Z_2$, por lo tanto las ondas de tensión y corriente reflejadas, incidentes y transmitidas presentaran un comportamiento como lo indica la ilustración 5-5.

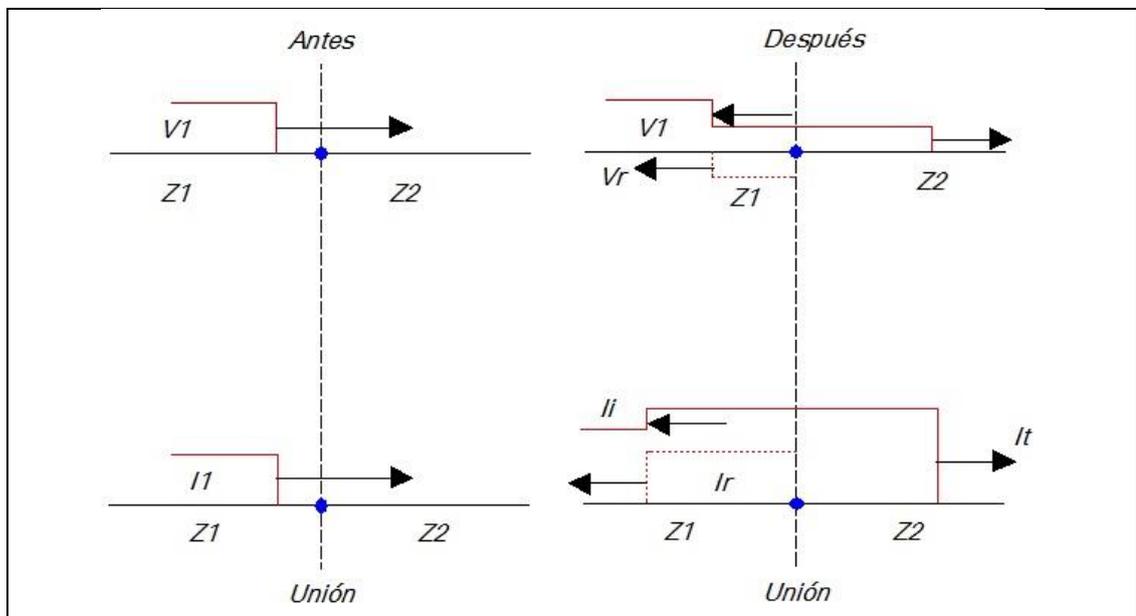


Ilustración 5- 5.- Ondas de tensión y corriente reflejada, incidente y transmitida en líneas de impedancia Z_1 y Z_2 .

Fuente: [18]

La onda incidente (i) y la reflejada (r) presentan el comportamiento especificado en la ilustración anterior y muestran relación con las impedancias características de las dos líneas (Z_1 y Z_2) como se detalla a continuación:

$$Z_1 = \frac{V_i}{I_i} \quad [ec. 17]$$

$$-Z_1 = \frac{V_r}{I_r} \quad [ec. 18]$$

$$Z_1 = \frac{V_t}{I_t} \quad [ec. 19]$$

El término V_t es la tensión que se trasmite a la segunda línea de transmisión en cualquier instante y resulta la suma algebraica de los voltajes, reflejado más el incidente en la primera línea de transmisión, siendo:

$$V_t = V_i + V_r \quad [ec. 20]$$

De igual forma la corriente transmitida estará expresada de la siguiente manera:

$$I_t = I_i + I_r \quad [ec. 21]$$

Desarrollamos las ecuaciones anteriores y obtenemos que:

$$I_t * Z_2 = Z_1 * I_i - Z_1 * I_r \quad [ec. 22]$$

Por lo tanto:

Tensión transmitida:

$$V_t = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} * V_i \quad [ec. 23]$$

Tensión reflejada:

$$V_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} * V_i \quad [ec. 24]$$

Corriente reflejada:

$$I_r = \frac{V_i}{Z_1} * \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad [ec. 25]$$

Corriente transmitida:

$$I_t = \frac{2}{Z_1 + Z_2} * V_i \quad [ec. 26]$$

La reflexión de las ondas viajeras de voltaje o corriente en las líneas de transmisión implica el cambio de signo, pero en ningún caso de las dos simultáneamente. Por lo tanto las ecuaciones de tensión reflejada y transmitida se resumen en las siguientes expresiones:

$$V_t = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2} * V_i = \alpha * V_i \quad [ec. 27]$$

$$V_r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2} * V_i = \beta * V_i \quad [ec. 28]$$

Donde:

$$\alpha = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}; \text{ coeficiente de transmisión; para valores comprendido } 0 \leq \alpha \leq 2$$

dependiendo de los valores relativos de Z_1 y Z_2 .

$$\beta = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_1 + Z_2}; \text{ coeficiente de reflexión; sus valores pueden ser positivos o negativos dependiendo de los valores relativos de } Z_1 \text{ y } Z_2, -1 \leq \beta \leq 1.$$

En la ilustración 5-6, se presente un resumen grafico de múltiples situaciones que puede presentar una onda viajera dependiendo de los valores de Z_1 y Z_2 .

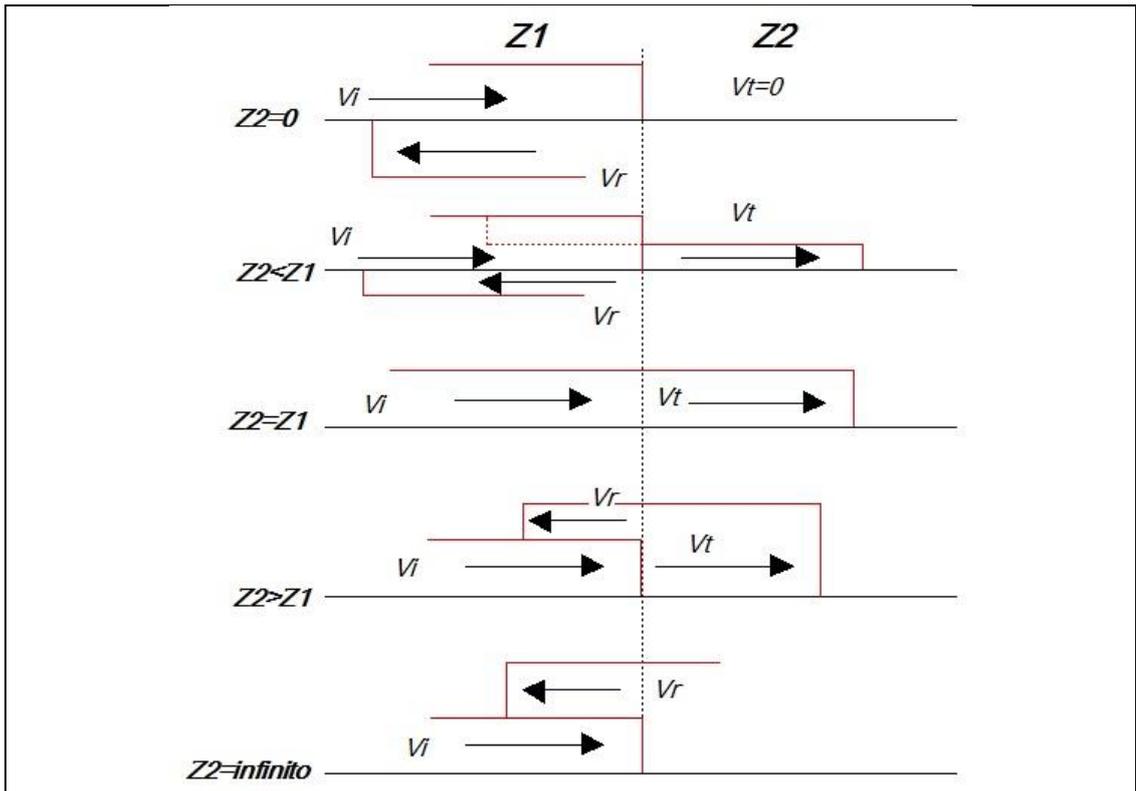


Ilustración 5- 6.- Resumen grafico de las varias opciones de onda de tensión.

Fuente: [19]

CAPITULO VI.

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN Y UBICACIÓN DE PARARRAYOS.

6.1 Metodología para la selección y ubicación de pararrayos para redes de distribución de media tensión.

En el Capítulo 1 (sección 1.8.2), del presente trabajo se indicó el funcionamiento de los pararrayos y su comportamiento ante las descargas atmosféricas, en este capítulo se propondrá una metodología para la selección y ubicación de pararrayos en redes de distribución de media tensión tomando en consideración las normativas analizadas en el capítulo 2 (sección 2.1 y 2.2).

Los pararrayos considerados en este trabajo son los que están constituidos por óxido metálico de zinc (ZnO) en la ilustración 6-1, se presenta la constitución interna y externa de un pararrayos y de igual manera en la tabla 6.1, se presenta los nombres de cada elemento numerado.

Algunos fabricantes de estos dispositivos los clasifican según la norma IEC 60099-4 en pararrayos clase 1, clase 2, clase 3, clase 4 y clase 5, para determinar la capacidad de absorción de energía, mientras que otros fabricantes realizan la clasificación según la norma IEEE C62.22-1997 y ANSI denominándolos como tipo normal duty o heavy duty.

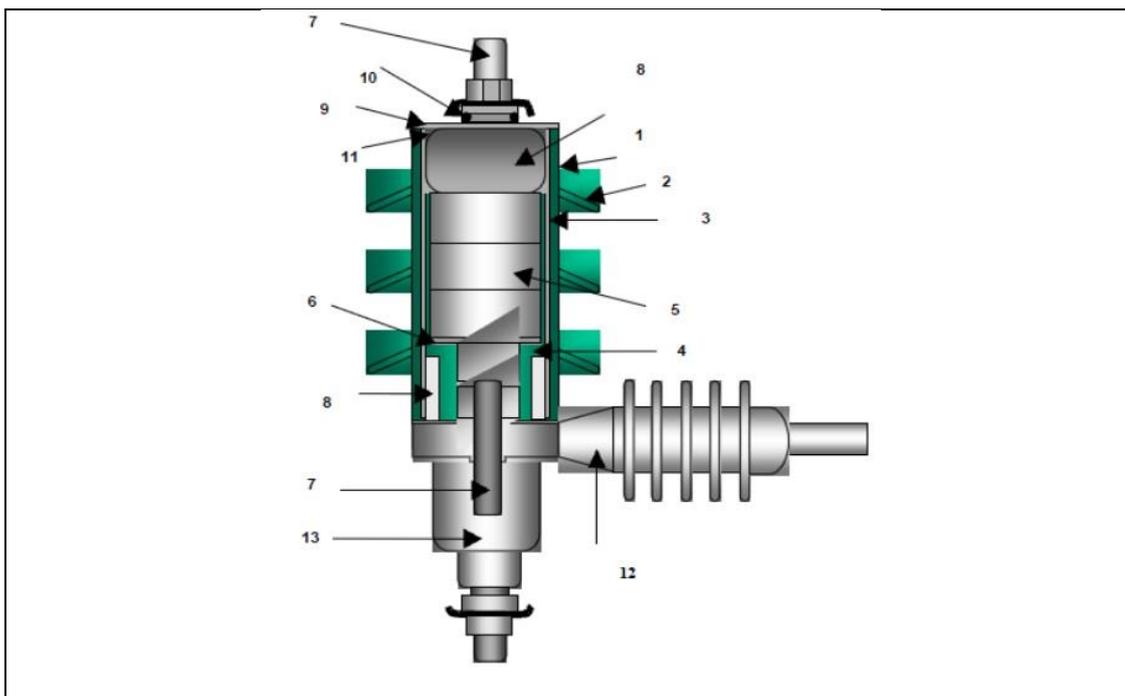


Ilustración 6- 1.- Constitución interna y externa de un pararrayos de óxido de zinc.

Fuente: [20]

Tabla 6.1.- Elementos constitutivos de un pararrayos de óxido de zinc (ZnO).

Fuente: [20]

Ítem	Descripción
1	Carcasa del pararrayo en goma siliconada
2	Alabes vulcanizados
3	Tubo en fibra de vidrio
4	Compuesto en resina epóxica
5	Varistores de óxido metálico (ZnO)
6	Presión/tapa de contacto
7	Varilla de acero inoxidable
8	Retenedores en aluminio.
9	Tapa de sellado superior e inferior.
10	Anillo en neopreno
11	RTV aislante para medir la entrada de humedad
12	Soporte aislado para montaje del descargador
13	Desconector.

6.2 Clasificación de los pararrayos según norma IEC 60099-4.

La norma IEC 60099-4 es una norma europea y clasifica a los pararrayos en cinco clases, que están en función de los siguientes parámetros:

- Clases de descarga de línea (LCD)

- La amplitud de la onda de impulso (1.5kA, 2.5kA, 5kA, 10kA, 20kA- $8/20\mu seg$).

Las corrientes nominales de descarga indicadas anteriormente pertenecen a diferentes rangos de tensiones nominales y la clase de descarga de línea (LCD) pertenece a las corrientes de prueba para evaluar la capacidad para evacuar energía los pararrayos de tensión nominal (kJ/kV), en función del $V_{residual}$ con impulso tipo maniobra y el valor eficaz de la tensión nominal $V_{nominal}$ del pararrayos [21].

Las clases de descargas a líneas mencionadas en la norma IEC 60099-5 son las que se presenta en la tabla 6.2.

Tabla 6-2.- Clases de descarga a línea según Norma IEC 60099-5
Fuente: [21]

Clase de descarga de líneas	Us (kV)
1	≤ 245
2	≤ 300
3	≤ 420
4	≤ 550
5	≤ 800

La norma IEC presenta la gráfica donde muestra la energía transformada dentro del pararrayos en ensayo referido a su voltaje nominal que se produce durante una única descarga de línea, esta energía no es fija ya que depende del nivel de protección del pararrayos, específicamente del voltaje residual ($V_{residual}$) con impulso de maniobra.

Cuando mayor es el voltaje residual, menor energía absorberá el pararrayo durante la descarga de la línea, la mencionada relación la encontraremos en la ilustración 6-2.

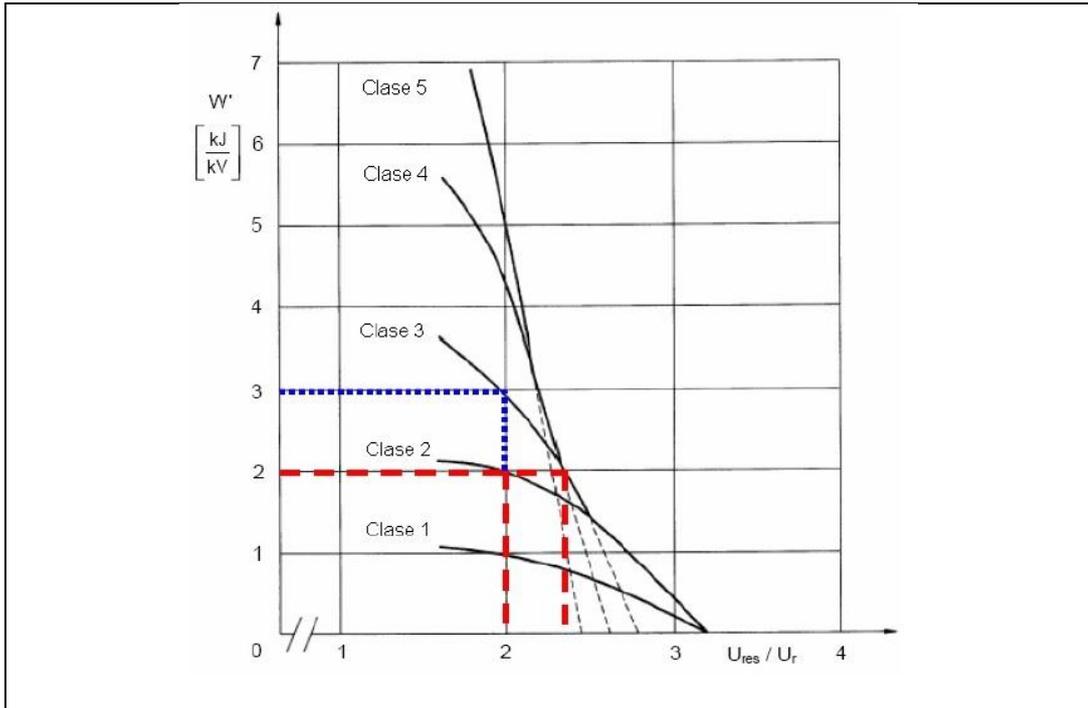


Ilustración 6- 2.- Energía específica de un pararrayo.

Fuente: [21]

6.2.1 Normal Duty y Heavy Duty según norma IEEE C62.22-1997 y ANSI.

Cuando nos referimos al término Normal Duty en pararrayos de distribución, se hace alusión a los pararrayos para servicio normal o uso normal y cuando se refiere al término Heavy Duty, se hace mención a pararrayos que soportaran y disipan gran cantidad de energía. La diferencia entre los parrayos Normal Duty y Heavy Duty radica en la cantidad de energía a ser disipada.

La elección de una determinada clase de pararrayos está sometido al criterio del diseñador del proyecto, es necesario mencionar que los pararrayos clase Heavy Duty, son implementados en redes de distribución donde presentan altos índices de descargas atmosféricas (N_g).

6.3 Selección de pararrayos.

En el mercado nacional e internacional existe una gran variedad de fabricantes de pararrayos con diferentes modelos y clases según la potencia requerida por la red de distribución, entre las marcas más reconocidas tenemos:

- ABB.
- Siemens.
- Cooper.
- Ohio Brass (Hubell Power System).

En el presente trabajo se dará principal atención a la marca Ohio Brass (Hubell Power System), en especial a los pararrayos para redes de distribución (distribution class PDV), la mencionada marca de pararrayos presenta mayor acogida en las redes de distribución de la CENTROSUR y cuenta con tres clases, Normal Duty, Heavy Duty y Riser Pole. Es necesario indicar que el fabricante Ohio Brass (Hubbell Power System) realiza la clasificación de los pararrayos de distribución con su propia nomenclatura y se presenta a continuación el equivalente en la norma IEEE C62.22 y ANSI:

- PDV65 OPTIMA, pararrayo tipo distribución, Normal Duty.
- PDV100 OPTIMA, pararrayo tipo distribución, Heavy Duty.
- PDR OPTIMA, Riser Pole.

En la ilustración 6-3, se presenta un pararrayos del tipo distribución del mencionado fabricante.



Ilustración 6- 3.- Pararrayo tipo distribución PDV Ohio Brass (Hubell Power System).

Fuente: [22]

La clase de pararrayos implementados en las redes de distribución de la CENTROSUR son del tipo Heavy Duty; por ese motivo se presta mayor énfasis a las características técnicas y físicas de esta clase de protecciones.

6.4 Determinación del voltaje Línea-Tierra y MCOV o U_c mínimo.

A continuación se presenta el método matemático para determinar el voltaje Línea- Tierra y el índice MCOV o U_c , para la selección de pararrayos en redes de distribución.

Para determinar el valor del voltaje Línea – Tierra se aplica la siguiente expresión:

$$V_{L-T} = \frac{V_{L-L}}{\sqrt{3}} \quad [ec. 29]$$

Donde:

V_{L-T} = *Volteje Linea – Tierra*

$V_{L-L} = \text{Voltaje Línea} - \text{Línea}.$

El MCOV o U_c como se indicó en instancias anteriores es el valor máximo de la tensión (RMS), a frecuencia industrial que se puede aplicar de forma continua en los terminales de un pararrayos y está en función de la siguiente expresión:

$$MCOV \text{ ó } U_c \geq \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} \quad [ec. 30]$$

Donde:

$MCOV \text{ ó } U_c = \text{Máxima tensión de servicio continuo del pararrayos en kV}.$

$U_{max} = \text{Tensión entre fases de la red mas el factor de regulación del 5\% para norma IEEE – ANSI y 10\% para norma IEC de la tensión entre fases expresada en kV}.$

Por ejemplo; se tiene una red de distribución trifásica de 23kV, el voltaje nominal fase –fase será de 23kV, a este valor se incrementa el 5% de valor del voltaje nominal de la red³, por lo tanto el valor de tensión máxima será 24.15kV \approx 24.2kV.

Paso siguiente, dividimos el mencionado valor para $\sqrt{3}$ o que es igual a 1.7023, obteniendo el valor de MCOV igual a 13.94kV; por consiguiente será el máximo valor de voltaje Línea –Tierra.

En el Anexo 1 y Anexo 2 del presente documento se presentan el valor de MCOV o U_c de algunos sistemas con diferentes niveles de tensión según la IEEE – ANSI e IEC respectivamente.

Es necesario indicar que la normativa IEEE y ANSI recomiendan el incremento del 5% del valor nominal del voltaje entre fases como factor de regulación y la normativa IEC recomienda el incremento del 10%.

³ índice sugerido por la IEEE y ANSI para factor de regulación.

6.5 Coeficiente de falla a tierra de la red.

El coeficiente de falla a tierra Ke , se define como la relación entre la mayor tensión de fase sin daños durante una falla del tipo fase-tierra y la tensión de fase que se tendría en el punto de falla si esta no existiera [23], y está en función de la siguiente expresión:

$$Ke = \frac{U_{pf}}{U_p} \quad [ec. 31]$$

Donde:

$$U_{pf}$$

= *Tensión eficaz entre una fase sin falla del punto de P y tierra durante una falla a tierra.*

$$U_p$$

= *Tensión eficaz entre cualquier fase del punto P y tierra en ausencia de falla.*

6.6 Determinación de la elevación de tensión de fase debido a falla de tierra

Cuando una red de distribución trifásica experimenta una falla de puesta a tierra en una de sus fases, las dos fases sin falla presentan la elevación del voltaje entre fase-tierra y entre las fases y como se conoce que los pararrayos están de por medio entre la fase y la tierra; por lo tanto estos reaccionaran al incremento de tensión hasta la apertura el sistema, en el campo de los sistemas eléctricos de potencia este inconveniente es conocido como una falla asimétrica.

Para determinar el aumento de tensión durante un fallo a tierra se procede a multiplicar la tensión de línea – tierra por el factor de perdida a tierra o factor de perdida falla a tierra, en la tabla 6-3, se presenta los factores de falla a tierra sugeridas para el cálculo del aumento de tensión de fase sin falla durante una falla a

tierra, es necesario indicar que los mencionados factores están directamente relacionados a la configuración de conexión de cada sistema.

Por ejemplo; en un sistema con nivel de tensión igual a 13.8kV con neutro sólidamente conectado a tierra – 4 hilos, el voltaje máximo continuo línea-tierra, será 8.36kV, en consecuencia el voltaje durante una falla a tierra en una fase sin daño será igual al producto del voltaje máximo continuo (MCOV), por el factor de falla a tierra (Ke), para un sistema sólidamente aterrado igual a 1.35, el procedimiento mencionado se resume en la siguiente expresión:

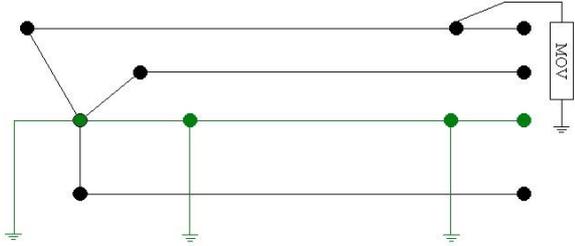
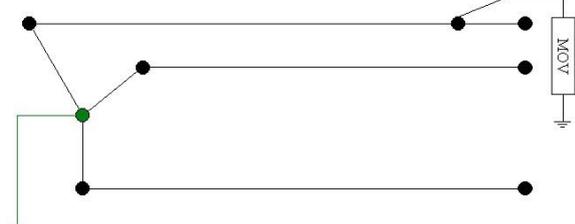
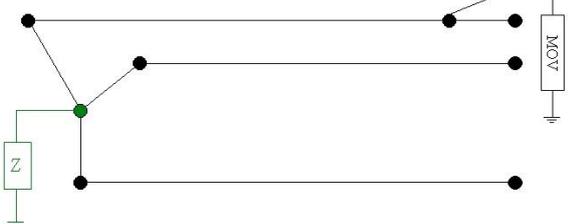
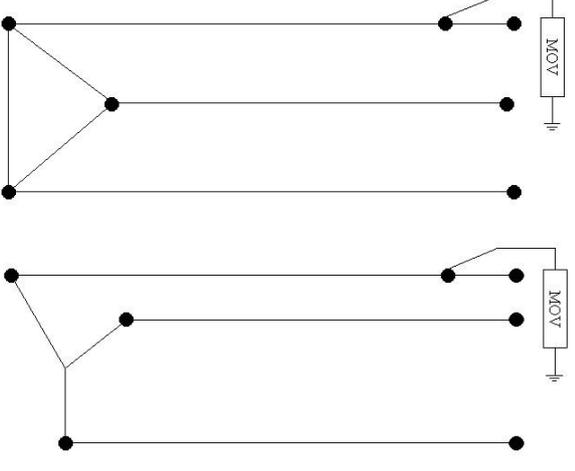
$$\textit{Tensión de falla por falla a tierra} = \textit{MCOV} * \textit{Ke} \quad [\textit{ec. 32}]$$

Para el ejemplo propuesto se obtiene que:

$$\textit{Tensión de falla por falla a tierra} = 8.36kV * 1.35$$

$$\textit{Tensión de falla por falla a tierra} = 10.45kV$$

Tabla 6-3.- Coeficiente de falla a tierra de la red. Fuente: © Derechos de Autor.

Tipo de sistema.	Configuración del sistema.	Coeficiente de falta a tierra
Sistema con neutro sólidamente conectado a tierra -4 hilos (Multiaterrado)		1.35
Aterrado en la fuente, 3 hilos		1.4
Sistemas con impedancias a tierra		1.73
Sistemas aislados y sistemas Delta.		1.73

En el anexo 3 y anexo 4, se presentan valores de MCOV o U_c para algunos niveles de tensión acorde a la norma IEEE – ANSI e IEC respectivamente.

Algunos fabricantes en las hojas de información de los pararrayos consideran el valor de Ke , para determinar el MCOV de sus productos, es decir, que aplican la expresión de la ecuación [ec. 33] :

$$MCOV \text{ ó } U_c \geq \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} * Ke \quad [ec. 33]$$

Esto significa que es la aplicación de la ecuación 32, para determinar el MCOV. En el anexo 3 y 4 se presentan los valores de MCOV considerando el índice Ke .

6.7 Hoja de información del fabricante.

Todo elemento y dispositivo mecánico o eléctrico cuentan con un documento donde se indican las principales características físicas, técnicas y de funcionamiento de los mismos, este documento se lo conoce como “Hoja de Información del Fabricante” o con su sinónimo en inglés, “Datasheet”.

En la tabla 6-3, se presenta los valores correspondientes a las pruebas de impulso de corriente de gran amplitud, impulso de corriente de larga duración y corrientes de descarga, realizados a los pararrayos PDV65 y PDV100, las mencionadas pruebas están sujetas a la norma IEEE C62.22-2006.

Tabla 6-3.- Pruebas de corriente para pararrayo PDV65 y PDV100.

Fuente: [22]

Tipo de prueba	PDV100 Optima	PDV65 Optima
Alta corriente, Corta duración.	2 descargas , 100kA	2 descargas , 65kA
Alta corriente, Corta duración.	20 descargas 250 A*200us	20 descargas 75 A*2000us
Ciclo Normal	20-10 kA mas 2 de 40kA	22-5kA

Como se indicó, los pararrayos que se implementan en las redes de distribución de la CENTROSUR son del tipo Heavy Duty (PDV100 Optima).

El fabricante en la hoja de información correspondiente al producto, presenta las principales características eléctricas para este dispositivo y se muestra en la tabla 6-4, de igual forma presenta las principales características físicas (dimensiones), espaciamientos entre pararrayos y niveles de aislamiento como lo indica la tabla 6-5.

Tabla 6-4.- Características eléctricas del pararrayo PDV100 Optima (Ohio Brass - Hubbell Power System). Fuente: [22]

Voltaje nominal (kV)	MCOV (kV)	FOW-Frente de onda. 0.5us, 10kA (kV)	Descarga de switcheo 500 A (kV)	Máxima tensión de descarga 8/20us					
				1.5kA	3kA	5kA	10kA	20kA	40kA
3	2.55	10.6	7.6	8.0	8.5	9.0	9.9	11.1	13.2
6	5.1	21.3	15.3	15.9	17.0	18.0	19.8	22.3	26.5
9	7.65	31.2	22.4	23.3	24.9	26.4	29.0	32.6	38.8
10	8.4	34.0	24.4	25.4	27.1	28.8	31.6	35.6	42.3
12	10.2	40.4	29.0	30.3	32.3	34.2	37.6	42.3	50.3
15	12.7	51.4	36.9	38.5	41.1	43.5	47.8	53.8	64.0
18	15.3	60.6	43.5	45.4	48.4	51.3	56.4	63.5	75.5
21	17.0	68.3	49.0	51.1	54.5	57.8	63.5	71.4	85.0
24	19.5	81.9	58.8	61.3	65.5	69.3	76.2	85.7	102.0
27	22.0	91.9	65.9	68.8	73.4	77.8	85.5	96.2	114.4
30	24.4	101.1	72.5	75.7	80.7	85.5	94.0	105.8	125.8
36	29.0	121.4	87.0	97.9	97.0	102.7	112.9	127.0	151.1

En las redes de distribución por lo general no se cuenta con la información necesaria con respecto al tiempo de duración de la falla, es por esa razón que en redes de distribución con sistemas de configuración no efectivos como el sistema aislado o delta, se emplea el voltaje de línea como el valor de MCOV. Es por ese motivo que algunos fabricantes especifican los valores de MCOV para sus productos en función de la configuración del sistema como lo presenta el anexo 3 y 4.

Tabla 6-5.- Dimensiones, espaciamento entre pararrayos y niveles de aislamiento para PDV100 Optima (Ohio Brass -Hubbell Power System). Fuente: [22]

U _R Niveles de voltaje.	U _c MCOV	Altura X	Distancia de fuga	Espaciamentos Recomendados		Peso	Nivel de aislamiento (kV)	
				Fase- Fase	Fase- Tierra		BIL	Frecuencia a resistir
kV	kV	mm	mm	mm	mm	kg	1.2/50	Mojado
3	2.55	173	216	127	76	1.3	15.8	7.8
6	5.1	193	287	137	86	1.5	31.7	15.7
9	7.65	221	366	152	102	1.7	46.3	22.1
10	8.4	221	366	157	107	1.7	50.6	24.2
12	10.2	236	432	191	140	2.0	60.1	28.5
15	12.7	295	640	216	165	2.5	76.4	35.5
18	15.3	295	640	241	191	2.5	90.2	42.8
21	17.0	315	714	254	203	2.8	101.4	47.6
24	19.5	389	927	305	254	3.8	121.7	54.6
27	22.0	417	1006	330	279	4.0	136.6	61.6
30	24.4	429	1072	356	305	4.2	150.2	68.3
36	29.0	490	1280	419	368	47.7	180.3	81.1

Para la Altura X, estipulada en la tabla 6.5, se tomara en consideración la ilustración 6-4.

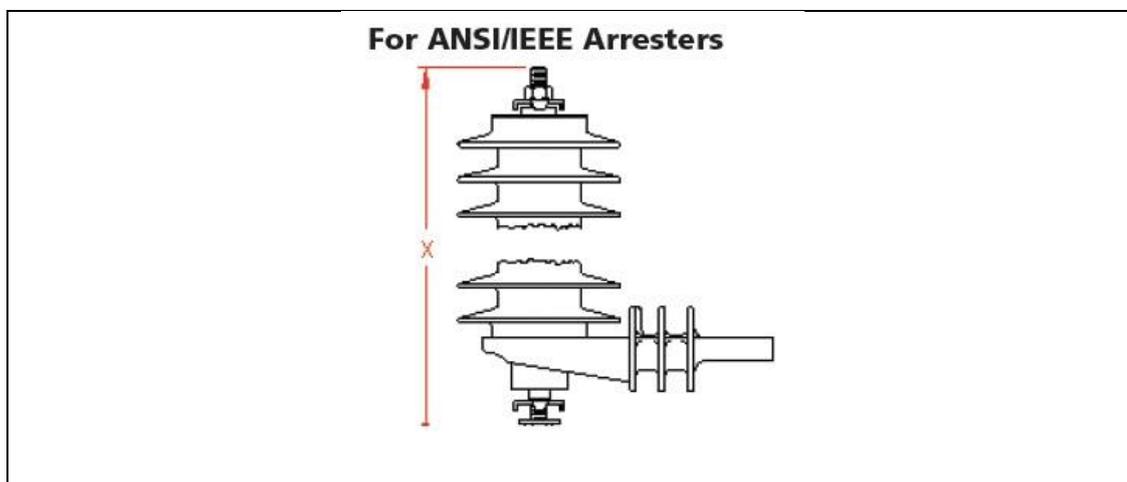


Ilustración 6- 4.- Grafica para consideración de Altura X en pararrayos PDV100 Optima (Ohio Brass -Hubbell Power System).

Fuente: [22].

Otro dato importante que se presenta en la hoja informativa del fabricante, es la curva del TOV, la misma, es indispensable para el dimensionamiento y selección de pararrayos en redes de distribución, y permite establecer por simple visualización

el límite hasta el cual el pararrayos puede soportar sobretensiones temporales con diferentes niveles de tensión y tiempos de duración. En la ilustración 6-5, se presenta la mencionada curva para los tres tipos de pararrayos que presenta Ohio Brass – Hubell Power System, para redes de distribución.

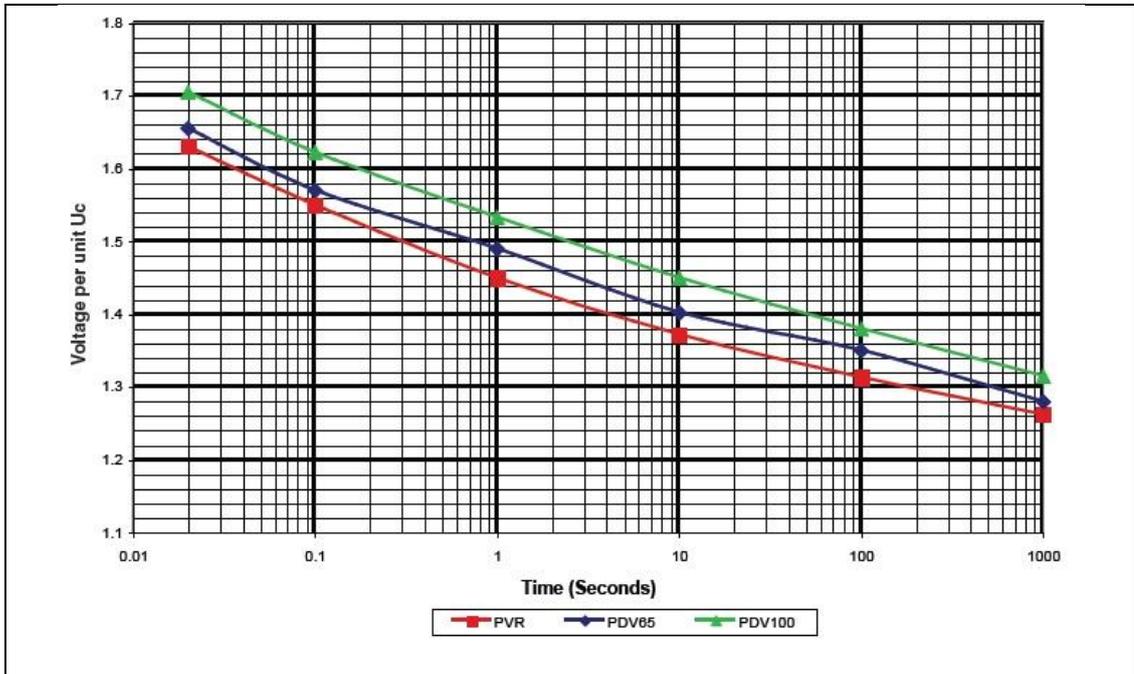


Ilustración 6- 5.- Curva de TOV para pararrayo PVR, PDV65 Optima (Normal Duty) y PDV100 OPTIMA (Heavy Duty).

Fuente: [22]

En la parte final del documento perteneciente a la hoja de información de los pararrayos PDV100 OPTIMA de Ohio Brass -Hubbell Power System, se menciona a la “Coordinación de Aislamiento” y se hace referencia a los márgenes de protección para los niveles de aislamiento en uso [22]. Además se muestra un ejemplo para un sistema de 34,5kV, con sistema de conexión multiterrado -4 hilos, con BIL igual a 150kV. ⁴ Y estará protegido por pararrayos del tipo PDV100 con MCOV igual a 22kV.

⁴ Valor estipulado por el fabricante del elemento a ser protegido.

Para determinar el porcentaje del margen de protección del sistema se procede a la aplicación de la siguiente expresión, la misma se presenta en la hoja de información del fabricante del mencionado pararrayos, y es la siguiente:

$$\left(\frac{\text{Nivel de aislamiento (BIL)}}{\text{Voltaje de descarga del parrayos(LPL)}} - 1 \right) * 100 = \% \text{ Margen de protección.} \quad [\text{ec.34}]$$

Donde:

Nivel de aislamiento = Corresponde al índice BIL.

Voltaje de descarga del pararrayos = Máximo voltaje de descarga

considerando el valor del MCOV del pararrayos , en el rango de $8\mu s/20\mu s$ a 10 kA . Ver Tabla 6.4.

Por consiguiente; para el ejemplo planteado en el documento informativo del producto, aplicamos la ecuación 32, y tomando en consideración los datos impuestos se tendrá que:

$$\left(\frac{\text{Nivel de aislamiento (BIL)}}{\text{Voltaje de descarga del parrayos(LPL)}} - 1 \right) * 100 = \% \text{ Margen de protección.}$$

$$\left(\frac{150kV}{85.5kV} - 1 \right) * 100 = 75\% \text{ Margen de protección.}$$

A más del margen de protección, el documento informativo sugiere la coordinación de la resistencia de onda cortada (CWW), el cual tiene directa relación con sobrevoltajes de origen atmosférico y el índice de aislamiento por sobrevoltajes de conmutación o switcheo (SIL). Para la coordinación del CWW se emplea el voltaje de descarga a $0.5\mu s$, con 10kA , y, para coordinación del SIL se emplea el valor de voltaje de descarga en el pararrayos a 500A , para pararrayos del tipo Heavy Duty.

La hoja de información de Ohio Brass -Hubbell Power System, sugiere los valores antes mencionados en 97.7kV y 63.2KV , respectivamente para el pararrayos PDV100 OPTIMA.

En la ilustración 6-6, se muestra la gráfica de la coordinación de aislamiento para el ejemplo planteado y que sugiere la hoja de información de los pararrayos. El sistema presenta un margen de protección del 79% para tensión de descarga a 0.5us, 73% con respecto al BIL y del 98% con respecto al SIL [22].

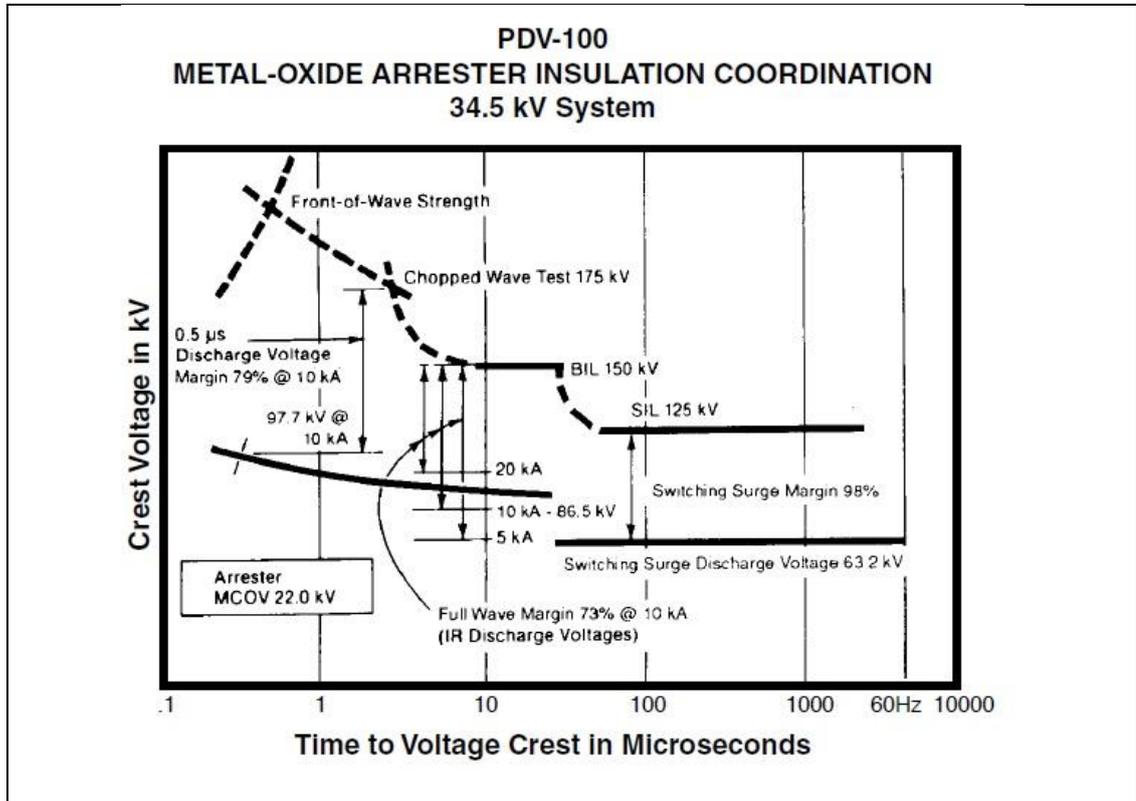


Ilustración 6- 6.- Coordinación de aislamiento para pararrayos PDV100 OPTIMA (Heavy Duty) para sistema de distribución de 34.5kV

Fuente: [22]

El ejemplo en mención no considera el efecto que provocaría el cable de conexión del pararrayos, si en el caso de considerarse tal factor se procedería a sumar la caída de tensión en este cable a la tensión de descarga del pararrayos, de esta forma disminuyendo los valores de los márgenes de protección. Para la comprensión de lo expuesto anteriormente el fabricante considera una caída de tensión de 1.6kV por pie, resultando que en cuatro pies de cable conexión se tendrá que adicionar

6.4kV a la caída de tensión, disminuyendo a 68% para el voltaje de descarga a 5us, 63% con respecto al BIL y 80% con respecto al SIL [22].

6.8 Procedimiento para la selección, dimensionamiento y ubicación de pararrayos en redes de distribución.

A continuación se presenta el ejemplo de una red de distribución, en la cual, se procede a realizar los cálculos pertinentes y sugeridos en el presente trabajo para la selección, dimensionamiento y ubicación de pararrayos del tipo distribución para redes de distribución, además de considerar los cálculos se tomara en cuenta las normativas elaboradas para la misma.

6.8.1 Caso de estudio.

- Tramo del alimentador de distribución #1221 (Guangarcucho-Jadan) perteneciente a la CENTROSUR.

6.8.1.1 Antecedentes.

El alimentador #1221, se encuentra ubicado al noreste de la provincia del Azuay, dentro de la zona de concesión de la CENTROSUR y suministra energía eléctrica a parroquias rurales de los cantones Cuenca, Gualaceo y Paute, en la ilustración 6-7, se presenta la zona de cobertura del alimentador #1221.

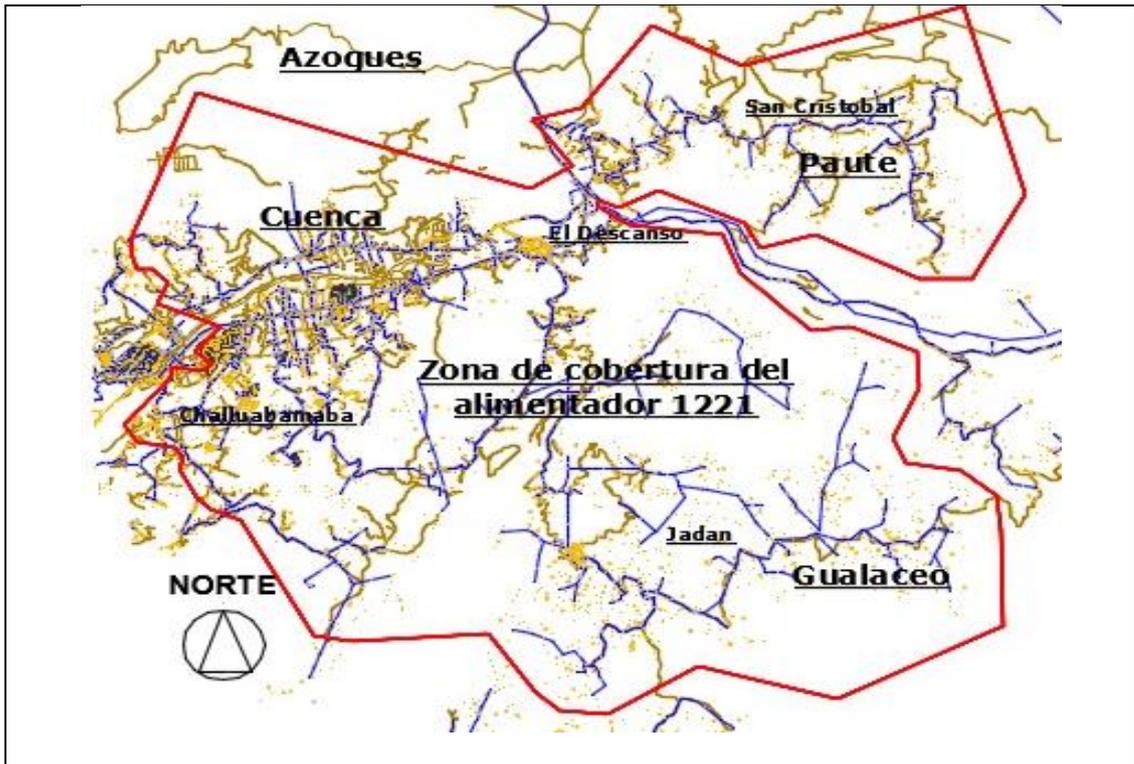


Ilustración 6- 7.- Zona de cobertura del alimentador #1221 perteneciente a la CENTROSUR.

Fuente: [24]

6.8.1.2 Datos de la red de distribución.

- **Longitud:**

El tramo de tendido eléctrico que será motivo de análisis inicia desde el sector Guangarcucho – cantón Cuenca, hasta la parroquia Jadan –cantón Gualaceo y tiene una longitud de 7.3km.

En la ilustración 6-8, se presenta el trazado de la red demarcado con color violeta.

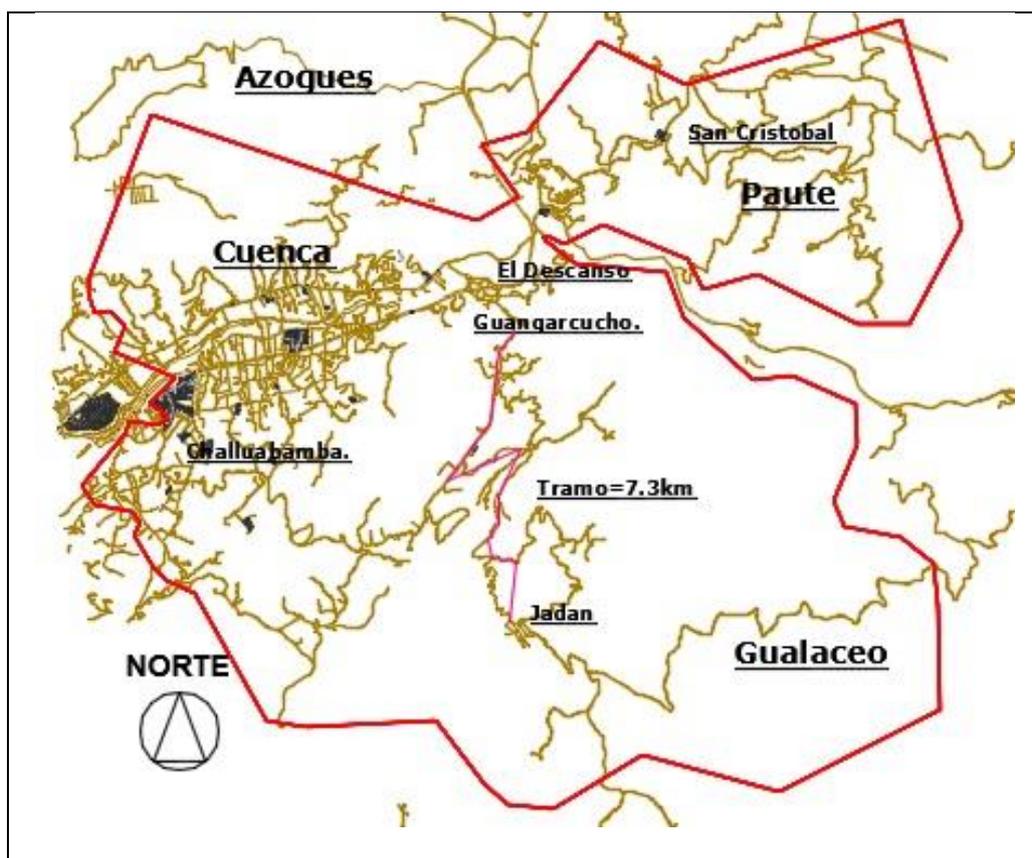


Ilustración 6- 8.- Tramo de tendido eléctrico en análisis Guangarcucho – Jadan.

Fuente: [24]

- **Nivel de voltaje de la red:** Trifásica 22kV voltaje Línea - Línea / 12.7kV voltaje Línea – Neutro. Sistema multiterrado 4 hilos.
- **Tipo de estructura:** Trifásica – semicentrada – pasante o tangencial.

Identificador UP-UC: ESV-3SP

Identificador UC: 3SP

En la ilustración 6-9, se presenta la estructura mencionada y de igual manera la tabla 6-6, muestra los elementos que la conforman.

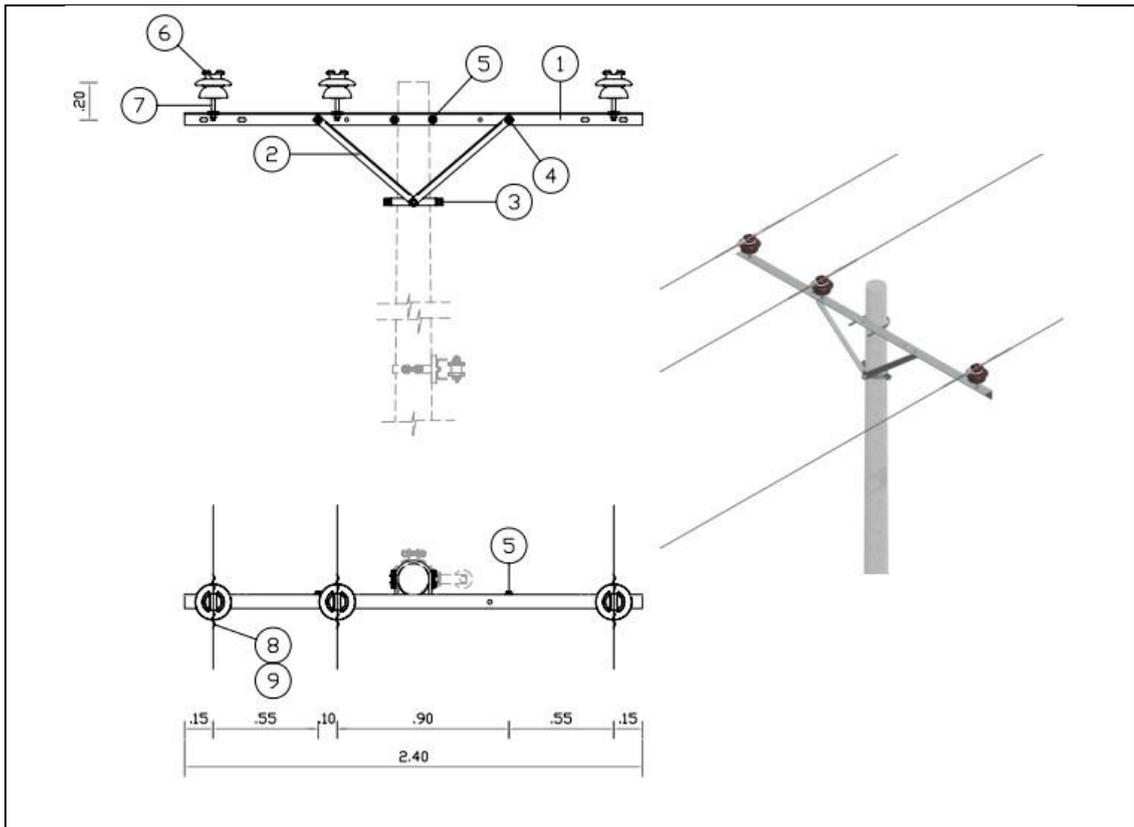


Ilustración 6- 9.- Estructura 3SP para redes distribución, con elemento y dimensiones.

Fuente: [3]

Tabla 6-6. Elementos que conforman la estructura trifásica para distribución 3SP. Fuente: [3]

Referencia	Cantidad	Descripción
1	1	Cruceta de acero galvanizado, universal, perfil L
2	2	Pie amigo de acero galvanizado, perfil "L" 38*38*6*700mm
3	1	Abrazadera de acero galvanizado, pletina, 3 pernos
4	1	Perno máquina de acero galvanizado, tuerca, arandela plana y presión
5	1	Perno "U" de acero galvanizado, 2
6	3	Aislador espiga (pin), porcelana, con radio interferencia, 25 kV, ANSI 56-1
7	3	Perno pin de acero galvanizado, rosca plástica
8	6	Alambre de Al, desnudo
9	3	Varilla de armar preformada simple, para cable de Al.

- **Calibre de conductor:**

Conductor de fase: ACSR 3/0.

Conductor de neutro: ACSR 1/0.

- **Línea de blindaje o guarda:** No dispone de línea de guarda.

6.8.1.3 Análisis de los parámetros de descargas.

A continuación se determinan los parámetros de descarga que presenta la zona donde se encuentra emplazado el tramo en el cual se implementara el sistema de protección mediante pararrayos, como se indicó en el capítulo 1 del presente trabajo, los parámetros de descarga varían en función de la ubicación geográfica, los parámetros en cuestión son:

- Nivel Cerámico.
- Densidad de descargas a tierra.

6.8.1.3.1 Nivel cerámico.

Para determinar el nivel cerámico de la zona de cobertura del alimentador y por consiguiente del tramo de tendido eléctrico del ejemplo planteado, procedemos a ubicar la zona en el mapa cerámico del Ecuador (Ilustración 1-6), presentando un valor de 20 días de tormenta por año [6].

$$Td = 20 \text{ dias de tormenta por año.}$$

6.8.1.3.2 Densidad de descargas a tierra.

Aplicamos la ecuación 1:

$$Ng = 0.04Td^{1.25}$$

$$Ng = 0.04(20)^{1.25} = 1.70(\text{relampagos}/\text{km}^2/\text{año}).$$

6.9 Comportamiento de las líneas de distribución a las descargas eléctricas.

En este apartado se procede a determinar dos factores importantes con respecto al comportamiento de las estructuras y líneas de distribución ante descargas atmosféricas y estas son:

- Rango de colección de rayos.
- Protección por árboles y estructuras cercanas.

6.9.1 Rango de colección de rayos.

El rango de colección de rayos esta expresado por término N y define el total de descargas atmosféricas cada 100 km por año (descargas/100km/año), y está en función de la densidad de descarga N_g [4], como lo muestra la siguiente expresión:

$$N = N_g * \left(\frac{28h^{0.6} + b}{10} \right) \quad [ec. 35]$$

Donde:

N = Rango de colección de rayos (rayo/100km/año).

h = Altura del poste (m).

b = Ancho de la estructura (m).

N_g = Densidad de descargas (rayos/km²/año).

Aplicando el ejemplo planteado, y considerando, que la altura del poste es de 12m del cual 1.80m está bajo tierra, la variable $h = 10.20m$ y según la ilustración 6-9, el ancho de la estructura $b = 2.40m$ se obtiene que:

$$N = 1.70 * \left(\frac{28(10.20)^{0.6} + (2.40)}{10} \right) = 20 \text{ rayos/100km/año.}$$

6.9.2 Protección por árboles y estructuras cercanas.

Como se indicó en el capítulo 4 - sección 4.3, la vegetación (árboles) y estructuras (edificaciones), ubicadas a los costados de los postes donde se encuentran

instaladas las redes de distribución desempeñan un papel importante en la captación e interceptación de descargas atmosféricas.

El factor de protección Sf , para el caso de estudio planteado, será determinado considerando las condiciones geográficas y ambientales del lugar donde se encuentra levantada la red de distribución, el mencionado factor está en función de la siguiente expresión:

$$Sf = Sf_{derecho} + Sf_{izquierdo} \quad [ec. 36]$$

Donde:

$Sf_{derecho}$ = Factor de protección lado derecho.

$Sf_{izquierdo}$ = Factor de protección lado izquierdo.

El factor de protección Sf , para la red de distribución, se determinó un valor equivalente a 0.5, para determinar el valor mencionado se procedió al análisis de la trayectoria del tramo en cuestión, es necesario indicar que el 80% de la topología de la red de distribución presenta valores entre 0.4 y 0.7 para ambos lados y el 20% restante muestra valores bajos de protección entre 0.1 y 0, este particular se debe a la ubicación del tramo, el mismo se encontraba en lugares carentes de vegetación y estructuras cercanas o comúnmente llamado a campo abierto.

Una vez dimensionado el valor de Sf , se puede determinar el número de descargas directas (N_s), considerando que la línea se encuentra protegida y se aplica la siguiente expresión:

$$N_s = N[1 - (Sf_{derecho} + Sf_{izquierdo})] \text{ (descargas/100km/año)} \quad [ec. 37]$$

De manera que para la red de distribución en estudio será:

$$N_s = 20[1 - (0.23 + 0.27)] = 10 \text{ descargas/100km/año.}$$

En el supuesto caso que el tramo en estudio se encontrase en una zona donde el factor de protección sea igual a 0 (a campo abierto), se puede determinar los flameos inducidos a campo abierto utilizando la siguiente expresión:

$$\text{Flameos inducidos (campo abierto)} = Ng * 2 \text{ (rayos/100km/año)} \quad [\text{ec. 38}]$$

Para el ejemplo en mención se tiene que:

$$\begin{aligned} \text{Flameos inducidos (campo abierto)} &= 1.70 * 2 \\ &= 3.40 \text{ (rayos/100km/año)}. \end{aligned}$$

Como se indicó, el tramo se encuentra ubicado en una zona donde en la mayoría del trazado existe vegetación y estructuras que pueden desviar las descargas atmosféricas y presenta un factor de protección $Sf = 0.5$, por consiguiente, y como lo indica [4], los flameos inducidos para este tipo de estructuras que presentan este particular en su ubicación, se considera que los flameos por tensiones inducidas son dos veces los flameos inducidos en campo abierto, como se expresa a continuación:

$$\text{Flameos Inducidos} = 2 * \text{flameos inducidos a campo abierto (rayos/100km/año)} \quad [\text{ec. 36}]$$

Aplicando la ecuación anterior al ejemplo planteado, tenemos que:

$$\text{Flameos Inducidos} = 2 * 3.40 = 6.8 \text{ (rayos/100km/año)}$$

Considerando que las descargas directas e inducidas provocan fallas, estas se pueden sumar y determinar el número de fallas provocadas, cada 100 km, cada año como lo indica la siguiente expresión:

$$\text{Fallas totales} = \text{directas (N}_s\text{)} + \text{inducidas (fallas/100km/año)} \quad [\text{ec. 39}]$$

Para el caso de estudio obtenemos que:

$$\text{Fallas totales} = 10 + 6.80 = 16.80 \text{ (fallas/100km/año)}.$$

En la tabla 6-7 se presenta el resumen de los índices antes mencionados.

Tabla 6-7.- Cuadro resumen del Análisis de Descargas. Fuente: © Derechos de

Autor

Cuadro Resumen del Análisis de descargas.		
Nivel Cerámico.	20	[días de tormentas por año]
Densidad de descargas a tierra(Ng):	1.69	[rayos/100km/año]
Rango de colección de Rayos:	19.49	[rayos/100km ² /año]
Factor de protección:	0.5	Adimensional
Numero de descargas directas(Ns):	9.74	[descargas/100km/año]
Flameos inducidos a campo abierto:	3.38	[Flameos/100km/año]
Flameos inducidos:	6.77	[Flameos/100km/año]
Fallas Totales:	16.51	[fallas/100km/año]

6.10 Voltaje de flameo de impulso critico (CFO) en la estructura UC-3SP.

6.10.1 Antecedentes.

Anteriormente en Ecuador las estructuras de distribución estaban constituidas por crucetas de madera, aisladores de porcelana y metal, en la actualidad las estructuras han experimentado cambios en los materiales de fabricación de sus elementos, por ejemplo, las crucetas de madera han sido reemplazadas por crucetas de acero galvanizado.

El cambio de material de fabricación conlleva a la variación de múltiples factores en la estructura de distribución en especial los relacionados con nivel de aislamiento como es el CFO y el BIL. En [4], sección 5.6.4, indica que, al implementar elementos metálicos en las estructuras de distribución el nivel de CFO disminuirá drásticamente, haciendo a la estructura más vulnerable a sufrir flameos originados por descargas indirectas. Es necesario indicar que las estructuras de distribución se encuentran homologadas para todas las empresas distribuidoras del país.

6.10.2 Determinación del voltaje de flameo de impulso crítico (CFO) en estructura UC-3SP.

Las estructuras de distribución están constituidas por varios elementos cuya misión es el aislamiento eléctrico, cada uno de estos elementos tiene un nivel de aislamiento específico.

En la tabla 6-8, se presenta el valor del CFO de los elementos que conforman las estructuras de distribución UC-3SP.

Tabla 6-8. Valores de CFO para elementos de estructuras de distribución.
Fuente: [25]

Elemento	Valor de CFO
Aislador ANSI 56-1	150kV
Cruceta de metal	0kV
Cruceta de madera.	360KV
Aire	600kV/m

Como se indicó, el CFO es el voltaje de flameo de impulso crítico y se define como el nivel de tensión al cual estadísticamente existe el 50% de probabilidad de flameo [4], y para determinar este factor se procede al análisis del CFO del aislamiento primario, adicionando a este el valor de incremento en CFO de los otros componentes de la estructura y esta expresada de la siguiente forma:

$$CFO_{Total} = CFO_{ais.} + CFO_{ad.sec} + CFO_{ad.ter} + CFO_{ad.n.} \quad [ec. 40]$$

Donde:

$CFO_{ais.}$ = CFO del primer componente.

$CFO_{ad.sec}$ = CFO del segundo componente adicionado al primero.

$CFO_{ad.ter}$ = CFO del tercer componente adicionado al primero y segundo.

$CFO_{ad.n.}$ = adicionado del n componente.

En la ilustración 6-10, se describe la estructura UC-3SP, la ubicación y distancias entre elementos.

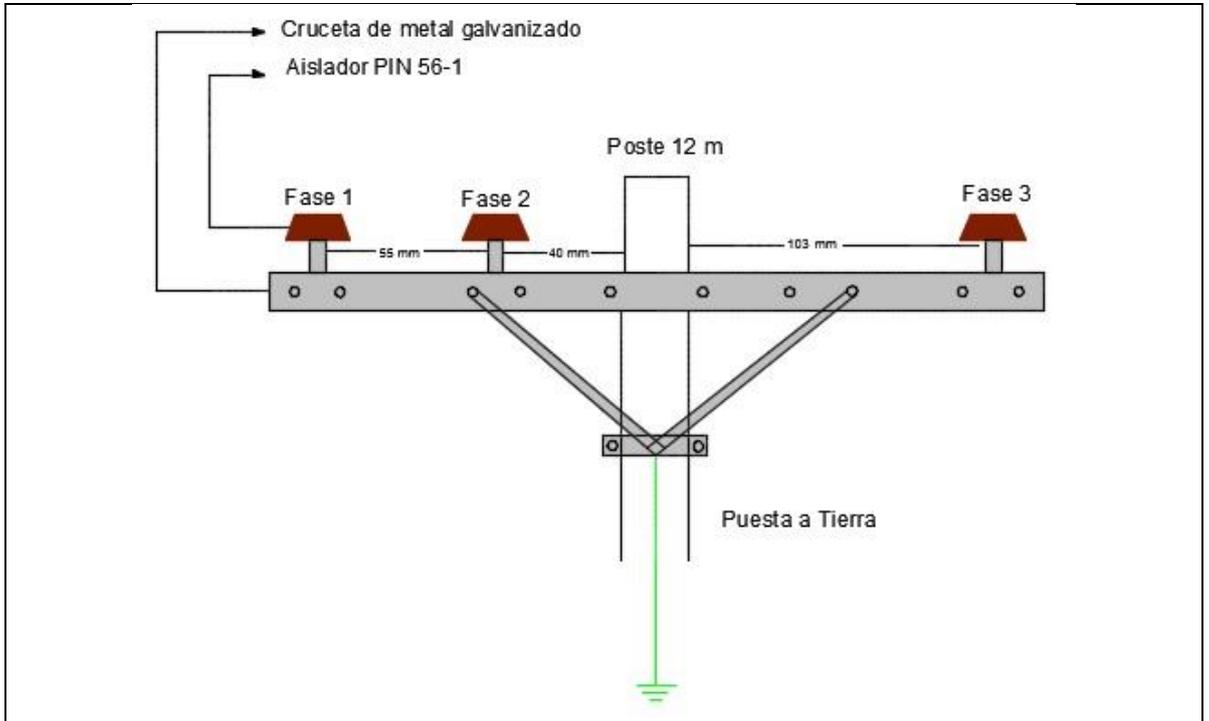


Ilustración 6- 10.- Ubicación y distancias de elementos en estructura de distribución UC-3SP

Fuente: © Derechos de autor.

Tabla 6-9. Valores de CFO para elementos de estructuras de distribución.

Fuente: © Derechos de autor.

Desde	Trayectoria	Hasta	Valor CFO (kV)
Fase 1	Aire	Fase 2	$600 \cdot 0.55\text{m} = 330$
Fase 2	Aire	Poste	$600 \cdot 0.40\text{m} = 240$
Fase 3	Aire	Poste	$600 \cdot 1.03\text{m} = 618$
Fase1	Cruceta	P. tierra	$150 + (0 \cdot 95\text{m}) = 150$
Fase2	Cruceta	P. tierra	$150 + (0 \cdot 40\text{m}) = 150$
Fase3	Cruceta	P. tierra	$150 + (0 \cdot 1.03\text{m}) = 150$
Valor mínimo de CFO			150

Por lo tanto el valor de CFO para la estructura UC 3SP es de 150kV.

Como se indica en [4], en la sección 5-3, las estructuras de distribución que presentan un valor de CFO inferior a 250kV, están expuestas a experimentar flameos por descargas indirectas o inducidas, por lo tanto a continuación se plantea el mejoramiento del CFO, en especial, en las estructuras donde se instalaran los pararrayos.

6.11 Mejoramiento del voltaje de flameo de impulso crítico (CFO) en la estructura UC-3SP.

Considerando lo antes mencionado, y el bajo nivel de CFO presente en la estructura en estudio, se procede al mejoramiento de este índice tomando como ejemplo los casos presentes en [4], anexo A.

Al incrementar un aislador en el poste de forma vertical, de similares características a los que están ubicados en la cruceta metálica se logra mejorar el índice en cuestión, la ubicación del elemento extra se realiza según la ilustración 6-11, y la tabla 6-9, se realiza el análisis del CFO considerando el nuevo elemento y aplicando la ecuación 40.

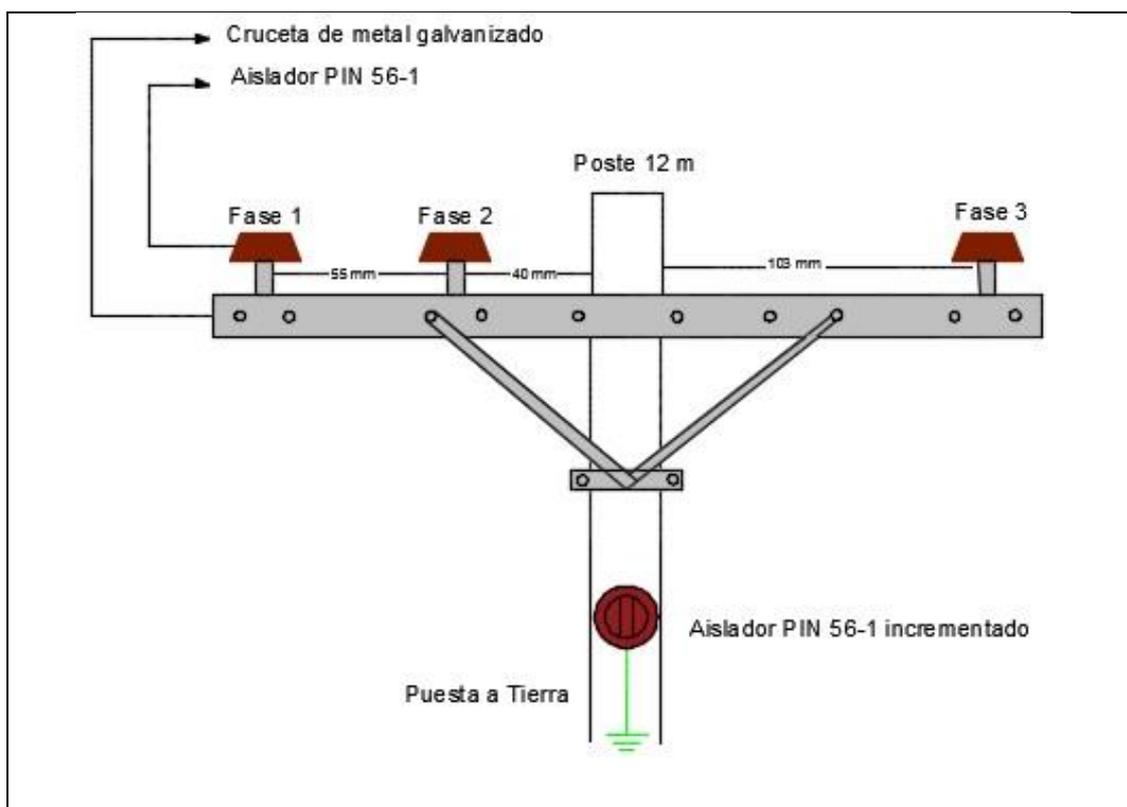


Ilustración 6- 11.- Incremento y ubicación de aislador ANSI 56-1 en estructura 3SP.

Fuente: © Derechos de autor.

Tabla 6-10. Valores de CFO para elementos de estructuras de distribución con incremento de aislador ANSI 56-1.

Fuente: © Derechos de autor.

Desde	Trayectoria	Hasta	Valor CFO (kV)
Fase 1	Aire-Aislador	Fase 2	$600 \cdot 0.55\text{m} + 150 = 480$
Fase 2	Aire-Aislador	Poste	$600 \cdot 0.40\text{m} + 150 = 390$
Fase 3	Aire-Aislador	Poste	$600 \cdot 1.03\text{m} + 150 = 768$
Fase1	Cruceta-Aislador Incrementado	P. tierra	$150 + 0 + 150 = 300$
Fase2	Cruceta-Aislador Incrementado	P. tierra	$150 + 0 + 150 = 300$
Fase3	Cruceta-Aislador Incrementado	P. tierra	$150 + 0 + 150 = 300$
Valor mínimo de CFO			300

6.12 Selección de pararrayos.

Para la selección óptima de pararrayos en el sistema de distribución planteado hay que considerar los factores indicados en la sección 6.3, como son:

6.12.1 MCOV del pararrayos.

Como se indicó en la sección 6.8, se conoce que es un sistema trifásico 22kV Línea – Línea con sistema de conexión en estrella multiterrado 4 hilos, por lo tanto aplicamos a la ecuación 33, obteniendo:

$$MCOV \text{ ó } U_c = \frac{U_{max}}{\sqrt{3}} * Ke$$
$$MCOV = \frac{(22 + 1.1)}{\sqrt{3}} * 1.35 = 18.0kV.$$

Por consiguiente y considerando el nivel de descargas atmosféricas existentes en la zona y aplicando lo sugerido en las características técnicas de los pararrayos que se estipula en [3], se implementaran pararrayos del tipo Heavy Duty con MCOV igual a 18kV.

El valor de MCOV sugerido en el [3], para redes de distribuciones es de 15.3kV, esto se debe a que el valor indicado es seleccionado en base de la configuración del sistema como se indica en la tabla 2.1. El procedimiento de cálculo sigue las mismas características, pero, no se considera la constante Ke.

6.12.2 TOV de pararrayos.

Los pararrayos pueden funcionar un limitado periodo de tiempo por encima de su MCOV, y el nivel de sobretensión que puede tolerar el pararrayos depende del tiempo al que esté sometido, para asegurar el óptimo funcionamiento hay que considerar que el TOV del pararrayos no debe ser superado en magnitud y duración por el TOV del sistema. Este análisis se realiza con ayuda de la curva del TOV del

pararrayo y la gráfica del Potencial de Sobretensión del Sistema, estas graficas se presentan en la ilustración 6-12 y 6-13 respectivamente.

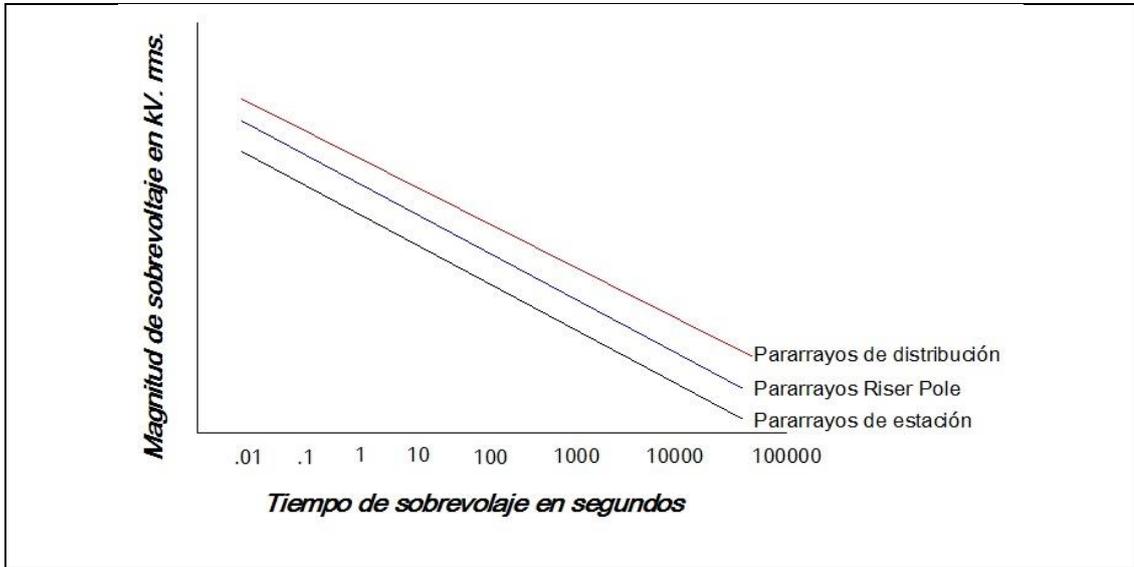


Ilustración 6- 12.- Curvas de TOV en los pararrayos.

Fuente: [26]

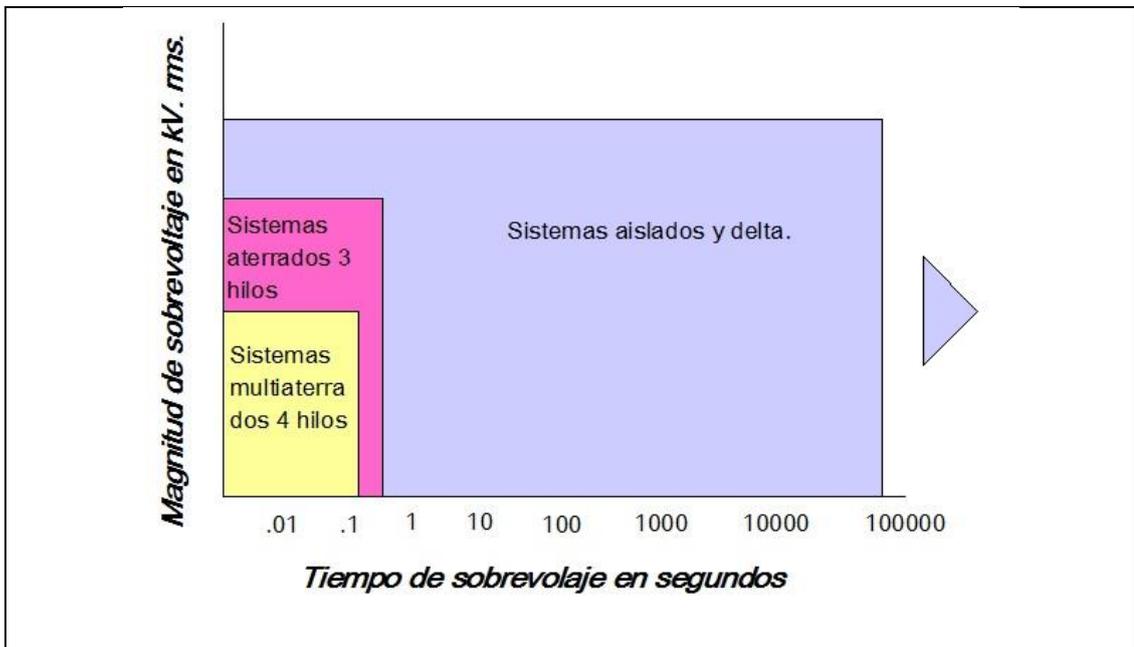


Ilustración 6- 13.- Potencial de Sobretensión del Sistema.

Fuente: [26]

6.12.3 Distancias entre pararrayos.

Para determinar la distancia entre pararrayos, se procede mediante la formulación presentada en la norma IEEE 1410-2010 [4], en la sección B.4 titulada “Espaciamiento de pararrayos”.

Se considera un rayo precipitada en la mitad del vano entre un poste con pararrayos y otro sin protección, la tensión que se genera en el poste sin protección esta proporcionada por la distancia de separación entre la descarga atmosférica y el poste con protección [4]. La mencionada tensión se encuentra determinada mediante la siguiente ecuación:

$$V = \left(V_{ir} + \frac{L I Z_0}{c 2t_m} \right) \quad [ec. 41]$$

Donde:

V = voltaje pico a través del aislador.

V_{ir} = Voltaje de descarga del pararrayos.

L = distancia de separación al próximo poste con pararrayos.

c = velocidad de la luz ($2.99 * 10^8 m/s$).

I = corriente pico de la descarga.

Z_0 = Impedancia de la línea sometida a sobretensiones.

t_m = tiempo de frente ($1,2\mu s$).

El pico de descarga para producir flameos se determina considerando $V = 1.5 * CFO$ de similares características a la ecuación 11 y resolviendo para $I_{mediovano}$ como lo expresa la siguiente expresión:

$$I_{mediovano} = \frac{2ct_m(1.5 * CFO - V_{ir})}{L * Z_0} \quad [ec. 42]$$

Si una descarga atmosférica tipo rayo se precipita en un poste con fases desprotegidas (sin pararrayos), la probabilidad de flameo es del 100%. Ahora, si la

misma descarga tipo rayo se precipitara sobre un poste protegido, la probabilidad de flameo en el próximo poste se determina por el CFO del poste sin protección y la resistencia de puesta a tierra del poste protegido. La corriente que se genera en el poste se determina mediante la siguiente ecuación:

$$I_{poste} = \frac{1.5 * CFO - V_{ir}}{R_0} \quad [ec. 43]$$

Donde:

$R_0 =$ Resistencia de puesta a tierra.

1.5 = factor aproximado en la curva del tiempo – voltaje del aislamiento para $Tf = 1,2us$.

Mediante la siguiente ecuación:

$$P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + \left(\frac{i_0}{31}\right)^{2.6}} \quad [ec. 44]$$

Donde:

$P(I_0 \geq i_0) =$ Probabilidad de que la corriente pico I_0 , debe ser igual o mayor que i_0 [kA].

Se puede determinar la probabilidad de flameo en la red de distribución usando las probabilidades flameos de los postes con pararrayos, sin pararrayos y conductores a medio vanos entre los postes considerando que el 50% de las descargas terminan en el centro del vano.

Para el cálculo de la probabilidad de flameo en el primer vano se asume que el 50% de descargas termina en medio vano y se utiliza el cálculo probabilístico determinado por la ecuación 44 para la corriente de medio vano y para la corriente de poste. Para determinar la probabilidad de flameo en el segundo vano se aplica de [4]:

$$Probabilidad\ 2\ vano = 0.25 + 0.25 * P_{poste} + 0.50 * P_{mediovano} \quad [ec. 45]$$

Para el tercer vano se tiene que:

$$\text{Probabilidad 3 vano} = 3/6 + 1/6 * P_{\text{poste.}} + 2/6 * P_{\text{mediovano}} \quad [\text{ec. 46}]$$

Para el cuarto vano:

$$\text{Probabilidad 3 vano} = 5/8 + 1/8 * P_{\text{poste.}} + 2/8 * P_{\text{mediovano}} \quad [\text{ec. 47}]$$

6.12.4 Valores de puesta a tierra.

El valor sugerido por la CENTROSUR y de igual manera para otras empresas distribuidoras para la resistencia de puesta a tierra en redes de distribución corresponde a 25Ω , considerando que las estructuras de distribución vigentes presentan un valor de CFO de 150kV. [27]

En la norma IEEE 1410-2010 [4], sugiere que: para estructuras de distribución con CFO igual a 300kV la resistencia de puesta a tierra será igual a 10Ω , por consiguiente si se mejora el índice CFO en las estructuras de distribución en especial en las que se implementaran los pararrayos los valores de puesta a tierra será el antes enunciado.

6.13 Procedimiento del cálculo del espaciamiento entre pararrayos.

1. Se determina la corriente I_{poste} mediante la ecuación 43, considerando que el valor del CFO será el de la estructura de distribución y el valor de resistencia de puesta a tierra será el estipulado por la CENTROSUR, es decir, no mayor a 25Ω .
2. De la ecuación 42, despejamos la variable L , la cual determina la distancia de separación entre pararrayos como se indica a continuación:

$$L = \frac{2ct_m(1.5 * CFO - V_{ir})}{I_{\text{poste}} * Z_0} \quad [\text{ec. 48}]$$

El factor Z_0 es la impedancia de la línea frente a descargas eléctricas se encuentra determinada mediante la siguiente expresión.

$$Z_0 = 60 \ln \left(\frac{2000 * h}{r} \right) \quad [ec. 49]$$

Donde:

h = es la altura del conductor sobre el piso (metros).

r = es el radio medio geométrico del conductor en (mm)

3. Se determina la $I_{mediovano}$ mediante la ecuación 42.
4. Se procede a determinar la probabilidad mediante lo enunciado anteriormente

A continuación se presenta la tabulación y resultados obtenidos en el ejemplo de análisis mediante el programa Microsoft Excel.

En la tabla 6-11, se presenta el valor de algunos parámetros importantes para realizar el espaciado de los mismos.

Tabla 6-11.- Parámetros para determinación de espaciado entre pararrayos.
Fuente: © Derechos de Autor.

Datos.		
Voltaje de descarga del Pararrayos (Vir)	68.3	kV.
Tiempo de subida (tm)	0.0000012	us.
Velocidad de la Luz (c)	300000000	m/s
Impedancia de línea sometida a S.T. (Zo)	551.14	Ω

En la tabla 6-12, se presenta el cálculo de los factores en el primer vano, los mismos están en función de lo antes mencionado, como se indica en la misma el CFO de la estructura es de 150kV, con diferentes valores de puesta a tierra.

En la tabla 6-13, se presenta los valores correspondientes a la distancia de medio vano, probabilidad de flameo de la estructura y la distancia para el primer vano.

Tabla 6-12.- Calculo de factores iniciales en el primer vano.
Fuente: © Derechos de Autor.

Resistencia de puesta a tierra (Ω)	CFO. de estructura.	I. Poste (kA).	I. Medio Vano
50	150	3.13	3.12
40		3.91	3.92
30		5.22	5.22
25		6.26	6.27
20		7.83	7.84
15		10.44	10.45
10		15.67	15.67
5		31.34	31.34

Tabla 6-13.- Distancias y probabilidad de flameo en el primer vano
CFO=150kV.Fuente: © Derechos de Autor.

Vano 1.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO de estructura	Distancia de medio vano (m).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de vano
50	150	65.32	99.60	130.64
40		52.26	99.29	104.51
30		39.19	98.52	78.38
25		32.66	97.64	65.32
20		26.13	95.87	52.26
15		19.60	91.66	39.19
10		13.06	79.28	26.13
5		6.53	38.70	13.06

De igual manera en la tabla 6-14, 6-15, 6-16, se presenta la corriente de poste, distancias y probabilidades de flameo en el segundo, tercer y cuarto vano respectivamente.

Tabla 6-14.- Distancias, corrientes de poste y probabilidad de flameo en el segundo vano CFO=150kV. **Fuente:** © Derechos de Autor.

Vano 2.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO de estructura.	I. Poste (kA).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de vano (m).
50	150	0.78	73.88	261.28
40		0.98	72.84	209.02
30		1.31	70.39	156.77
25		1.57	67.82	130.64
20		1.96	63.18	104.51
15		2.61	54.44	78.26
10		3.92	38.47	52.26
5		7.84	14.31	26.13

Tabla 6-15.- Distancias, corrientes de poste y probabilidad de flameo en el tercer vano CFO=150kV. **Fuente:** © Derechos de Autor.

Vano 3.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO en estructura	I. Poste (kA).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de Vano (m).
50	150	0.52	49.58	391.91
40		0.65	48.89	313.53
30		0.87	47.26	235.15
25		1.04	45.54	195.96
20		1.31	42.45	156.77
15		1.74	36.63	117.57
10		2.61	25.98	78.38
5		5.22	9.87	39.19

Tabla 6-16.- Distancias, corrientes de poste y probabilidad de flameo en el cuarto vano CFO=150kV. **Fuente:** © Derechos de Autor.

Vano 4.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO en estructura	I. Poste (kA).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de Vano (m).
50	150	0.20	37.98	1045.11
40		0.24	37.86	836.09
30		0.33	37.57	627.06
25		0.39	37.24	522.55
20		0.49	36.58	418.04
15		0.65	35.00	313.53
10		0.98	30.36	209.02
5		1.96	15.14	104.51

Uno de los objetivos de este trabajo es el mejoramiento CFO en las estructuras de distribución y el procedimiento para lograrlo ya se indicó anteriormente, ahora, se procede a realizar el análisis anterior con la variante del CFO a 300kV.

En la tabla 6-17, se presenta la tabulación de los factores iniciales del cálculo para el espaciamiento entre pararrayos, pero, con la particularidad de que la estructura se encuentra con el factor CFO mejorado. El cálculo es de similares características que el caso anterior.

Tabla 6-17.- *Calculo de factores iniciales en el primer vano con CFO=300kV. Fuente: © Derechos de Autor.*

Datos.			
Resistencia de puesta a tierra (Ω)	CFO. de Estructura.	I. Poste (kA).	I. de medio vano.
50	300	8.20	8.20
40		10.25	10.25
30		13.67	13.67
25		16.40	16.40
20		20.50	20.50
15		27.33	27.33
10		41.00	41.00
5		82.00	82.00

Tabla 6-18.- *Distancias y probabilidad de flameo en primer el primer vano CFO=300kV. Fuente: © Derechos de Autor.*

Vano 1.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO de estructura	Distancia de medio vano (m).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de vano
50	300	65.32	97.45	130.64
40		52.26	95.54	104.51
30		39.19	91.01	78.38
25		32.66	86.31	65.32
20		26.13	77.96	52.26
15		19.60	62.56	39.19
10		13.06	36.80	26.13
5		6.53	8.76	13.06

Tabla 6-19.- Distancias y probabilidad de flameo en primer el segundo vano CFO=300kV. Fuente: © Derechos de Autor.

Vano 2.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO de estructura.	I. Poste (kA).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de vano (m).
50	300	1.91	73.34	261.28
40		2.39	71.70	209.02
30		3.18	68.51	156.77
25		3.82	64.98	130.64
20		4.77	58.69	104.51
15		6.36	47.17	78.26
10		9.54	27.85	52.26
5		19.09	6.82	26.13

Tabla 6-20.- Distancias, corrientes de poste y probabilidad de flameo en el tercer vano CFO=300kV. Fuente: © Derechos de Autor.

Vano 3.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO en estructura	I. Poste (kA).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de Vano (m).
50	300	1.27	49.23	391.91
40		1.59	48.27	313.53
30		2.12	46.01	235.15
25		2.54	43.66	195.96
20		3.18	39.46	156.77
15		4.24	31.78	117.57
10		6.36	18.90	78.38
5		12.72	4.88	39.19

Tabla 6-21.- Distancias, corrientes de poste y probabilidad de flameo en el cuarto vano CFO=300kV. Fuente: © Derechos de Autor.

Vano 4.				
Resistencia de puesta a Tierra (Ω).	CFO en estructura	I. Poste (kA).	Probabilidad de Flameo (%).	Distancia de Vano (m).
50	300	0.48	37.17	1045.11
40		0.60	36.45	836.09
30		0.80	34.76	627.06
25		0.95	32.99	522.55
20		1.19	29.85	418.04
15		1.59	24.08	313.53
10		2.39	14.42	209.02
5		4.77	3.91	104.51

Mediante la función de Heidler⁵, se puede graficar el comportamiento de transitorios de frente rápido en un sistema, y está representada a continuación:

$$I(t) = \frac{I_{pk}}{n} \frac{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n}{\left(\frac{t}{\tau_1}\right)^n + 1} e^{(-t/\tau_2)} \quad [ec. 50]$$

Donde:

I_{pk} = Valor de cresta de la corriente.

τ_1 = constante de tiempo de subida.

τ_2 = constante de tiempo de cola

n = constante de concavidad (Usualmente $n = 5$).

η = factor de corrección del valor de cresta.

Con la función antes mencionada se puede graficar la onda de impulso presente en la red de distribución y en especial en cada vano.

En las ilustraciones 6-14, 6-15, 6-16, 6-17, se presentan las gráficas correspondientes a los frentes de ondas presentes en cada vano y la atenuación que sufren al someterse al pararrayos.

⁵ Modelo TCS o fuente de corriente de onda de impulso tipo rayo.

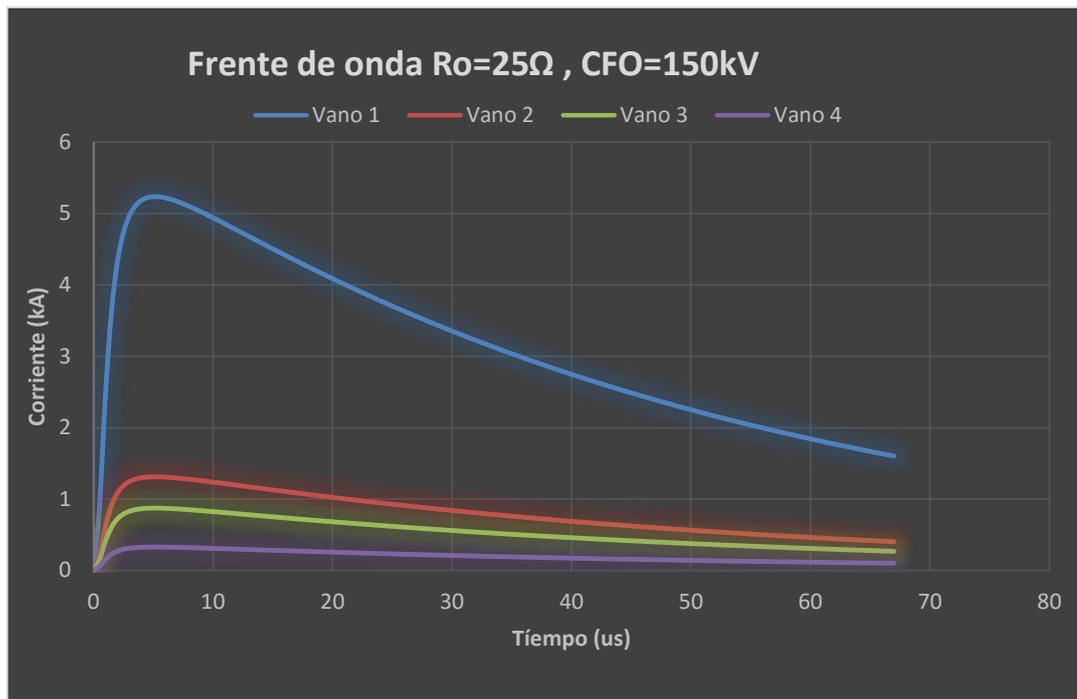


Ilustración 6- 14.- Frente de onda para estructura con CFO=150kV y resistencia de puesta a tierra de 25Ω.

Fuente: © Derechos de Autor.

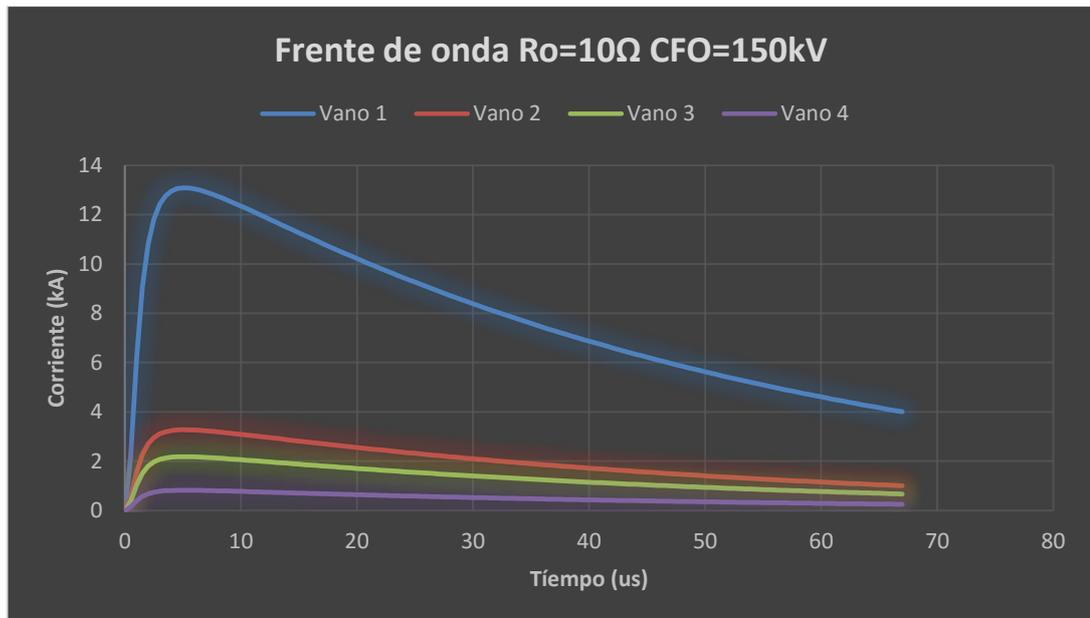


Ilustración 6- 15.- Frente de onda para estructura con CFO=150kV y resistencia de puesta a tierra de 10Ω.

Fuente: © Derechos de Autor.

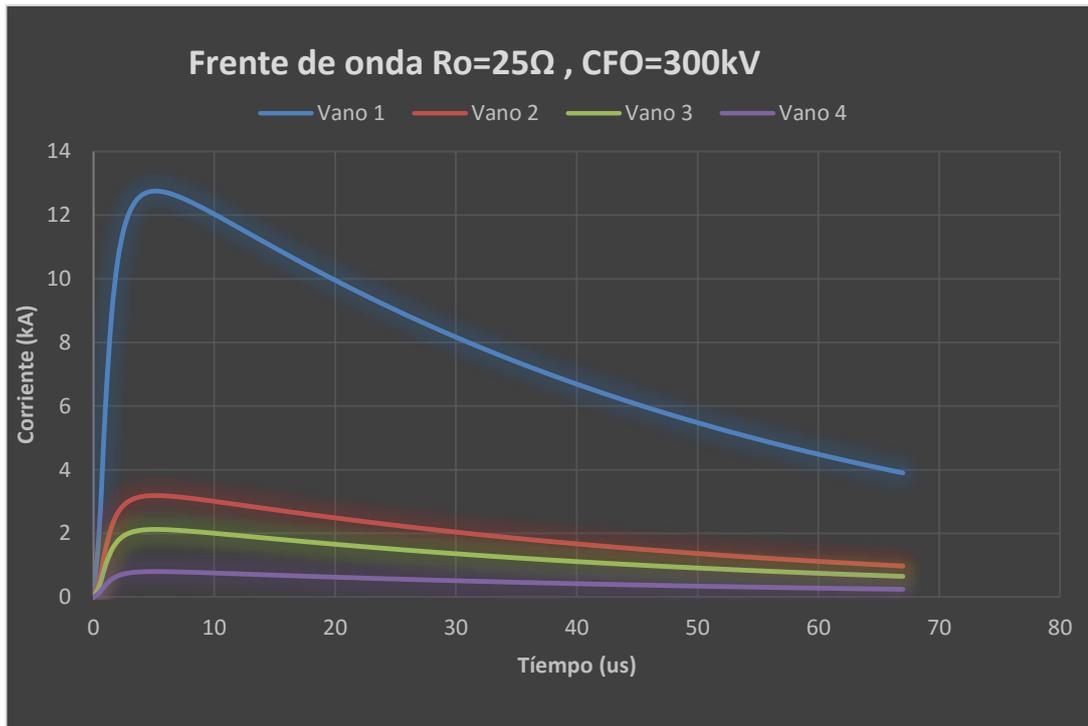


Ilustración 6- 16.- Frente de onda para estructura con CFO=300kV y resistencia de puesta a tierra de 25Ω.

Fuente: © Derechos de Autor.

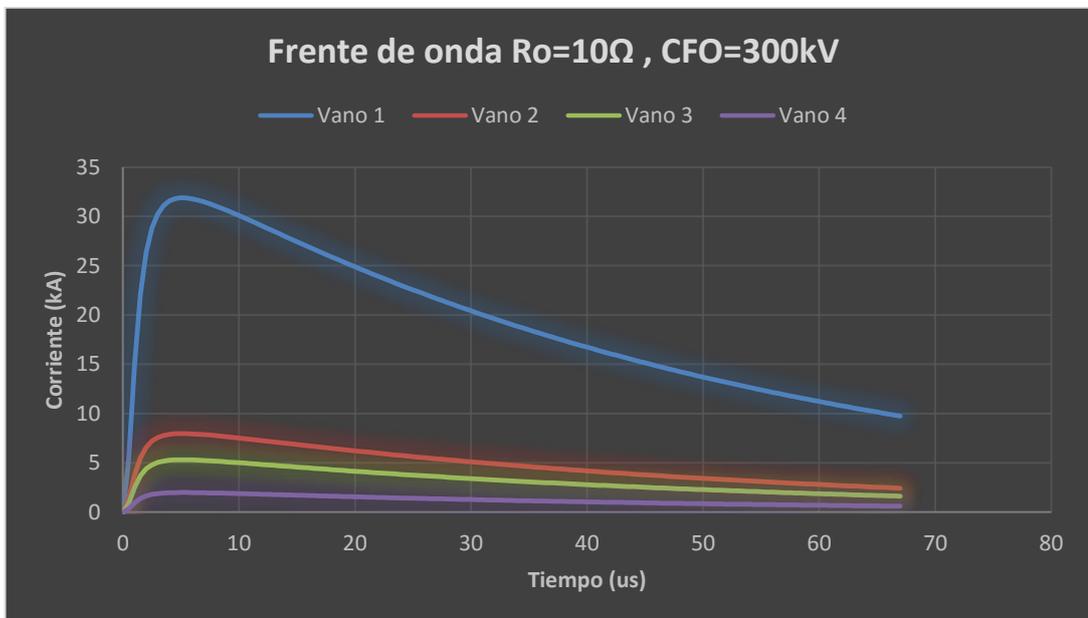


Ilustración 6- 17.- Frente de onda para estructura con CFO=300kV y resistencia de puesta a tierra de 10Ω.

Fuente: © Derechos de Autor.

6.14 Análisis de resultados.

Como se puede apreciar, al incrementar el nivel de CFO y disminuir el valor de la resistencia de puesta a tierra en las estructuras donde se emplazaran los pararrayos la probabilidad de flameo disminuye. Este particular se puede apreciar cuando se incrementa el CFO a 300kV y la resistencia de puesta a tierra se establece en 10Ω , la probabilidad de flameo en el primer vano es menor al 50% y en los vanos subsecuentes disminuye aún más.

En el caso de las estructuras con 150kV de CFO y resistencia de puesta a tierra de 25Ω , la probabilidad de flameo sobrepasa el 50% hasta el segundo vano y si se reduce el valor de puesta a tierra la probabilidad de flameo disminuye en cifras menores al 50%.

Los pararrayos estarán ubicados según las distancias especificadas por las tablas, para el caso en estudio y habiendo realizado el mejoramiento de CFO en las estructuras, el primer pararrayo se ubicara a 86 metros (primer vano), el siguiente a 130m (dos vanos).

En las ilustración 6-18 y 6-19 respectivamente se presenta la evaluación de las probabilidades de flameo en las estructuras aéreas en cada vano.

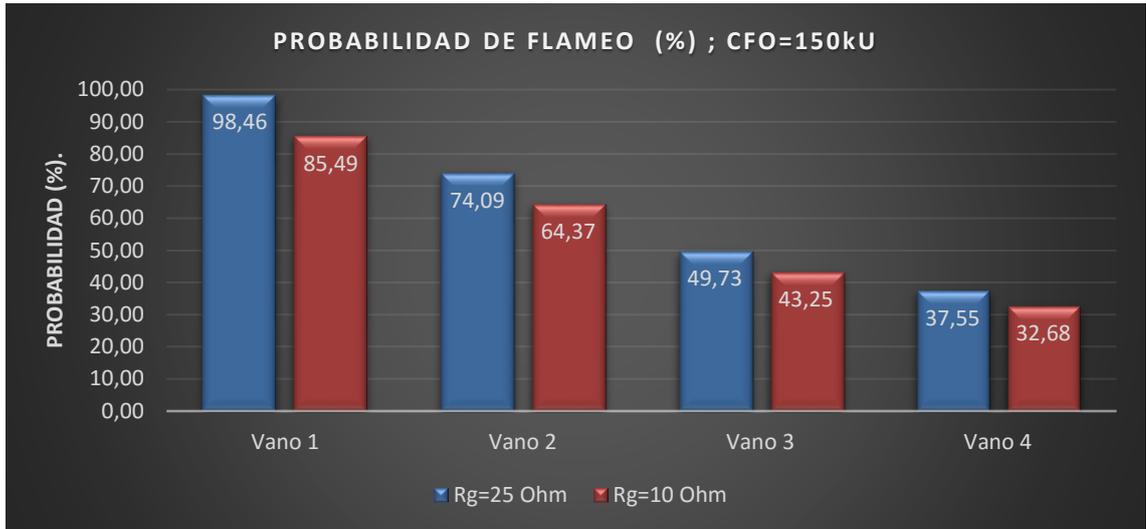


Ilustración 6- 18.- Probabilidad de flameo en estructuras. CFO=150kU. Rg= 25Ω y 10Ω.

Fuente: © Derechos de Autor.

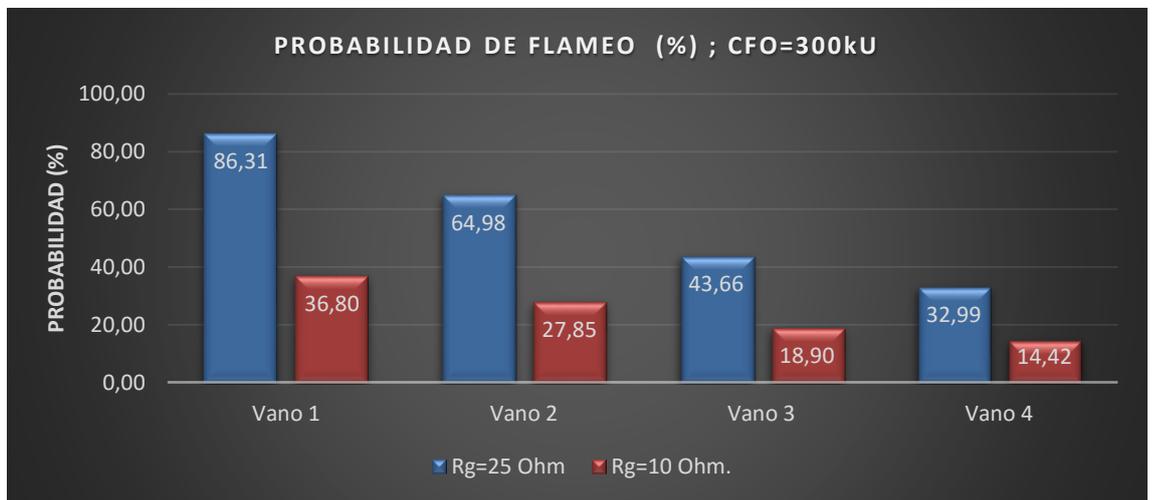


Ilustración 6- 19.- Probabilidad de flameo en estructuras. CFO=300kU. Rg= 25Ω y 10Ω.

Fuente: © Derechos de Autor.

6.15 Modelo electrogeométrico.

Para determinar el modelo electrogeométrico de la red en estudio se aplica la metodología presentada en el Capítulo IV, la única consideración que se toma es que, la altura de la red de distribución (debido a la geografía irregular del lugar) es de 20 metros con respecto al suelo.

La I_0 requerida para determinar los parámetros del “Modelo Electrogeométrico” de la red de distribución se realiza mediante la ecuación 43, en consecuencia se obtendrán múltiples valores de I_0 . En la ilustración 6-20, se presenta la gráfica del modelo electrogeométrico para una red de distribución y en la tabla 6-22 y 6-23 se presenta los valores correspondientes a los parámetros del modelo electrogeométrico del caso en cuestión y con mejoramiento de CFO respectivamente.

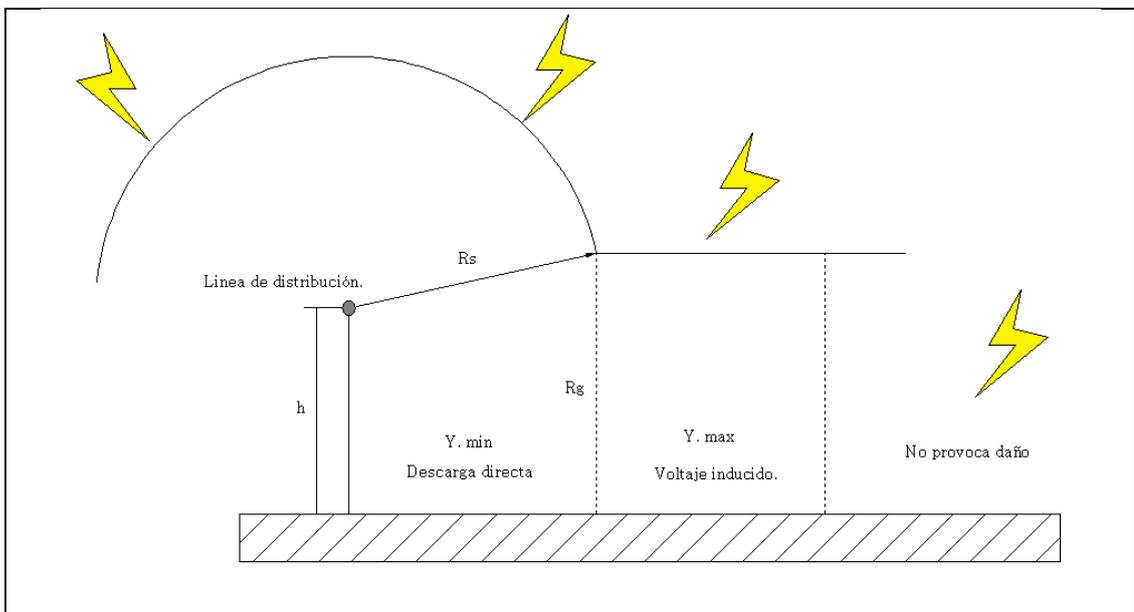


Ilustración 6- 20.- Modelo electrogeométrico de una red de distribución sin protección.

Fuente: [4]

Tabla 6-22.- Valores correspondientes al modelo electrogeométrico de la red de distribución en estudio. **Fuente:** © Derechos de Autor.

Resistencia de puesta tierra (Ω)	CFO. de Estructura.	I. Poste. (kA).	r_s (metros)	r_g (metros)	Ymin. (metros)	Y max. (metros)	Max. Voltaje Inducido (kV)
50	150	3.13	21.01	18.91	20.98	10.38	225.00
40		3.92	24.29	21.86	24.22	12.98	281.25
30		5.22	29.29	26.36	28.59	17.31	375.00
25		6.27	32.97	29.67	31.52	20.77	450.00
20		7.84	38.12	34.31	35.33	25.96	562.50
15		10.45	45.96	41.36	40.69	34.61	750.00
10		15.67	59.81	53.83	49.33	51.92	1125.00
5		31.34	93.86	84.47	68.21	103.84	2250.00

Tabla 6-23.- Valores correspondientes al modelo electrogeométrico de la red de distribución en estudio con mejoramiento de CFO.

Fuente: © Derechos de Autor.

Resistencia de puesta a tierra (Ω)	CFO. de Estructura.	I. Poste. (kA).	r_s (metros)	r_g (metros)	Ymin. (metros)	Y max. (metros)	Max. Voltaje Inducido (kV)
50	300	7.63	37.48	33.73	34.87	12.65	450.00
40		9.54	43.33	39.00	38.94	15.81	562.50
30		12.72	52.24	47.01	44.71	21.08	750.00
25		15.27	58.81	52.93	48.73	25.29	900.00
20		19.09	67.99	61.19	54.09	31.62	1125.00
15		25.45	81.97	73.77	61.87	42.16	1500.00
10		38.17	106.69	96.02	74.86	63.24	2250.00
5		75.34	167.41	150.67	104.65	126.47	4500.00

Realizando el análisis de los valores correspondientes a la red de distribución con 150kV de CFO, valor pico de descarga 32 kA, 5 Ω de resistencia de puesta a tierra y ubicada a 20 metros de altura se puede deducir que:

- Si una descarga atmosférica se precipita entre $y = 0$ y $y = 68.21$ metros esta impactara la línea.
- Si una descarga atmosférica se precipita entre $y = y_{min} = 68.21$ y $y = y_{max} = 103.84$ metros esta inducirá voltaje a las líneas.

- Si una descarga atmosférica se precipita a una distancia superior a 103.84 metros no provoca daño a la red.

La analogía es similar para el caso de una estructura con CFO igual a 300kV.

Además de los ejemplos antes señalados, se puede presentar casos similares con diferentes valores de corriente de descarga. En la tabla 6.24 y 6.25 respectivamente se presentan los valores correspondientes al modelo electrogeométrico para líneas de distribución ubicadas a 20 metros de altura, 150kU y 300 kU de CFO.

Tabla 6.24.- Valores para modelo electrogeométrico. CFO=150 kU – Altura 20m
Fuente: © Derechos de Autor.

<i>I. Descarga</i>	<i>rc</i>	<i>rg</i>	<i>Ymin.</i>	<i>Ymax.</i>	<i>Vmax. Ind.</i>	<i>Espacio entre Ymin y Ymax</i>
<i>kA</i>	<i>metros</i>	<i>metros</i>	<i>metros</i>	<i>metros</i>	<i>kU</i>	<i>metros</i>
5	28.466	25.620	27.906	16.567	225	-11.339
10	44.668	40.202	39.839	33.134	450	-6.705
15	58.138	52.324	48.324	49.701	675	1.378
20	70.092	63.083	55.288	66.269	900	10.980
25	81.033	72.930	61.358	82.836	1125	21.478
30	91.228	82.105	66.824	99.403	1350	32.578
35	100.843	90.758	71.850	115.970	1575	44.120
40	109.986	98.988	76.537	132.537	1800	56.000
45	118.738	106.864	80.952	149.104	2025	68.152
50	127.154	114.439	85.144	165.671	2250	80.527
55	135.281	121.753	89.147	182.239	2475	93.091
60	143.152	128.837	92.990	198.806	2700	105.816
65	150.797	135.718	96.692	215.373	2925	118.681
70	158.239	142.415	100.270	231.940	3150	131.670
75	165.497	148.947	103.739	248.507	3375	144.768
80	172.587	155.328	107.110	265.074	3600	157.964
85	179.524	161.572	110.392	281.641	3825	171.250
90	186.319	167.687	113.593	298.209	4050	184.616
95	192.984	173.685	116.720	314.776	4275	198.056
100	199.526	179.574	119.779	331.343	4500	211.564

Cuando se aplica el modelo electrogeométrico en una red de distribución para determinar la influencia de una descarga atmosférica sobre una línea, se puede presentar el inconveniente que la distancia mínima (Y_{min}) supera a la distancia máxima (Y_{max}), esto es producto de que el valor de puesta a tierra existente es insuficiente para evacuar la energía filtrada por la descarga y como resultado se obtendrá una subtensión o sobretensión de retorno. En la tabla anterior y siguiente se puede denotar este pormenor.

Tabla 6.25.- Valores para modelo electrogeométrico. CFO=300 kU – Altura 20m
Fuente: © Derechos de Autor.

<i>I. Descarga</i>	<i>rc</i>	<i>rg</i>	<i>Ymin.</i>	<i>Ymax.</i>	<i>Vmax. Ind</i>	<i>Espacio entre Ymin y Ymax</i>
<i>kA</i>	<i>metros</i>	<i>metros</i>	<i>metros</i>	<i>metros</i>	<i>kU</i>	<i>metros</i>
5	28.466	25.620	27.906	8.284	450	-19.622
10	44.668	40.202	39.839	16.567	900	-23.272
15	58.138	52.324	48.324	24.851	1350	-23.473
20	70.092	63.083	55.288	33.134	1800	-22.154
25	81.033	72.930	61.358	41.418	2250	-19.940
30	91.228	82.105	66.824	49.701	2700	-17.123
35	100.843	90.758	71.850	57.985	3150	-13.865
40	109.986	98.988	76.537	66.269	3600	-10.269
45	118.738	106.864	80.952	74.552	4050	-6.400
50	127.154	114.439	85.144	82.836	4500	-2.308
55	135.281	121.753	89.147	91.119	4950	1.972
60	143.152	128.837	92.990	99.403	5400	6.413
65	150.797	135.718	96.692	107.686	5850	10.995
70	158.239	142.415	100.270	115.970	6300	15.700
75	165.497	148.947	103.739	124.254	6750	20.514
80	172.587	155.328	107.110	132.537	7200	25.427
85	179.524	161.572	110.392	140.821	7650	30.429
90	186.319	167.687	113.593	149.104	8100	35.512
95	192.984	173.685	116.720	157.388	8550	40.668
100	199.526	179.574	119.779	165.671	9000	45.893

6.16 Ubicación de pararrayos.

Para la ubicación de los pararrayos en las redes de distribución se considera la metodología y modelos sugeridos en [3], (ver ilustración 3-2b), pero, para la red de distribución en análisis, se procede a la implementación del aislador extra como se indica en la ilustración 6-11. En la ilustración 6-21, se muestra en conjunto la implementación de los pararrayos y el aislador para mejoramiento del CFO en la estructura.

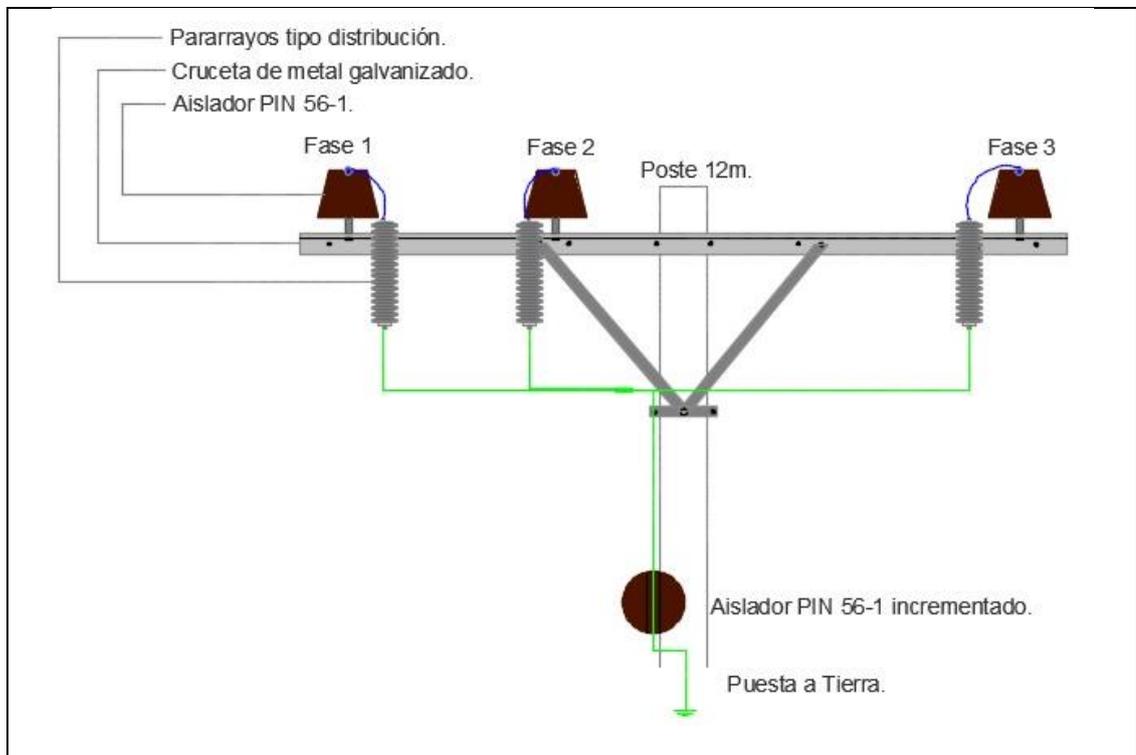
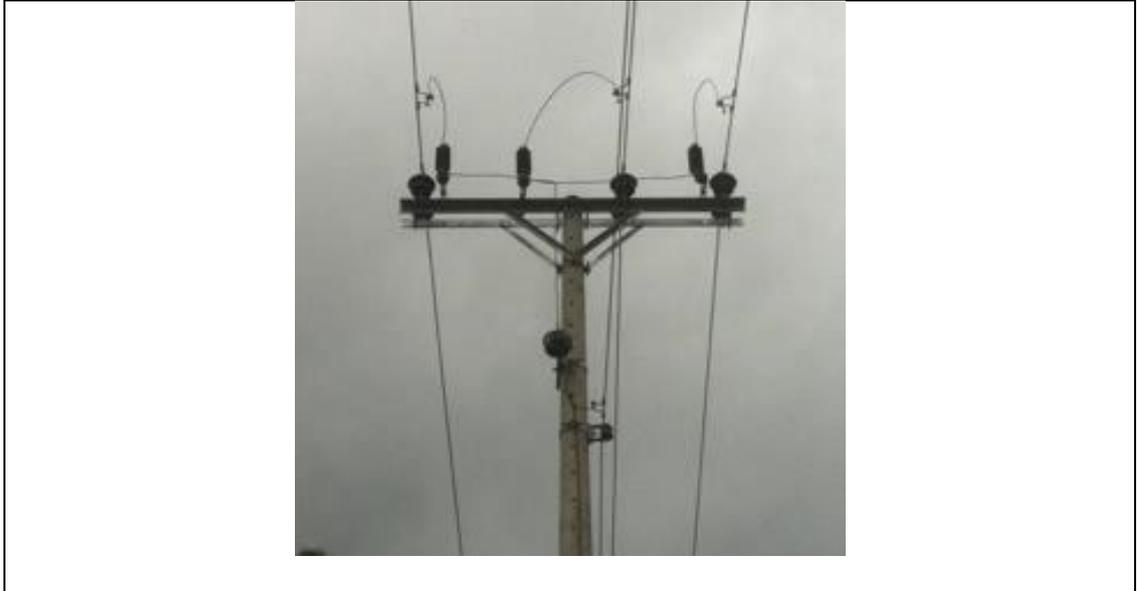


Ilustración 6- 21.- Ubicación de pararrayos en la estructura de distribución UC-3SP.

Fuente: © Derechos de autor.

En la ilustración 6-22, se presenta la implementación física del sistema para mejoramiento de CFO en estructuras de distribución y de igual manera muestra la ubicación de los pararrayos en redes de distribución. La ilustración antes mencionada está tomada de una red de distribución perteneciente a la CENTROSUR.



***Ilustración 6- 22.- Estructura con mejoramiento de CFO y pararrayos. Fuente: ©
Derechos de autor.***

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Para el diseño de redes de distribución es necesario conocer las condiciones climatológicas donde se emplazará la red, ya que al saber el comportamiento climatológico (descargas atmosféricas), el ingeniero proyectista puede anticipar problemas y particularidades originadas por actividad atmosférica. En Ecuador hace unos años atrás se carecía de un mapa isocerámico que indique la mencionada información, pero, en la actualidad se cuenta con información pertinente al tema y en base al análisis de la información brindada por el mismo, muestra que se debe prestar atención a zonas ubicadas en la región oriental del Ecuador, ya que presentan un alto nivel de Td (días de tormentas al año), y por consiguiente los índices relacionados a descargas atmosféricas como; el rango de colección de rayos, densidad de descargas que se incrementan con relación a otras zonas.
- Cuando incrementa el nivel cerámico, de igual manera incrementa el número de descargas por kilómetro cuadrado por año, en consecuencia las probabilidades de presencia de voltajes inducidos en redes de distribución sube y de igual manera las tasas de salida de la red.
- En base del estudio de la teoría de la Onda Viajera en especial en lo referente a reflejos de onda se considera la implementación de pararrayos en los finales de las redes de distribución.
- El nivel de CFO en las estructuras de distribución desempeñan un papel importante en el normal funcionamiento de las redes. Como se analizó en el capítulo 6, el nivel de CFO para que una estructura de distribución no presente flameos por voltajes inducidos, tiene que superar el valor de 250 kV.

Por consiguiente y considerando el nivel de CFO de las estructuras actuales que es de 150 kV, se recomienda el mejoramiento de dicho índice, en especial en estructuras donde se implementen pararrayos.

- Además del método indicado para el mejoramiento del CFO en las estructuras de distribución se puede considerar otras opciones para este fin, como es la sustitución de los aisladores ANSI 56-1, por aisladores que presenten mayor nivel de CFO o la implementación de crucetas de fibra de vidrio en lugar de crucetas de acero galvanizado, se propone este cambio ya que las crucetas de fibra de vidrio presentan mayor nivel de CFO.
- Algunas empresas distribuidoras recomiendan la implementación de pararrayos cada 200 metros, sin considerar el suficiente sustento técnico y matemático por el cual se tiene que aplicar la Norma IEEE 1410-2010 que sugiere la metodología correcta para el espaciamiento.
- Los valores de resistencia de puesta a tierra para las estructuras de distribución vigentes tienen que estar ubicados entre los 10Ω y 5Ω . Esto se debe a que en estos rangos se presenta el decremento de las probabilidades de flameos y la energía inducida en la red tendrá una línea de fuga más eficiente con una resistencia de puesta a tierra. Además el nivel de CFO en las estructuras homologadas de este tipo (UC-3SP), es bajo y son vulnerables a sufrir flameos por voltajes inducidos.
- Obtener valores de resistencia de puesta a tierra entre 5Ω y 10Ω es complicado en la práctica, en la zona donde se encuentra implementada el suelo está constituido por rocas y grava, presenta valores de resistencia de puesta a tierra entre 50Ω y 10Ω , y en ciertos lugares supera los 100Ω , Para

lograr esta tarea se recomienda métodos de mejoramiento de la conductividad del suelo mediante aditivos químicos.

- Los procedimientos para determinar los factores que intervienen en la aplicación de pararrayos es de suma importancia ya que garantizan el normal desempeño de la red y que los equipos de protección limiten los voltajes hasta llegar a niveles tolerables.
- Con el mejoramiento de los parámetros relacionados al aislamiento en las estructuras de distribución, y, a la ubicación óptima de los pararrayos en la trayectoria de la red, se contribuye de sobremanera a elevar la confiabilidad del sistema de distribución, en especial disminuyendo los índices FMIK y TTIK.

TRABAJOS FUTUROS:

- Este trabajo puede ser complementado con el análisis para el mejoramiento de los valores de resistencia de puesta a tierra para redes de distribución tomando como base la norma IEEE 80 o IEEE 141. En las mencionadas normas se propone métodos para mejoramiento de la resistividad e implementación de sistemas de puestas a tierra para diferentes requerimientos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- [1] CENTROSUR, «EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR,» [En línea]. Available: <http://geoportal.centrosur.gob.ec/geoinformacion/>.
- [2] WWLLN, «World Wide Lightning Location Network,» [En línea]. Available: <http://wwlln.net/>.
- [3] «Ministerio de Electricidad Y Energía Renovable, Unidades de Propiedad,» [En línea]. Available: <http://www.unidadesdepropiedad.com/www.unidadesdepropiedad.com>.
- [4] IEEE, Transmission and Distribution Committee, Standards 1410-2010, "Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines", NY 10016-5997, USA, New York, 2011.
- [5] L. X. Álvarez Quito y C. A. Apolo Apolo, "Incidencia del Programa -Cocción Eficiente- en la Demanda Máxima Unitaria para la Provincia de Morona Santiago", Universidad de Cuenca, Cuenca, 2015.
- [6] J. F. Lazo Cárdenas y A. F. Pucha Guayllazaca, "Estudio para el mejoramiento de los Índices FMIK y TTIK Aplicando Pararrayos en Redes de Distribución", Universidad Politécnica Salesiana, Ingeniería Eléctrica, Cuenca, 2015.
- [7] U.T.N., «Protección Contra Sobretensiones,» [En línea]. Available: <http://www.sistemamid.com/download.php?a=3558>.
- [8] A. Valverde Muñoz, "Determinación de la Localización y la Selección Óptima de Pararrayos para un Sistema de Distribución Eléctrica de Media Tensión", Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universitaria Rodrigo Facio, Julio del 2010.
- [9] IEEE, Surge Protective Devices Committee, Standards C62.22-1997, "Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems", USA, December 1997.
- [10] N. M. Correa vallejo, "Diseño del Apantallamiento contra Descargas Atmosféricas en las Líneas de Transmisión con Ayuda Computacional", Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito, 2011.
- [11] V. Grisales García y J. E. Moriano Cadena, "Diseño de un Sistema de Protección contra Descargas Eléctricas Atmosféricas: caso Bloque E de la

Universidad Tecnológica de Pereira", Universidad Tecnológica de Pereira, Escuela de Tecnología Eléctrica, Pereira, 2013.

- [12] V. R. Marín Villa, "Protecciones Contra Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión", Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Veracruz, Febrero del 2010.
- [13] M. Á. Jurado Manchado, «"Análisis del Comportamiento De líneas Aéreas de Distribucion Frente al Rayo",» Septiembre del 2013. [En línea]. Available: <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1669pub.pdf>.
- [14] J. A. Martínez, «"Coordinación de Aislamiento en Redes Eléctricas de Alta Tensión",» [En línea]. Available: http://higher.ed.mheducation.com/sites/dl/free/8448166973/572353/cap01_muestra_Martinez_9788448166977.pdf.
- [15] AENOR, AEN/CTN 207 - Transporte y distribución de Energía Eléctrica, UNE-EN 60071-1:2006/A1:2010.
- [16] k. F. Sailema Morales y X. A. Proaño Maldonado, «DSpace,» Octubre 2010. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2479>.
- [17] A. Dwivedi y X. Yu, "Fault Location in Radial Distribution Lines Using Travelling Waves and Network Theory", School of Electrical and Computer Engineering, Victoria, Australia: RMIT University, 2011.
- [18] A. Greenwood, "Electrical Transients in Power Systems", Second Edition,, México.
- [19] P. Ayora, «Folleto de Diseño de Alta Tensión, EPN».
- [20] EPM, "Especificación Técnica para Descargadores de obretensiones DPS en Media Tensión", Abril del 2015.
- [21] IEC, «International Electrotechnical Commissions, IEC, International Standard: Surge Arrester- Part 5: selection and Application Recommendations (IEC 60099-5),» Primera, 2000:2003.
- [22] O. BRASS, «OHIO BRASS, "Surge Arresters", IEC Line Discharge Classes 2, 3, 4 & 5,» 2015. [En línea]. Available: <http://cld.bz/pa9Ej#>.
- [23] D. Amat González, "Estudio de Sobretensiones Debidas a Cortocircuitos fase-tierra en Redes de Media Tensión para distintos Regímenes de Neutro", Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Sevilla: Universidad de Sevilla, Marzo del 2014.

- [24] CENTROSUR. [En línea]. Available:
<http://geoportal.centrosur.com.ec/geoportal/arccgisfroautocad.aspx>.
- [25] ANSI, «American National Standards Institute,» [En línea]. Available:
<https://www.ansi.org/>.
- [26] J. Woodworth, «Arrester Works, "Selecting Arrester MCOV and Uc", Part 1 of Arrester Selection Guide,» 12 de Febrero del 2009. [En línea]. Available:
http://www.arresterworks.com/arresterfacts/pdf_files/selecting_arrester.pdf.
- [27] J. A. Bustamante Cuenca, “Evaluación y Diagnóstico de la malla de puesta a tierra de la subestación Obrapía con niveles de tensión de 69kV y 13.8kV perteneciente a la E.E.R.S.S.A, para cumplir con los parámetros establecidos por la norma IEEE Std. 80-2000, Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana, 2011.

ANEXOS.

Anexo 1

Factor de regulación al 5% del valor nominal del voltaje línea- línea.

Typical IEEE System Voltages			
Nom Line to Line Voltage	Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Min MCOV
kV rms	kV rms	kV rms	kV rms
2.40	2.52	1.46	1.46
4.16	4.37	2.52	2.52
4.80	5.04	2.91	2.91
6.90	7.25	4.19	4.19
8.32	8.74	5.05	5.05
12.0	12.6	7.28	7.28
12.5	13.1	7.57	7.57
13.2	13.9	8.01	8.01
13.8	14.5	8.38	8.38
20.8	21.8	12.6	12.6
22.9	24.0	13.9	13.9
23.0	24.2	14.0	14.0
24.9	26.2	15.1	15.1
27.6	29.0	16.8	16.8
34.5	36.2	20.9	20.9
46.0	48.3	27.9	27.9
69.0	72.5	41.9	41.9
115.0	121	69.8	69.8
138.0	145	83.8	83.8
161.0	169	98	97.7
230.0	242	140	140
345.0	362	209	209
500.0	525	303	303
765.0	800	462	462

Anexo 2.

Factor de regulación al 10 % del valor nominal del voltaje línea- línea.

Typical IEC System Voltages			
Nominal Line to Line Voltage	Typical Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Minimum Uc
kV rms	kV rms	kV rms	kV rms
3.3	3.7	2.1	2.1
6.6	7.3	4.2	4.2
10.0	11.5	6.6	6.6
11.0	12.0	6.9	6.9
16.4	18.0	10.4	10.4
22.0	24.0	13.9	13.9
33.0	36.3	21.0	21.0
47.0	52	30.1	30.1
66.0	72	41.6	41.6
91.0	100	57.8	57.8
110.0	123	71.1	71.1
132.0	145	83.8	83.8
155.0	170	98.3	98.3
220.0	245	142	142
275.0	300	173	173
330.0	362	209	209
400.0	420	243	243

Anexo 3

Valores de MCOV sugeridos por IEEE- ANSI, de acuerdo al sistema de conexión de la red.

Typical IEEE System Voltages			Suggested IEEE Arrester MCOV Rating			
Nom Line to Line Voltage	Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Solid Multi-grounded System (4 wire)	Uni-grounded Systems (3 wire)	Impedance grounded Ungrounded and Delta Systems	Transmission Line Arrester for Lightning Protection Only
kV rms	kV rms	kV rms	MCOV	MCOV (*)	MCOV (*)	
2.4	2.52	1.46			2.55	
4.16	4.37	2.52	2.55	5.1	5.1	
4.8	5.04	2.91			5.1	
6.9	7.25	4.19			7.65	
8.32	8.74	5.05	5.1	7.65		
12.0	12.6	7.28	7.65	10.2		
12.5	13.1	7.57	7.65	12.7 (7.65)		
13.2	13.9	8.01	8.4	12.7 (8.4)		
13.8	14.5	8.38	8.4	12.7 (8.4)	15.3 (8.4)	15.3
20.8	21.8	12.6	12.7	15.3 (12.7)		21
22.9	24.0	13.9	15.3	19.5 (15.3)		22-24
23.0	24.2	14.0	15.3-17		24.4 (15.3)	22-24
24.9	26.2	15.1	15.3	22 (15.3)		24-29
27.6	29.0	16.8	17	24.4 (17)		24-29
34.5	36.2	20.9	22	29 (22)	36-39 (22)	29-36
46.0	48.3	27.9		29	39	29-39
69.0	72.5	41.9		42-48	53-67	48-67
115.0	121	69.8		70-76	84-98	76-98
138.0	145	83.8		84-98	106-115	98-115
161.0	169	98		98-115	115-131	115-131
230.0	242	140		140-152	182-190	152-190
345.0	362	209		209-245	230-289	245-289
500.0	525	303		318-452		>452
765.0	800	462		462-490		>490

Anexo 4

Valores de Uc sugeridos por IEC, de acuerdo al sistema de conexión de la red.

Typical IEC System Voltages			Suggested Uc for IEC Systems		
Nominal Line to Line Voltage	Typical Max Line to Line Voltage	Max Line to Grnd Voltage	Solidly Earthed Neutral at the Source Transformer	Impedance Earthed, Isolated and Delta System	Transmission Line Arresters for Lightning Protection Only
kV rms	kV rms	kV rms	Uc	Uc	
3.3	3.7	2.1	2.4	4.0	
6.6	7.3	4.2	4.8	7.2	
10.0	11.5	6.6	7.2	12	
11.0	12.0	6.9	9.6	12	12
16.4	18.0	10.4	12	18	18
22.0	24.0	13.9	16.8-24	24	24
33.0	36.3	21.0	24-36	36	36
47.0	52	30.1	33-43	53	43-53
66.0	72	41.6	43-58	72	58-72
91.0	100	57.8	66-77	102	77-102
110	123	71.1	77-86	125	86-125
132	145	83.8	96-115	145	115-145
155	170	98.3	110-125	170	125-170
220	245	142	154-188	245	188-245
275	300	173	182-192	300	192-300
330	362	209	221-230	360	230-360
400	420	243	269-288	420	288-420
500	550	318	420-440	550	440-550