



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

UNIDAD ZACATENCO

**DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA
UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA DE 230 kV**

T E S I S:

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

P R E S E N T A N:

**MENDOZA JASSO CESAR
ROCHA LERMA PEDRO FRANCISCO
SANTIAGO BAUTISTA HÉCTOR**

ASESOR:

M. en C. ENRIQUEZ HARPER GILBERTO



MÉXICO, D. F. 2013

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELECTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN
DEBERA(N) DESARROLLAR

INGENIERO ELECTRICISTA
TESIS COLECTIVA Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
C. PEDRO FRANCISCO ROCHA LERMA
C. HÉCTOR SANTIAGO BAUTISTA
C. CESAR MENDOZA JASSO

**“DISEÑO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO PARA UNA LÍNEA DE
TRANSMISIÓN COMPACTA DE 230 kV.”**

EL DESARROLLO DE ESTE PROYECTO TIENE COMO PROPÓSITO CÁLCULAR Y PROPONER LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y LOS EQUIPOS UTILIZADOS PARA LAS PROTECCIONES DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN ZONAS URBANAS, UTILIZANDO ESTRUCTURAS COMPACTAS, ASÍ COMO EL CÁLCULO ELECTROMECAÁNICO PARA ESTE TIPO DE ESTRUCTURAS.

- ❖ INTRODUCCION
- ❖ DETERMINACIÓN POR MÉTODOS NORMATIVOS Y ANÁLITICOS LAS FLECHAS Y TENSIONES EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA DE 230 kV CON UNA LONGITUD DE 37 km.
- ❖ DETERMINAR LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD QUE INTERVIENEN PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN COMPACTA, ASÍ COMO SU BLINDAJE.
- ❖ PROPONER EQUIPOS Y MATERIALES BAJO UNA SELECCIÓN EN BASE AL CÁLCULO ANALÍTICO Y NORMATIVO.
- ❖ PRESENTAR LA PROTECCIÓN DE LA LÍNEA CON EL USO DE APARTARRAYOS EN PRESENCIA DE SOBRETENSIONES DEBIDAS A LAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
- ❖ CONCLUSIONES

México D.F., A 06 de Mayo de 2013.

ASESOR

M. EN C. GILBERTO ENRIQUEZ HARPER

ING. CESAR DAVID RAMÍREZ ORTÍZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA.



“Nunca consideres el estudio como una obligación, sino como una oportunidad para penetrar en el bello y maravilloso mundo del saber”.

Albert Einstein

“El éxito no es algo que encontramos. Es algo que atraemos como consecuencia de la persona en la que nos convertimos”

Jim Ríon

AGRADECIMIENTOS

Gracias a la escuela superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica y al Instituto Politécnico Nacional por darme la oportunidad de pertenecer a este instituto y por formarme académicamente y personalmente.

A Dios por brindarme la oportunidad de estar en este camino que se llama vida. Gracias por darme salud y llenarme de seres queridos a lo largo de mi vida y por iluminarla con cosas positivas dándome fortaleza y confianza a mi mismo.

Al M. en C. Gilberto Enríquez Harper por brindarme la oportunidad de desarrollar este proyecto de tesis. Por su apoyo y sus conocimientos para finalizar este trabajo.

Al Ingeniero Claudio Aibar Sánchez jefe de departamento de diseño de líneas de transmisión por darnos su apoyo y conocimientos para este proyecto.

A los ingenieros del proyecto centro Morelos 264 de la CPT quienes me han brindado su apoyo, tolerancia y comprensión a lo largo de este trabajo.

A mis papas Rosario Jasso y Antonio Mendoza, por todo el apoyo que me han brindado no solo en este momento si no en toda mi vida, día a día. Este trabajo va dedicado especialmente para ustedes. Gracias por su compañía, su confianza, sus ánimos, regaños y amor.

A mis hermanos Ceci, Carlos, Lulú, Maru y Oscar, por el apoyo que me han dado a lo largo de mi carrera y mi etapa de estudiante. Gracias por darme todo tipo de experiencias y consejos, y por ponerme el mejor ejemplo.

A la psicóloga Montserrat Valentín Barraza por todo este tiempo que has compartido conmigo. Gracias por tu apoyo, comprensión y amor que me has demostrado incondicionalmente, por tu tolerancia y tu gran paciencia que me has tenido al final de este proceso y antes. Eres un amor y te amo.

A mis compañeros de tesis que sin su apoyo y dedicación no hubiera podido terminar este trabajo de tesis a tiempo. Gracias por conocimientos que me transmitieron y todas aquellas experiencias que me han dado. Lo logramos.

A todos mis compañeros con los que conviví a lo largo de la carrera, les aseguro que me la pase muy bien y me hicieron más ameno esta etapa como estudiante. Gracias por su apoyo y sus experiencias.

Cesar Mendoza Jasso

AGRADECIMIENTOS

Es difícil decir y redactar unas palabras de gratitud a todas aquellas personas a las que les estoy infinitamente agradecido. Intentare resumir en unas líneas el agradecimiento que le tengo a las personas que me ayudaron a cumplir mis metas y que hoy las he alcanzado.

A mi dios por haberme puesto en un camino lleno de aprendizaje y por haberme dado la fortaleza necesaria para afrontar los momentos más difíciles durante mi formación. Gracias Dios por darme lo más importante; la vida salud y una familia unida.

A mi padre Lorenzo Rocha, gracias Papá por tu orientación por tu apoyo porque en todo momento estuviste ahí para darme palabras de aliento, gracias por esos consejos sabios que me ayudaron a tomar decisiones difíciles porque no dejaste que me diera por vencido, gracias por ser mi mejor amigo. Simplemente ¡gracias!

A mi madre María Cruz Lerma, gracias Mamá por tu apoyo tu eres parte de lo que ahora soy, gracias por ese apoyo incondicional que solo tu sabes dar, gracias por tu paciencia, por acompañarme en esta y en todas las etapas de mi vida por todas las veces que me regañaste, porque gracias a eso he llegado hasta donde ahora estoy. Simplemente ¡gracias!

A mi hermana Guadalupe, gracias hermana por todo tu apoyo tu fuiste parte fundamental para cumplir este sueño. Gracias hermanita.

Gracias Abuelos: Francisco y Victoria aunque no estén físicamente aquí, sus consejos siempre me ayudaron y me seguirán ayudando. Este logro se los dedico a ustedes. ¡GRACIAS!

A mis Abuelos: Benito y Candelaria porque ustedes son como mis padres han estado cerca de mí me ayudaron en la culminación de esta etapa tan importante de mi vida. ¡GRACIAS!

A todos y cada uno de mi familia. Se los debo. ¡GRACIAS!

Al instituto Politécnico Nacional por darme la oportunidad de formarme como profesional y a ser mejor persona. ¡GRACIAS ESIME!

Al Ing. Gilberto Enríquez Harper por guiarnos y documentarnos en este proyecto por darme la oportunidad de adquirir nuevos conocimientos.

Gracias Cesar, Gracias Santiago por compartir y dedicar el tiempo suficiente para este proyecto y por qué a su lado adquirí conocimientos nuevos y fueron parte fundamental para la realización de este proyecto. A todos y cada uno de mis compañeros y amigos de la carrera. ¡Gracias!

A las personas que, aunque no aparecen aquí con nombres y apellidos, han estado presentes de alguna forma durante la realización de mis metas.

Pedro Francisco Rocha Lerma.

AGRADECIMIENTOS

A mi Mama Juliana Bautista Hernández

A ti por tu apoyo, tus regaños, tus consejos, jamás habría logrado esta meta. Por caminos dificultosos y otros más aliviados me has acompañado siempre con tu enorme ímpetu y, la fiel convicción que toda saldrá como lo deseo. Este es tu triunfo madre. Eres mi vida mamá.

A mi Papá Juan Santiago Concepción.

Hace muchos años me preguntaba del por que mi papá nunca fue a las juntas de la secundaria y de la vocacional, del porque, siempre tenía que trabajar en vez de estar conmigo y hoy que al fin cumplo esta meta, me doy cuenta que sí, que siempre estuvo conmigo, de que siempre quiso ganar un peso para que nada me faltara en la escuela y que gracias a su ejemplo hoy sabe que todas sus fuerzas para trabajar no fueron en vano, por que hoy me ha dado lo mejor que él pudiera haberse imaginado, por eso solo quiero decirte gracias papá, gracias por confiar en mí, gracias por todo tu esfuerzo y tus años de dedicación que hoy me hacen sentir en verdad ser un hombre de bien y me da la fuerza para realizar nuevas metas en mi vida. Gracias Papá.

A mis Hermanos David y Javier

Mis compañeros de toda la vida, por los ratos felices que pasamos cuando estamos juntos, por que espero ser un buen ejemplo para ustedes. Los quiero mucho...

Al Ingeniero Guillermo Morales Morales

Por el tiempo dedicado en la asesoría de este proyecto. Gracias por sus enseñanzas y su paciencia, gracias por enseñarme a ver la vida de una manera más responsable (aún sigo en eso).

Héctor Santiago Bautista

JUSTIFICACIÓN

Debido al crecimiento urbano y al aglomeramiento de casas y edificios que cada vez más reducen los espacios y franjas de terrenos que se requieren para la construcción de líneas de transmisión para transportar la energía eléctrica, nos hemos visto en la necesidad de utilizar estructuras con dimensiones menores a las estructuras convencionales con el objetivo de transportar la energía eléctrica por este tipo de zonas y su dificultad de paso e instalación.

Además la importancia de la coordinación de aislamiento para proteger tanto a la línea como a los habitantes de la zona no debe pasar de imprevisto por lo que se debe de calcular y seleccionar adecuadamente las distancias de seguridad y los equipos que integran a la línea de transmisión.

Es por esto, que el presente proyecto presenta los conceptos electromecánicos y de coordinación de aislamiento que se deben tomar en cuenta para una línea de transmisión compacta en zonas urbanas y que presentan los problemas anteriormente mencionados.

OBJETIVO GENERAL

El desarrollo de este proyecto tiene como propósito calcular y proponer la coordinación de aislamiento y los equipos utilizados para la protección de una línea de transmisión compacta en zonas urbanas así como cálculo electromecánico para este tipo de estructuras.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar por métodos normativos y analíticos las flechas y tensiones en una línea de transmisión de 230 Kv con una longitud de 37 Km utilizando postes troncocónicos.
- Determinar la coordinación de aislamiento y las distancias de seguridad que intervienen para la misma línea de transmisión, así como su blindaje.
- Proponer equipos y materiales bajo una selección en base al cálculo analítico y normativo.
- Presentar la protección de la línea con el uso de apartarrayos en presencia de sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.

INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión son uno de los componentes más importantes de un sistema eléctrico de potencia debido a que cumplen con la función de interconectar y transportar la energía eléctrica a lo largo del país entre sus diferentes plantas de generación y las subestaciones, para satisfacer la demanda eléctrica del país.

Debido a lo anterior las líneas de transmisión se deben seleccionar y calcular en base a las condiciones ambientales, de terreno, localización y espacio para crear los criterios del mejor diseño para la eficiencia y el mejor servicio. Sin embargo, actualmente existen problemas con el aglomeramiento de casas y edificios que hacen la instalación de estructuras y torres de líneas de transmisión cada vez más complicados cayendo en la necesidad de utilizar postes troncocónicos en vez de torres convencionales con el objetivo de reducir el espacio de instalación de líneas de transmisión sin dejar de considerar las condiciones anteriormente mencionadas.

Además, se debe de considerar y es necesario proteger las líneas de transmisión debido a las sobretensiones que se puedan presentar como:

- Sobretensiones temporales
- Sobretensiones provocadas por maniobra de interruptores
- Sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas

Los conductores seleccionados deben de presentar una buena conductividad eléctrica, y deben de ofrecer una baja oposición a la corriente eléctrica sin embargo esta poca oposición a la corriente eléctrica puede provocar fallas y daños a los equipos que son conectados a las líneas de transmisión, por esta causa se desarrollan las protecciones para las líneas de transmisión y su blindaje.

Hablar de blindaje de líneas de transmisión es hablar de sus protecciones en presencia de sobretensiones lo que conlleva a analizar la coordinación de aislamiento, las zonas de protección tanto de las líneas como del personal y el blindaje de la misma por medio de distancias de seguridad que abarcan lo siguiente:

- Hilos de guarda.
- Apartarrayos.
- Ángulos de blindaje.
- Distancias de la misma torre.
- Sistema a tierras.

Los cuales son parte de la línea de transmisión.

CONTENIDO GENERAL

Capítulo 1. GENERALIDADES DE LÍNEAS COMPACTAS	1
1.1 Introducción	2
1.2 Derecho de vía	3
1.3 Clasificación de Estructuras	7
1.4 Tipos de estructuras de líneas compactas	8
1.4.1 Estructuras de madera	9
1.4.2 Estructuras de concreto.....	9
1.4.3 Estructuras de metal.....	9
1.5 Conductores	10
1.5.1 Conductores convencionales utilizados en líneas de transmisión.....	11
1.5.1.1 Conductor ACSR	11
1.5.1.2 Conductor AAAC	13
1.5.2 Conductores de Alta Capacidad de Temperatura	14
1.5.2.1 Conductor ACSR G(Z)TACSR	14
1.5.2.2 Conductor ACSS	16
1.5.2.3 Conductor TACIR (Z).....	17
1.5.2.4 Conductor ACCR.....	19
1.6 Efecto Corona	20
1.6.1 Calculo de las perdidas por efecto corona	21
1.7 Aisladores	22
1.7.1 Aisladores de porcelana	23
1.7.2 Aisladores de vidrio	24
1.7.3 Aisladores plásticos o poliméricos.....	24
1.8 Clasificación de Aisladores	25
1.8.1 Aisladores de soporte.....	25
1.8.2 Aisladores de suspensión.....	26
1.8.3 Aisladores tipo espiga o palillo	27
1.9 Flechas y tensiones mecánicas en cables	28
Capítulo 2. SOBRETENSIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	32
2.1 Introducción	33
2.2 Origen y clasificación de las sobretensiones	34
2.3 Tensiones permanentes	36
2.4 Sobretensiones temporales	36
2.4.1 Fallas en la red eléctrica.....	37
2.4.2 Rechazo de la carga o pérdida súbita de la carga.	38
2.4.3 Resonancia y ferresonancia.....	39
2.4.4 Energización de transformadores.....	41
2.5 Sobretensiones por maniobra o de frente lento	41
2.5.1 Tipos de maniobras que originan sobretensiones	42
2.5.2 Energización de líneas de transmisión.	42
2.5.3 Energización de líneas terminadas en transformador	43
2.5.4 Energización de transformador terminado en cable	43
2.5.5 Desconexión en las líneas de transmisión	44
2.6 Sobretensiones por descarga atmosférica o de frente rápido	44
2.6.1 Formación y evolución de las descargas atmosféricas	45

2.6.2 Tipos de descargas atmosféricas.....	46
2.7 Estadística de las descargas atmosféricas.....	47

Capítulo 3. PROCEDIMIENTO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO 50

3.1 Introducción.....	51
3.2 Procedimiento de coordinación de aislamiento	52
3.2.1 Selección del aislamiento	54
3.2.2 Clasificación del aislamiento	54
3.2.3 Caracterización del aislamiento.....	55
3.3 Métodos de coordinación de aislamiento	56
3.4 Coordinación de aislamiento en Líneas de transmisión aéreas	57
3.5 Determinación de la tensión crítica de flameo para un Nivel de Impulso de impulso de rayo y maniobra.....	58
3.5.1 Determinación de distancia mínima de fase a tierra por rayo.....	58
3.5.2 Determinación de distancia entre fase mínima entre fases y tierra por maniobra de interruptores.....	59
3.6 Influencia de las Condiciones Meteorológicas en los aislamientos.....	60
3.6.1 Calculo de aisladores por Nivel de Contaminación.....	62
3.7 Coordinación de aislamiento de líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas	64
3.7.1 Descarga atmosférica sobre el conductor de fase	64
3.7.2 Descarga atmosférica sobre la torre	66
3.7.3 Descarga atmosférica sobre el cable de guarda	69
3.7.4 Modelo electrogeométrico para líneas de transmisión	71
3.7.5 Blindaje en las líneas de transmisión	73
3.7.5.1 Cálculo del ángulo de blindaje.....	73
3.7.5.2 Ángulo de blindaje negativo	78
3.7.5.3 Índice de flameo en líneas blindadas	79
3.8 Resistencia al pie de la torre	80
3.8.1 Sistema de puesta a tierra en líneas de transmisión compactas.....	80
3.9 Diseño de redes a tierra convencionales	81
3.9.1 Resistencia de los elementos Básicos	81
3.9.1.1 Electrodo Vertical	81
3.9.1.2 Contra-antena (Electrodo Horizontal).....	83
3.9.2 Determinación de la resistencia equivalente del terreno.	84
3.9.3 Longitud efectiva de una contra-antena ante descargas Atmosféricas	85
3.10 Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso	87
3.11 Apartarrayos en líneas de transmisión	90
3.11.1 Tipos de Apartarrayos	91
3.11.2 Apartarrayos de explosores.....	91
3.11.3 Apartarrayos de carburo de Silicio (SiC).	92
3.11.4 Apartarrayosde Óxido de Zinc (ZnO) con carcasa polimérica	93
3.12 Punto de instalación de un apartarrayos	95
3.13 Clasificación de los apartarrayos de línea	96
3.14 Principio de funcionamiento de los apartarrayos para línea de transmisión.....	96
3.14.1Criterios en la selección del apartarrayos para línea de transmisión	97
3.14.2 Instalación del apartarrayos a lo largo de la línea de transmisión	98
3.15 Distancias mínimas de seguridad para líneas de transmisión.....	98

3.15.1 Cruzamiento con calles, carreteras, autopistas o ciudades.....	99
3.15.2 Cruzamiento con vías férreas no electrificadas.....	100
3.15.3 Cruzamiento superior de una línea de transmisión con ferrocarril eléctrico o tranvía	101
3.15.4 Cruzamiento con ríos o canales navegables.....	101
3.15.5 Cruzamiento entre líneas de transmisión.	102
3.15.6 Paralelismo entre líneas eléctricas o líneas de telecomunicación	103
3.15.7 Localización de la línea respecto a zonas arboladas.	104
3.15.8 Localización de la línea respecto a construcciones en zonas urbanas.	105
Capítulo 4. APLICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	106
4.1 Introducción.....	107
4.2 Memoria de cálculo flechas y tensiones del conductor e hilos de guarda	109
4.2.1 Cálculo de la flecha de la catenaria por libramiento plano	109
4.2.2 Cálculo del claro máximo por libramiento en terreno plano.....	110
4.2.3 Cálculo Cable conductor 900 KCM/AS.....	110
4.2.4 Cálculo Cable de guarda CGFO con fibras ópticas.....	120
4.2.5 Cálculo Cable de guarda 7#8 AAS.....	128
4.2.6 Resumen de los resultados del cálculo de flechas y tensiones.....	138
4.3 Memoria de cálculo de derecho de vía.....	139
4.3.1 Integración del derecho de vía	141
4.4 Memoria de cálculo coordinación de aislamiento	141
4.4.1 Cálculo de distancias de fase a tierra y número de aisladores.....	141
4.4.2 Cálculo de la impedancia en la torre y corriente de rayo.....	145
4.4.3 Cálculo de las tensiones que aparecen en la torre y ángulo de blindaje	148
4.4.4 Cálculo de probabilidad de fallas por blindaje	151
4.4.5 Cálculo de la resistencia al pie de la torre y sistema a tierra	154
4.4.5.1 Integración de la puesta a tierra	155
4.4.5.2 Calculo del flameo inverso	156
4.4.6 Selección de apartarrayos para la línea de transmisión	156
4.4.7 Cálculo para distancias mínimas de seguridad	159
4.4.8 Efecto corona	160
5. Conclusiones.....	162
6. Recomendaciones.....	163
7. Referencias	164

CAPITULO PRIMERO

GENERALIDADES DE LINEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS



1. Líneas de transmisión compactas

1.1 Introducción

Las líneas de transmisión son un conjunto de estructuras y equipos para transportar o guiar la energía eléctrica desde la fuente de generación a los distintos puntos con el objetivo de solventar la demanda de energía que los grandes y pequeños consumidores necesitan para sus diferentes actividades. Actualmente y debido al crecimiento de la población y a la demanda de energía eléctrica en las redes actuales, nos hemos visto en la necesidad de transmitir esta energía por zonas urbanas utilizando estructuras más compactas que nos permitirán tender la línea de transmisión por los espacios reducidos que presentan estas zonas hoy en día.

Sin embargo, para transportar la energía eléctrica por estas zonas se requiere un espacio suficiente para instalar las estructuras y sus equipos que conforman a la línea de transmisión en donde no deben de existir obstáculos que impidan su libre paso garantizando la fiabilidad y seguridad tanto para la línea como para los habitantes.

Es por esto que el presente capítulo presenta los conceptos de los equipos más importantes de una línea de transmisión como lo son los conductores y aisladores, así como su aplicación en las líneas de transmisión. Además, se presentan los criterios que se deben de tomar en cuenta para seleccionar y calcular las distancias que determinan el espacio necesario para el tendido y la seguridad de los habitantes, conocido como derecho de vía y las diferentes hipótesis meteorológicas consideradas para obtener y seleccionar adecuadamente las estructuras y sus parámetros, para analizar su comportamiento.

1.2 Derecho de Vía

El derecho de vía es un espacio que se ubica a lo largo de cada línea de transmisión aérea, cuyo eje central corresponde al trazo de la línea, dentro del cual no debe existir ninguna construcción [1]. Debido a esto se deben considerar cuidadosamente todas las especificaciones y reglamentos tanto para la construcción como para el mantenimiento de las líneas de transmisión.

El objetivo principal del derecho de vía es el de disponer del área bajo la línea para su operación y mantenimiento y de este modo asegurar su operación adecuada en su máxima confiabilidad.

También, se debe proporcionar la seguridad necesaria de los habitantes cercanos a la línea de transmisión por medio de distancias establecidas en la norma pertinente [1], para evitar accidentes y probabilidades de tensiones eléctricas elevadas por contacto directo o por fenómenos de inducción.

Para la aplicación de reglamentos y normas para el derecho de vía se debe considerar la ubicación y zona de construcción de la línea de transmisión ya que existen diferentes zonas las cuales son:

- I. Derecho de vía en zona urbana.
- II. Derecho de vía en zona rural.

Además se debe considerar el tipo de terreno donde pasa la línea de transmisión:

- I. Terreno plano
- II. Terreno montañoso o con lomas.

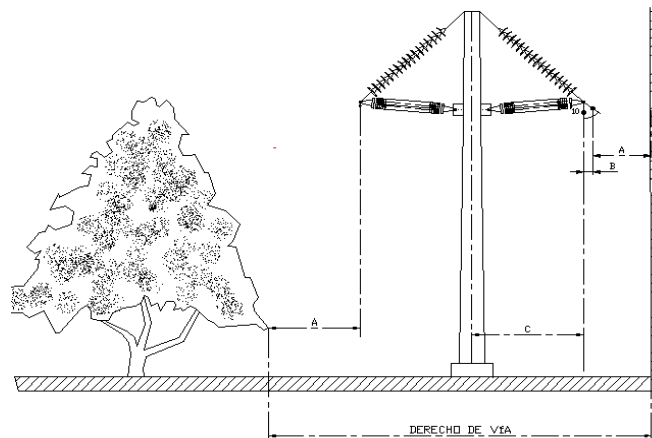


Figura 1.1. Integración de derecho de vía



Generalmente las distancias que determinan el derecho de vía son las siguientes, y que se pueden apreciar en la figura 1.1:

1. Separación horizontal de seguridad, distancia A:

Es la distancia mínima eléctrica de seguridad, la cual corresponde al desplazamiento de la cadena de aisladores por acción del viento hasta el límite de construcciones u obstáculos.

2. Conductor Desplazado por el viento, Distancia B:

Es la proyección horizontal de la flecha del conductor y de la longitud de la cadena de aisladores de suspensión (en su caso), según el ángulo de oscilación producido por el efecto del viento.

3. Distancia C

Es la distancia horizontal que existe del eje de la estructura al conductor extremo en reposo.

Estas distancias varían de acuerdo al nivel de tensión eléctrica nominal de la línea de transmisión, al calibre del conductor, la magnitud de la presión del viento, el tipo de estructura, la zona en que se localice la estructura y la altitud respecto al nivel del mar. [1]

El ancho de vía se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{Ancho de Derecho de Vía} = 2(A + (L_a + f_{16^\circ C}) \tan \alpha + C)$$

Para calcular el desplazamiento del conductor en reposo por acción del viento α se puede utilizar la siguiente fórmula:

$$\tan \alpha = \frac{(CMH)(PV)(K_1)(\phi_c)}{(CV)(K_2)(W_c) + (0.5)(W_a)}$$

Donde:

K_1 = Constante debida a la presión del viento.

K_2 = Constante debida a la masa del conductor.

α = Angulo de desplazamiento del conductor y la cadena de aisladores de suspensión cuando estos se utilicen, en grados.

CMH = Claro medio horizontal o claro de viento de una estructura en m.



PV = Presión del viento en pascales.

ϕ_c = Diámetro del conductor en m.

CV = Claro vertical o claro de masa en una estructura.

W_c = Peso unitario del conductor N/m.

W_a = Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte en N.

Las constantes que se utilizan en la formula anterior se pueden obtener de la tabla 1.1.

Conductores por fase	K_1	K_2
1	1	1
2	1.5	2
3	2.5	3

Tabla 1.1 Valores de las constantes K_1 y K_2

En la tabla 1.2, se muestran las distancias mínimas horizontales de conductores a edificios ó alguna otra estructura cerca de la línea de transmisión, para diferentes niveles de tensión.

Tensión Nominal entre Fases (V)	Distancia Mínima Horizontal "A" (m)
De 150 a 600	1.0
Hasta 6 600	1,20
13 800	1,35
23 000	1,40
34 500	1,45
69 000	1,80
85 000	2,00
115 000	2,30
138 000	2,40
150 000	2,40
161 000	2,90
230 000	3.20
400 000	4,00

Tabla 1.2 Separación mínima de seguridad para diferentes niveles de tensión

1. Las distancias indicadas en la tabla, se incrementan 1% por cada 100 m de altitud que supere los 1000 msnm.
2. Los cables de comunicación y mensajeros, deben guardar una distancia mínima de 1 m con el obstáculo más cercano.



- Para tensiones de 34.5 Kv o menores, cuando el espacio disponible no permite este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de un metro, siempre que los conductores tengan aislamiento para prevenir un corto circuito en caso de un contacto momentáneo a tierra.[1].

En la tabla 1.3, se muestran los derechos de vía para la alta tensión.

Anchos de Derecho de Vía para Estructuras Tipo Urbano									
Tensión Nominal entre fases (KV)	Número de Circuitos	Tipo de Estructura	Conductor ACSR KCM	Claro Base (m)	Flecha final a 16°C (m)	Longitud de Cadena de Aisladores	Distancia de fase Extrema al eje de la estructura	Separación Mínima Horizontal (m)	Ancho de Derecho de Vía (m)
400	2	PATS-22	2 X 1113	175	5,10	3,90	7.15	4,00	26,5
230	1	PATS-2	900	125	2,65	2,80	4,15	3,20	18
230	2	PA-S	1113	225	7,05	2,55	3,90	3,20	21
230	2	PA-S	1113	225	7,05	3)	3,40	3,20	17
138	2	PA 2S 138S	477	100	3,12	1,57	2,45	2,40	13
115	1	PAS 115P	477	100	3,12	1)	2)	2,30	7.5
115	1	PMOS 115P	477	100	3,12	1)	2)	2,30	7.5
115	1	PAS 115S	795	100	3,12	1,41	2)	2,30	7.5
115	2	PA 2S 115S	795	100	3,12	1,41	2,23	2,30	7.5
115	2	PMO 2S 115P	477	100	3,12	1)	1,58	2,30	7.5

Tabla 1.3 Ancho del derecho de vía en líneas aéreas con estructuras tipo urbano

- Aisladores tipo poste.
- Estas estructuras los conductores van colocados de un solo lado. El eje de Derecho de Vía coincide con el eje de los conductores.
- Cadenas en "V". [1]



Anchos de Derecho de Vía para Estructuras Tipo Rural										
Tensión Nominal entre fases (KV)	Número de Circuitos	Tipo de Estructura	Conductor ACSR KCM	Claro Base (m)	Flecha final a 16°C (m)	Longitud de Cadena de Aisladores	Distancia de fase Extrema al eje de la estructura	Separación Mínima Horizontal (m)	Ancho de Derecho de Vía (m)	
									Zona Urbana	Zona Rural
400	1	4BA1	2 X 1113	400	13,35	4,35	10,00	4,00	---	41,00
400	2	AEA2	2 X 1113	400	13,35	4,15	5,00	4,00	---	30,00
400	3	4A23	3 X 1113	430	14,00	3,85	10,16	4,00	---	44,00
400	2	4M2	2 X 1113	430	13,35	4,15	15,54	4,00	---	52,00
400	2	4PS2	2 X 1113	145	7,35	3,68	4,45	4,00	22,00	---
230	1	2M1	1 X 1113	390	10,99	2,96	7,20	3,20	33,00	---
230	2	2M2	1113	450	18,00	2,80	4,00	3,20	---	37,00
230	2	AD42	1113	210	8,00	2,80	4,00	3,20	21,00	---
230	2	2410SMP	1113	190	7,70	2,80	5,40	3,20	21,00	---
115	1	1M1	795	308	10,34	3,20	3,50	2,40	15,00	---
115	2	TASG2P	795	350	10,00	1,51	3,60	2,40	---	21,00
115	2	1210SMP	795	350	5,00	1,51	3,25	2,40	16,00	---
115	1	H	266,8 336,4 477	210	3,01	1,41	4,1	2,40	16,00	18,00

Tabla 1.4 Ancho del derecho de vía en líneas aéreas con estructuras tipo rural

1.3 Clasificación de Estructuras

Las estructuras de líneas de transmisión aéreas se clasifican de la siguiente manera.

Por su uso pueden ser:

- Suspensión.
- Deflexión.
- Remate.
- Transposición.

Por su tensión de operación pueden ser:

- 400 Kv.
- 230 Kv.
- 115 Kv.

Por el número de circuito:

- 1 circuito.
- 2 circuitos.



- 3 circuitos.
- 4 circuitos.

Por su condición de apoyo pueden ser:

- Retenidas.
- Autosoportadas.

Por la zona por donde atraviesan:

- Tipo rural.
- Tipo urbano.

Conviene describir la clasificación de las estructuras según el uso de la línea de transmisión.

Una estructura de suspensión o de paso soporta el peso de los cables, cadena de aisladores y herrajes, además del viento transversal, siempre se localizaran tangentes. Por eso, son estructuras generalmente diseñadas con perfiles ligeros y, por consiguiente de bajo peso.

Una estructura de deflexión o de tensión son aquellas que se utilizan en el cambio de trayectoria de la línea, son estructuras de diseño pesado ya que los esfuerzos de tensión a los que se ven sometidas son importantes, debido a que el cable se corta y se sujeta mediante los herrajes correspondientes a las crucetas de la estructura.

Una estructura de remate se coloca al inicio y al final de la línea de transmisión y en tangentes mayores a 5 km. Son utilizadas para romper claros largos y romper el efecto de falla en su presencia.

Una estructura de transposición, es utilizada para cambiar de posición el flujo eléctrico entre las fases y evitar con esto la inducción de alguna de las fases o cables de energía eléctrica. [2]

1.4 Tipos de las estructuras de líneas compactas

Las estructuras pueden ser de diferente tipo según el material de fabricación, los cuales son:

- De madera.
- De concreto.
- De metal.



1.4.1 Estructuras de madera

Este tipo de estructuras, los postes son fabricados de madera tratada.

Según ASTM existen estructuras con medidas desde los 20 hasta los 25 metros de largo, variando sus diámetros inferiores y superiores de acuerdo a la aplicación de la línea en base a normas establecidas.

Los tipos de postes utilizadas en estas estructuras son variados los cuales se diferencian uno de otro solamente por el tratamiento sometido de la madera en su fabricación, de los que podemos mencionar algunos como: Wester Red Cedar, Alaska Yellow Cedar, Red Pine, Redwood, etc. Los postes de madera también se diferencian en clases, según la AWWA (American Wood Preserved Association). [3]

1.4.2 Estructuras de Concreto.

Los postes de concreto son fabricados de diferentes maneras y utilizados para todo tipo de líneas eléctricas los cuales pueden ser:

- Pretensados
- Centrifugados
- Post- tensados

Al igual que los postes de madera, estos tienen una clasificación que va de acuerdo a su resistencia mecánica y según a la aplicación a la que se sometan pueden tener desde 6.5 metros hasta 30 metros, siendo los más utilizados los de 12, 18 y 27 metros, según la aplicación que se requiera. [3]

1.4.3 Estructuras de metal

Estos son postes de metal en chapa plegada, su sección es octogonal o de ocho caras y su aplicación es generalmente para líneas de 230 kV.

Su transporté, manipulación, almacenamiento e instalación es factible debido a que son secciones ligeras y de poco volumen (150 Kg por columna de 10 metros cada una). Se instalan en forma telescópica según las secciones requeridas en cada caso.

Los postes de metal se usan para líneas de transmisión en uno en doble circuito. Por ser postes de acero, son altamente resistentes a la deformación y también son autosoportables, por lo que necesitan retenidas particularmente los de ángulo. Pueden sustituir torres de transmisión a menor costo.



En las tablas siguientes se muestran características de postes (truncocónicos) utilizados normalmente para la transmisión de energía eléctrica para valores de tensión de 115 a 230 Kv. [3]

Medidas y especificaciones técnicas					
Poste truncocónico	Diámetro exterior		Peso	Longitud	Tensión (kV)
	(centímetros)				
	Punta	Base	(Kg)	(metros)	
POSTES DE TRANSMISIÓN					
1210SMP	26	62	3670	26.325	115
1211DMP	36	78	4737.4	25.100	115
1213DMP	40	89	5292	25.100	115
1216DMP	60	92.5	7320.9	25.100	115
1219DMP	54	102	8161.8	25.100	115
1210SCL	25	95.5	6147.89	43.657	115
1213DCL	27.6	138	9885.66	43.526	115
1216DCL	30	144.5	13102.39	43.53	115
1219DCL	30	147.5	15.284.046	43.53	115
BC29	52.5	151	23,253.18	43.200	230
1419DMP	84.6	183	36,131.06	38.400	230
AD42	60	122,5	18,048.7	31.100	230
AR92	65	152.5	26,078.9	34.100	230

Tabla 1.5 Características de los postes truncocónicos para líneas de transmisión

1.5 Conductores

Las líneas de transmisión transportan grandes cantidades de potencia eléctrica a los centros de distribución de carga y subestaciones, donde muchas veces la distribuyen en cantidades mucho menores hacia los consumidores, siendo los conductores los elementos sustanciales para el transporte de energía eléctrica quienes son instalados y soportados por las estructuras y herrajes de las líneas de transmisión.

En un principio los conductores eran principalmente de cobre, pero con el paso del tiempo han sido reemplazados por conductores de aluminio (ACSR) debido a su menor costo y una mayor ligereza en comparación a los de cobre para un mismo valor de resistencia. Ver tabla 1.6.



Cobre	Aluminio
Metal con más alta conductividad después del platino	Pesa la mitad del peso del cobre
Facilidad de estaño, plateado o cadmizado y puede ser soldado con facilidad.	Resistente a la corrosión atmosférica
Es muy dúctil	Facilidad de Soldado
Buena resistencia mecánica	Reducción del efecto corona
Difícil de oxidarse	Menor costo comparado con el cobre
Buena conductividad térmica	

Tabla 1.6 Comparación entre el cobre y aluminio

Estos conductores pueden ser operados hasta temperaturas de 75°C y durante emergencia hasta 90°C. Sin embargo el crecimiento de la demanda y la desregularización del sector energético como resultado de las redes actuales están siendo forzadas a mayores flujos de potencia a lo que fueron diseñadas por tal razón se están fabricando e instalando nuevos conductores capaces de operar a temperaturas elevadas (250°C), conservando las distancias eléctricas de las líneas actuales y sin perder confiabilidad mecánica.

Debido a lo anterior se indicaran algunas de las características y propiedades de los conductores convencionales que se han utilizado en los últimos años y de conductores de alta capacidad que actualmente están bajo estudio y que han sido propuestos para repotenciar las líneas de transmisión.

1.5.1 Conductores convencionales utilizados en líneas de transmisión

Los conductores convencionales están constituidos de aluminio, aleación de aluminio y algunos tienen núcleo de acero para disminuir la elongación de la carga a la rotura, es decir, soportar más peso por kilómetro.

Los conductores de aluminio desnudo son utilizados para la transmisión y la distribución de energía eléctrica en líneas aéreas y poseen una buena resistencia a la corrosión y buena carga de rotura, además que poseen una conductividad al añadir un recubierto de Zinc y Aluminio.

A continuación se especifican las características de dos conductores convencionales para líneas de transmisión aéreas. [4]

1.5.1.1 Conductor ACSR

El conductor más utilizado en la actualidad es el cable de aluminio reforzado con acero ACSR; constituidos con hilos de aluminio cableados en forma concéntrica alrededor de un alma de acero galvanizado.

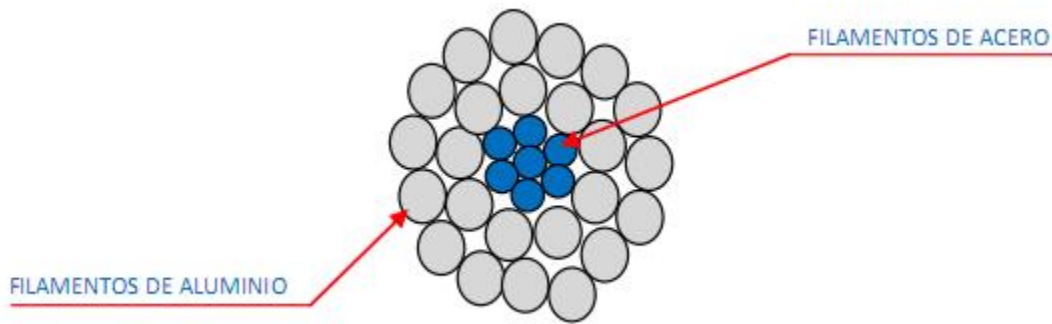


Figura 1.2 Sección Transversal de un conductor ACSR

Los conductores ACSR se conforman por alambres de aluminio de alta pureza y temple duro. Están colocados en capas concéntricas sobre un núcleo de alambre o cable de acero galvanizado. Dada su constitución bimetálica son altamente susceptibles a la corrosión galvánica.[4,5]. En México los calibres utilizados normalmente para alta tensión son los que se muestran en la siguiente tabla.

Calibre de conductores utilizados en línea de transmisión (ACSR)	
400 kv	2 x 1113 kCm
230 kv	1 x 900 kCm
	1 x 795 kCm
	1 x 1113 kCm
115 kv	1 x 477 kCm
	1 x 795 kCm

Tabla 1.7 Calibre de Conductores utilizados en líneas de transmisión en México

Propiedades:

1. 75°C (Temperatura usual de diseño de líneas aéreas).
2. Núcleo de Acero Galvanizado.
3. Alambres de aluminio.

Ventajas:

1. Por su refuerzo de acero se obtienen claros interpostales mayores que para cables de cobre o aluminio.
2. Fácil de instalar.
3. Gran resistencia a la tensión mecánica.
4. Puede instalarse en medios ambientales agresivos.

**Desventajas:**

1. No soporta temperaturas mayores a las de 90°C.
2. La elongación del conductor se presenta a menores temperaturas.

Experiencias:

1. Es el conductor más utilizado en la alta tensión de la mayoría de las empresas del sector energético. [4]

1.5.1.2 Conductor AAAC

Estos conductores están conformados por fibras de aleación de aluminio (magnesio y silicio), con propiedades mecánicas excelentes que le dan la capacidad de soporte a la tracción. La temperatura a la que opera este conductor es la misma que para el ACSR y conductores convencionales, sin embargo con la aleación de aluminio y prescindiendo del núcleo de acero se consigue una mayor capacidad de conducción. Esto implica que toda la sección transporte energía eléctrica y que se reduzca el peso total del conductor debido a que el aluminio es más ligero que el acero.

Ofrece, una gran resistencia a condiciones ambientales severas y al estar constituido de un solo material, la instalación y el acople es sencillo.

Propiedades:

1. Temperatura máxima de funcionamiento continua, 90°C.
2. Carece de punto de transición.
3. Debido a la presencia de los materiales aleados (magnesio y silicio), la conductividad es menor que la del aluminio, a cambio se mejoran las propiedades mecánicas.
4. Al eliminar el núcleo de acero, toda la sección del cable transporta corriente eléctrica.
5. Al cambiar el aluminio por el acero, el peso y los esfuerzos transmitidos en la torres son menores.

Ventajas:

1. Tienen una alta relación de conductividad eléctrica/peso.
2. Gracias al peso reducido, permite aumentar la sección y minimizar las pérdidas.
3. Existe bastante experiencia en su funcionamiento.

**Desventajas:**

1. El incremento de su capacidad es pequeño debido a su temperatura de funcionamiento (90°C)
2. Son materiales diferentes a los convencionales, por lo que se desconoce su comportamiento a largo plazo.

Experiencias:

1. Gran experiencia en España en zona de Andalucía
2. Experiencia contrastada a nivel mundial.[4]

1.5.2 Conductores de Alta Capacidad de Temperatura

Son conductores para aumentar la capacidad de transmisión de las líneas existentes y son una alternativa para repotenciar las líneas de transmisión. Están fabricados en base a nuevos materiales más livianos y resistentes a temperaturas mayores a los 100° C, además de una mayor capacidad de conducción sin que se presente un mayor cambio de elongación y aumento de la flecha, permitiendo reemplazar los cables existentes sin cambiar mayormente la infraestructura instalada.

Básicamente el funcionamiento de los conductores de alta capacidad es el uso de compuestos metálicos y aleaciones de diferentes materiales (en vez de acero y aluminio) que resultan en un cable más liviano (hasta un 30% menos) y de menor expansión térmica. En este sentido los cables convencionales trabajan a una temperatura de 75°C mientras que los conductores de alta capacidad gracias a las diferentes aleaciones (por ejemplo el conductor ACCR que contienen alambres con aleación de aluminio y zirconio) pueden trabajar hasta 240°C. Esto permite que pueda conducir mayor corriente sin que cambien significativamente sus propiedades mecánicas.

Los conductores de alta capacidad que existen actualmente son los siguientes: ACSR G(Z) TACSR, ACSS, TACIR (Z) y ACCR.

A continuación se dará a conocer sus propiedades, ventajas y desventajas así como sus experiencias mundiales de cada uno.[4]

1.5.2.1 Conductor ACSR G(Z)TACSR

Estos conductores están conformados por capas de alambre con aleación de aluminio de alta resistencia térmica pudiendo tener zirconio añadido, que rodea a un alma de acero galvanizado de alta resistencia mecánica. Los alambres de la capa interna más próxima al alma son de sección trapezoidal, lo que da a lugar un



hueco (GAP) entre el alma de acero y las capas de aluminio, que permite el deslizamiento entre ambas partes. Para facilitar dicho desplazamiento, el espacio intermedio se rellena con una grasa muy estable y resistente a altas temperaturas.

Esta forma constructiva, permite reducir la fricción entre el alma y los alambres de aluminio de manera que se pueden tener tensado el núcleo de acero y no las capas de aluminio.

Propiedades:

1. Temperatura de funcionamiento continuo, 150°C.
2. Punto de transición a temperatura de tendido.
3. Para secciones iguales, tiene densidades prácticamente iguales a los conductores convencionales.
4. Reducción del valor de la flecha, permitiendo incrementar la intensidad transportada

Ventajas:

1. Se reduce la flecha gracias al mayor tensado del cable y a su configuración.
2. Transporta mayor intensidad de corriente que los conductores convencionales.
3. Las aleaciones de zirconio pueden soportar temperatura de hasta 210°C.
4. Los conductores que tienen aleación de zirconio soportan temperaturas de orden de los 210°C , aumentado aun más la capacidad de un GAP ordinario.

Desventajas:

1. Tienen un método de tendido muy complicado.
2. Debido a su particularidad en el tendido la distancia máxima de tramos entre amarres es de 1.7 m
3. Dificultad de introducir empalmes en los vanos.

**Experiencias:**

1. Gran uso en Japón, Arabia Saudita, Malasia, y Reino Unido.
2. Pruebas piloto en España en StCeloni y Tordera-Lloret 110 Kv.
3. En todo el mundo hay unos 5.000 km instalados.[4]

1.5.2.2 Conductor ACSS

Estos conductores están hechos de cables de aluminio recocido, con un núcleo de acero formado por varios alambres. Bajo el tratamiento de recocido, se mejora la capacidad del aluminio para trabajar a altas temperaturas, por lo que se puede elevar la temperatura máxima de funcionamiento normal de la línea, mejorando su capacidad de conducción y disminuyendo su elasticidad.

La reducción de elasticidad implica que la tensión máxima que pueda soportar el aluminio sea menor, implicando que toda la tensión que se aplica sea absorbida por el acero y no por el aluminio lo que en las condiciones de trabajo no son delimitadas por el núcleo, por que el acero tiene mejores propiedades mecánicas que el aluminio. Este cambio de condiciones de trabajo de las propiedades del aluminio, dota al conductor de una mayor capacidad de amortiguamiento a la fatiga provocada por el viento y le da una mejor respuesta ante el efecto “*Creep*”, originado por la carga mecánica.

Propiedades:

1. Temperatura de funcionamiento es de aproximadamente los 200°C.
2. Si el núcleo está recubierto de aluminio la temperatura de funcionamiento será de 260°C.
3. La elongación que pueden tener los alambres de aluminio puede llegar a ser del 20-30 % sin fallar mientras el ACSR se sitúa entre 1,2-2%.
4. La conductividad es ligeramente mayor.
5. Como el aluminio no soporta tensión se tiene una respuesta satisfactoria frente al efecto “*Creep*”.
6. El método de tendido es el mismo que para el ACSR.

**Ventajas:**

1. La temperatura de operación es mucho mayor que de los convencionales así como la capacidad de conducción.
2. Menos susceptible a las vibraciones eólicas.
3. La posibilidad de que el conductor falle por fatiga es mínima.
4. El método y materiales de tendido son los mismos que para los conductores convencionales.
5. Al estar formado por acero, al igual que los núcleos de los conductores convencionales, el comportamiento de este conductor es conocido.

Desventajas:

1. Debido a su tratamiento de recocido, el aluminio utilizado es muy blando por lo que hay que tener precaución para no dañar la superficie.
2. Su tensión de rotura es apreciablemente menor en comparación con los conductores ACSR de sección similar, por ser el núcleo el que soporta toda la tracción.
3. Su tensión de rotura es mucho menor que con los conductores ACSR de sección similar por que el núcleo es el que soporta toda la tensión.

Experiencias:

1. Gran uso en los Estado Unidos y recientemente instalado por RTE en Francia.
2. Longitud aproximada de las líneas instaladas mundialmente a nivel mundial: 804.500 Km [4]

1.5.2.3 Conductor TACIR (Z)

Estos conductores presentan un núcleo constituido de alambres con aleación de Invar (acero con un 36 – 38% de Níquel, componente que le aporta un coeficiente de dilatación muy bajo) y que la parte conductora es de aleación de aluminio de alta resistencia térmica denominada TAL, permitiendo que el conductor pueda operar a temperaturas de 150°C en forma continua, pudiendo incrementar esta temperatura a 210°C si se realiza un refuerzo con zirconio.



Conforme aumenta la temperatura, el aluminio sufre elongación que hace que los esfuerzos pasen a ser soportados por el núcleo, de tal forma, que por su bajo coeficiente de dilatación el valor de la flecha es muy bajo.

Propiedades:

1. No presenta mayores problemas de instalación que los convencionales.
2. Tiene menor resistencia y módulo elástico que los convencionales.
3. Temperatura de emergencia de aproximadamente 240°C.

Ventajas:

1. Permite aumentar la temperatura de operación hasta 210°C.
2. Una vez alcanzada su temperatura de transición (expansión) la flecha permanece constante.
3. Instalación similar a la convencional.

Desventajas:

1. El invar es más débil que el acero convencional.
2. Su uso es limitado en zonas en donde las cargas por hielo o por viento.
3. Si la carga es mayor se debe aumentar la sección de Invar esto hace que el peso del conductor sea mayor.
4. La debilidad mecánica del Invar, provoca que la proporción del núcleo, en relación a la sección total del conductor tenga que ser mayor que en el caso de utilizar acero. Por lo tanto, para secciones iguales que los que cuenten con núcleo de acero, se reduce la capacidad de transporte de corriente de la línea y se incrementan las pérdidas.

Experiencias:

1. Experiencia en Japón.
2. 2200 Km aproximados a nivel mundial. [4]



1.5.2.4 Conductor ACCR

Estos conductores consisten en aleaciones de aluminio y zirconio resistentes a altas temperaturas, que recubren las fibras de óxido de aluminio, que forman el núcleo. La aleación mantiene una resistencia mecánica de 158-172 MPa y aumenta su capacidad de trabajar a altas temperaturas. Los alambres del núcleo contienen fibras cerámicas de óxido de aluminio embebidas en aluminio puro. Al estar constituido por aluminio su peso es reducido, lo que permite soportar altos esfuerzos de tracción.

Estos conductores no presentan problemas de corrosión ni electrolisis por su constitución de aluminio entre los materiales.

Propiedades:

1. Las fibras del material compuesto del núcleo tiene una resistencia equivalente a la del acero.
2. Su coeficiente de dilatación térmica es menor que la del acero y su conductividad es mayor.
3. Dependiendo de su aplicación su capacidad de transporte de intensidad de corriente puede aumentar hasta un 300%.
4. Excepcionalmente puede trabajar a 300°C.
5. Presenta propiedades eléctricas y mecánicas mucho mejores que los conductores convencionales. El alma es 8 veces más fuerte que el aluminio, 3 veces más rígida y pesa la mitad que una de acero.
6. Precaución al instalar para no romper las fibras del alma.

Ventajas:

1. Debido a la baja densidad del compuesto, su peso es menor que el de los convencionales.
2. El coeficiente de dilatación del núcleo es mucho menor que el de los conductores convencionales por lo que la flecha se reduce.
3. Permite aumentar sección sin reforzar torres.
4. Buen comportamiento ante la corrosión.



5. Instalación similar a la convencional
6. Mejor comportamiento ante el efecto “Creep”.
7. Buen comportamiento ante la corrosión.

Desventajas:

1. Tiene un costo elevado.
2. Materiales diferentes a los convencionales por lo que no se conoce su comportamiento a largo plazo.

Experiencias:

1. 15 proyectos piloto e los Estados Unidos.
2. Hace dos años se desarrollo un proyecto en china y actualmente está en construcción un proyecto en Brasil y uno más en China.
3. 160 Km instalados en todo el mundo [4]

1.6 Efecto Corona

El efecto corona es el resultado de la ionización del aire que rodea a los conductores de alta tensión. Este fenómeno se origina cuando el gradiente eléctrico que se forma alrededor de los conductores rompe o supera la rigidez dieléctrica del aire, se manifiesta en forma de chispas o descargas a muy pocos centímetros de los conductores. [6]

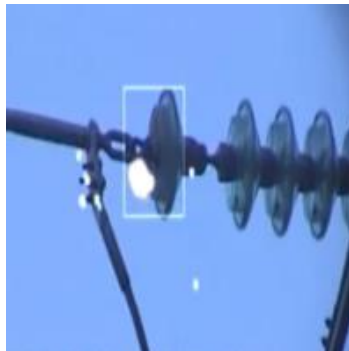


Figura 1.3 Efecto corona en el aislador de una línea de transmisión



El efecto corona depende de varios factores entre los más importantes se encuentran:

- Tensión de la línea: mientras la tensión de operación sea mayor el gradiente eléctrico que rodea a los cables es mayor y por consecuencia el efecto corona es de más intensidad.
- Humedad relativa del aire: con una humedad relativa alta, en especial cuando existe lluvia y niebla se incrementa de forma considerable el efecto corona.
- Superficie de los conductores: cuando existen impurezas, rugosidades e irregularidades en la superficie del conductor el efecto corona incrementa.
- Número de conductores. Entre más conductores existan en la línea, menor será el campo eléctrico que lo rodea y por consecuencia el gradiente eléctrico que provoca el efecto corona será menor.

El efecto corona genera consecuencias negativas en las líneas de transmisión, como son:

- Se generan pérdidas en forma de calor.
- Se generan oscilaciones electromagnéticas de alta frecuencia que se transmiten en toda la línea y provocan perturbaciones de radio y televisión en sus alrededores.

Cuando aparece el efecto corona en las líneas de transmisión se pueden generar diferentes descargas, las cuales pueden ser:

- a) Descarga de puntas: aparecen cuando es incrementado el gradiente superficial, se mide una ligera pérdida de energía.
- b) Descarga o corona de transición: se crea una luminosidad en las partes defectuosas o rugosas del cable, además de un ligero ruido.
- c) Corona luminiscente: aparece una luminiscencia en forma de halo alrededor de todo el conductor además de que se percibe un olor característico a ozono.[6]

1.6.1 Cálculo de las pérdidas por efecto corona.

La tensión para la cual el efecto corona genera pérdidas se llama tensión crítica disruptiva, cuyo valor calculado no es aun visible.

Las luminiscencias se hacen visibles cuando se alcanza la tensión crítica visual. La tensión crítica visual es mucho mayor que la tensión crítica disruptiva.



Para el cálculo empírico de las pérdidas por efecto corona en líneas de transmisión, el método más utilizado es el método o formula de F. W. Peek y es la que se muestra a continuación [7]:

$$P_{CA} = \frac{242}{\delta_r} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{D}} * (V - V_o)^2 \times 10^{-5} \quad kW/kM$$

Donde:

δ_r = Densidad relativa del aire.

f = Frecuencia en ciclos seg.

r = Radio del conductor en cm.

D = Separación entre centros de conductores en cm.

V_o = Tensión critica disruptiva.

V = Tensión de fase a neutro de la línea en kV.

Para el cálculo de la tensión disruptiva se tiene la siguiente ecuación [24]:

$$V_o = 48.5 * r * \delta_r * m_1 * \log \frac{D}{r}$$

Donde:

m_1 = 1.0 para alambres pulidos o lisos.

m_1 = 0.93 a 0.98 para alambres rugosos o afectados por agentes atmosféricos.

m_1 = 0.83 a 0.87 para cables de 7 hilos.

m_1 = 0.80 a 0.85 para cables de 19, 31 o 61 hilos.

1.7 Aisladores

Los conductores que se emplean en las líneas de transmisión aéreas, en mayor parte de los casos son desnudos; por lo tanto se necesitan aislarlos de los soportes que los sujetan por medio de aisladores, fabricados generalmente de vidrio, porcelana y también de polímeros.

Así pues, los aisladores sirven fundamentalmente para soportar y sujetar los conductores, de tal forma que estos no se muevan transversal o longitudinalmente. Como su nombre lo indica deben evitar la derivación de la corriente de la línea hacia tierra, ya que un aislamiento defectuoso que trae consigo pérdidas de energía. La sujeción del aislador al poste se realiza por medio



de herrajes. Además, un aislador debe tener las características mecánicas necesarias para soportar los esfuerzos a los que está sometido.

Las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son:

- Rigidez dieléctrica suficiente para que la tensión disruptiva o de perforación sea lo más elevada posible. Esta rigidez depende de la calidad del vidrio, de la porcelana o del material compuesto que lo conforman y del grueso del aislador. La tensión disruptiva es la tensión a la cual se ceba el arco a través de la masa del aislador.

Disposición adecuada, de forma que la tensión disruptiva presente valores elevados y por consiguiente que no se produzcan descargas por efecto corona entre los conductores y el apoyo a través de los aisladores. La tensión disruptiva es la tensión a la que se ceba un arco a través del aire siguiendo la mínima distancia entre fase y tierra, es decir, el contorno del aislador. Esta distancia se llama línea de fuga.

- Resistencia mecánica adecuada para soportar los esfuerzos demandados por el conductor, por lo que la carga de rotura de un aislador debe ser cuanto menos igual a la del conductor que tenga que soportar.
- Resistencia a las variaciones de temperatura. Ausencia de envejecimiento.

Los aisladores son, de todos los elementos de la línea, aquellos en los que se pondrá el máximo cuidado, tanto en su elección como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación. En efecto, frágiles por naturaleza, se ven sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos, colaborando todos ellos a su deterioro. Todo nuevo tipo de aislador necesita ser confirmado por un uso muy prolongado, dada la imperfección de nuestro conocimiento en esta materia.

Los aisladores se pueden clasificar según el material con que son fabricados los cuales son: vidrio, porcelana y plástico. Según su uso se tienen aisladores de intemperie y aisladores de recintos recubiertos, aislador de suspensión o aisladores de amarre y aisladores de apoyo.[8]

1.7.1 Aisladores de porcelana

Su estructura debe ser homogénea y, para dificultar las adherencias de la humedad y polvo, la superficie exterior está recubierta por una capa de esmalte.



Están fabricados con caolín y cuarzo de primera calidad. La temperatura de cocción en el horno es de 1400° C.

En alta tensión, los aisladores son de dos, tres o más piezas unidas con yeso. Esto se debe a que solamente se consigue una cocción buena cuando su espesor no excede de 3 cm. [8]



Figura 1.4 Aisladores de porcelana

1.7.2 Aisladores de vidrio

Están fabricados por una mezcla de arena silícea y de arena calcárea, fundida con una sal de sodio a una temperatura de 1300 °C, obteniéndose por moldeo. Su color es verde oscuro. El material es más barato que la porcelana, pero tienen un coeficiente de dilatación muy alto, que limita su aplicación en lugares con cambios grandes de temperatura; la resistencia al choque es menor que en la porcelana. Sin embargo, debido a que el coste es más reducido y su transparencia facilita el control visual, hacen que sustituyan en muchos casos a los de porcelana. [8]

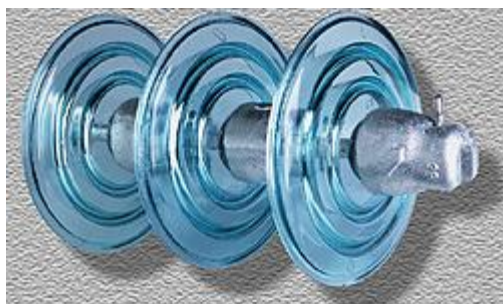


Figura 1.5 Aisladores de vidrio

1.7.3 Aisladores de plástico (Poliméricos)

Los aisladores de plástico han sido utilizados y aplicados cada vez más en las instalaciones eléctricas de alta tensión, debido fundamentalmente a las

ventajas que presentan frente a los aisladores de cerámica, vidrio entre las cuales resaltan:

- i. Mayor libertad y facilidad en el acabado final del aislador, permitiendo además el vaciado simultaneo de piezas metálicas.
- ii. Mejor comportamiento elástico y mayor resistencia contra los impactos mecánicos.
- iii. Peso reducido y alta resistencia dieléctrica.

El material más indicado para a la fabricación de aisladores plásticos suele ser la resina sintética. Sin embargo no todas las resinas sintéticas pueden soportar las condiciones que exija el sistema, quedando descartadas las resinas de tipo ciclo alifático, mientras que los elastómeros de silicón parecen arrojar mejores resultados y fiabilidad. [8]

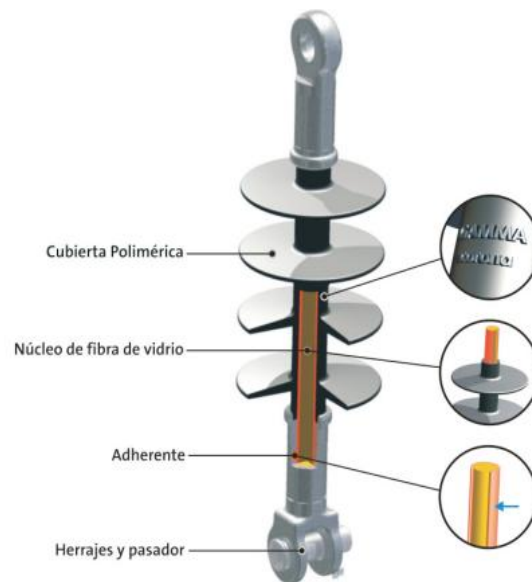


Figura 1.6 Vista de un aislador de compuestos plástico

1.8 Clasificación de Aisladores

1.8.1 Aisladores de Soporte

Empleados generalmente en sistemas de 69 kv, comúnmente el material de fabricación es de porcelana. En la actualidad este tipo de aisladores están fabricados por una sola pieza desplazando a los aisladores conformados con piezas cementadas entre sí en forma de campana. Están constituidos por un cilindro macizo de cerámica provisto de aletas, que tiene en su extremo una pieza metálica de conexión. Los sistemas de conexión entre estos aisladores, o entre las

torres, o los cables, están formados por rotulas u horquillas como en el caso de los aisladores de caperuza y espiga.

Estos aisladores pueden utilizarse en posición vertical, horizontal u oblicua. Sin embargo, en cada caso se debe asegurar que el aislador sea instalado correctamente en la posición elegida, y que corresponda a las características deseadas. Este tipo de aislador puede ser sometido en explotación en tensiones mecánicas de flexión, tracción y compresión, aún de tensiones de torsión algunas veces cercana a la ruptura del conductor. [8]

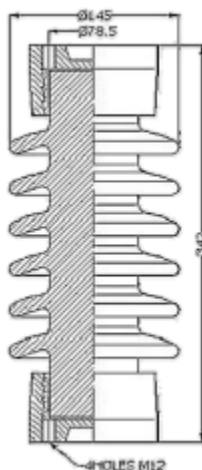


Figura 1.7 Aislador tipo Soporte

1.8.2 Aisladores de Suspensión

El aislador de suspensión es tipo campana o espárragos, hoy en día el margen comprendido para su uso comercial está comprendido a partir de los 70 Kv. Para tales tensiones el aislador de apoyo resulta antieconómico, siendo además apreciables la longitud que tendrán que expresar para vencer tensiones altas. Este tipo de aislador tiene la particularidad de poder suspenderse, hasta cierto límite, a un elemento de otro, formando una cadena de aisladores, hasta vencer la tensión deseada.

De tal modo que los aisladores en suspensión consisten en cadenas de aisladores ensamblados entre si, a las torres y a los cables, por sistemas metálicos de rotula o de horquilla que solo permiten la transmisión. De estas cadenas verticales se suspenden los conductores a las torres de alineación; de otras cadenas horizontales o más bien inclinadas respecto a la alineación de los conductores, se tensan los conductores en las torres de anclaje o amarre.

La comisión Electrotecnia Internacional ha estandarizado cierto número de tipos de aisladores y elementos de cadena, comprendiendo las formas. De igual

manera se han determinado las dimensiones de los sistemas de suspensión, consultar la publicación 120 de IEC. Actualmente los sistemas de rotula son recomendados por IEC que han recomendado cuatro dimensiones de 11, 16, 20 y 24 mm. [8]

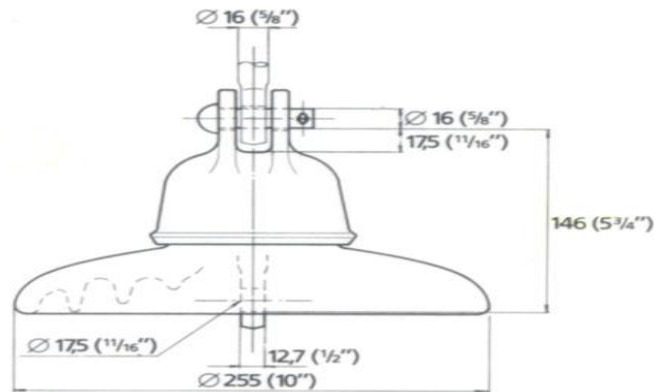


Figura 1.8 Aislador tipo suspensión

1.8.3 Aisladores tipo espiga o palillo

Este tipo de aislador se caracteriza porque la fijación hacia el conductor es rígida. Las formas de amarrar y sujetar al conductor son varias; comúnmente requieren de ligaduras es decir, requieren del mismo cable del conductor para que se amarren del aislador. También pueden sujetarlos o amarrarlos por medio de la mordaza que tienen los aisladores en su tope por medio de la rosca interna que contienen en la espiga la cual se puede ajustar gracias a una caperuza de plomo que se deforma para asentarse en la cruceta y que sobresale roscada lo cual su dimensión depende si es una cruceta de metal o de madera.

El dieléctrico que se utiliza en este tipo de aislador es de vidrio templado, de porcelana y hasta de plástico resistente. El material de conexión es mortero de cemento aluminoso. La forma que tiene la cabeza es debido a que los esfuerzos producidos por la tracción aplicados en el aislador se transformen lo mejor posible en compresión en los dieléctricos.[8]

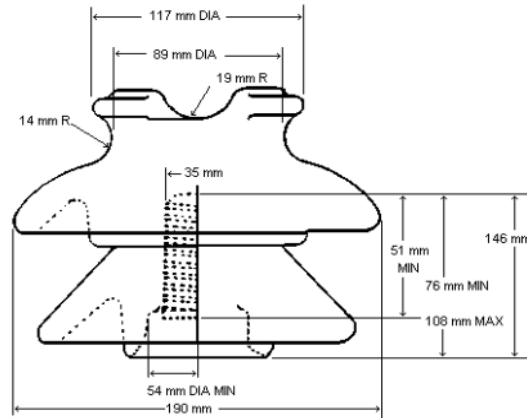


Figura 1.9 Aisladores tipo espiga

1.9 Flechas y tensiones mecánicas en cables

Los conductores de las líneas de transmisión de energía eléctrica son generalmente cables que están conformados por diferentes materiales (combinación de conductores de aluminio y acero, acero y cobre etc), que se comportan mecánicamente, hablando como un elemento bajo cierta tensión entre sus dos apoyos. Suponiendo que la tensión a lo largo del conductor es constante tendremos una catenaria como la que se muestra en la figura 1.10.

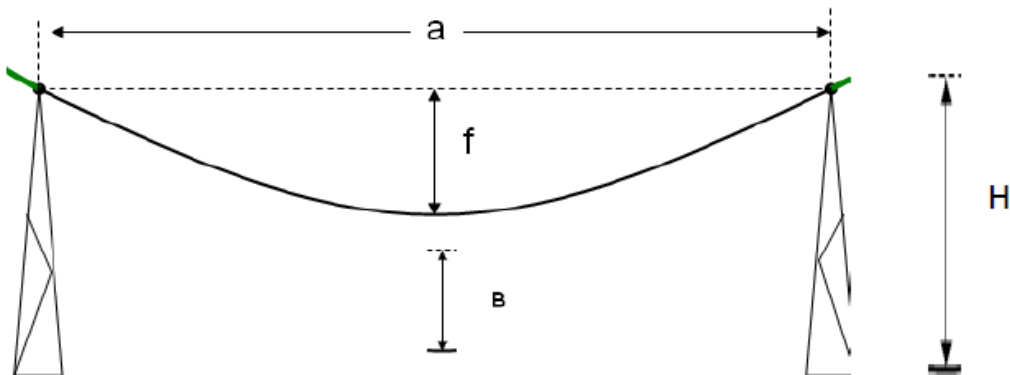


Figura 1.10 Catenaria entre dos vanos de una línea de transmisión.

Donde:

a: Es el claro entre estructuras.

f: Es la flecha.

B: Libramiento mínimo.

H: La altura del punto de anclaje más bajo del conductor.



Por lo tanto se debe realizar el diseño y cálculo mecánico de los conductores en función a la elasticidad final e inicial y al coeficiente de dilatación que presenten los conductores (presentados por el fabricante.), correspondientes a la proporción en que se encuentren el aluminio o el acero, además de las diferentes condiciones ambientales según la especificación [9]. Este cálculo se realiza por razones de seguridad, operacionales y económicas.

Por reglamento se deben especificar separaciones de seguridad mínimas, de los conductores al suelo, carreteras, ferrocarriles o de otras líneas de transmisión, además debe de garantizarse que la línea será lo suficientemente resistente a las condiciones que estará expuesta tales como viento, hielo, condiciones de rayo etc.

La selección adecuada de esfuerzos ayudara a calcular pesos y tensiones en los cables y por consiguiente brindar seguridad y operación eficiente de la línea de transmisión además de los costos en estructuras y cimentaciones.

El método empleado para la obtención de la calculo de tensiones y flechas de los conductores es conocido como “la ecuación de cambio de estado”. Esta ecuación establece que a partir de ciertas condiciones dadas, es posible obtener el comportamiento de las tensiones mecánicas en el cable conductor y cable de guarda de la línea de transmisión para condiciones ambientales o climatológicas diferentes.

La forma de la ecuación es de tercer grado y es la siguiente:

$$t_2^2(t_2 + \bar{M}) = \bar{N}$$

Cuyos parámetros son los siguientes:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1)$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2$$

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24}$$

$$T_1 = \frac{H_1}{A}$$

$$\bar{B} = aE$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A}$$



$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c}$$

$$p = \frac{H}{W_c}$$

$$W_v = P_v D$$

Terminología empleada en las ecuaciones anteriores.

H_1 : Tensión en condiciones iniciales.

t_1 : Temperatura de control a la cual se considera H_1 .

Z_1 : Sobrecarga en el cable en condiciones iniciales sin hielo y sin viento.

T_1 : Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales.

H_2 : Tensión buscada

Z_2 : Sobrecarga en el cable en condiciones finales.

t_2 : Temperatura correspondiente a H_2

T_2 : Componente horizontal del esfuerzo en condiciones finales.

S : Claro base considerado.

A : Sección del cable del conductor.

a : Coeficiente de dilatación lineal del cable.

D : Diámetro del cable.

γ : Peso unitario del cable dividido entre el área.

E : Modulo de elasticidad final del cable.

W_c : Peso unitario del cable

W_h : Peso del hielo depositado en el cable.

W_v : Fuerza debida a la presión del viento sobre el conductor.

f : Flecha.

A, B, M, N : Parámetros para el cálculo de T_2



P_v : Presión del viento. [10]

Para el diseño mecánico de carga en conductor e hilo de guarda con o sin fibras ópticas se deben considerar las hipótesis señaladas en la tabla de acuerdo a las condiciones climatológicas o ambientales y localización de la línea de transmisión. [9]

(1) La temperatura máxima de diseño se debe determinar en función del rango térmico de la línea de acuerdo con lo indicado en el documento IEEE 738. En ningún caso podrá ser menor de 50°C.

(2) Temperatura mínima registrada en la trayectoria, pero no mayor a -10°C.

(3) La presión de viento para la hipótesis de alcance por cables debe ser:

De 285 Pa para las zonas expuestas y rurales.

De 187 Pa para zonas urbanas y protegida. [9]

HIPOTESIS	Consideraciones básicas				
	Temperatura de diseño (°C)	Presión del viento (Pa)	% de tensión de ruptura máximo	Sobrecarga de hielo (mm)	Condición de cable
H1-Tensión Diaria (EDS)	Media anual	0	22	0	Final después de la carga máxima
H2- Flecha máxima.	Máxima	0	22	0	Final después del creep a 10años
H3- Viento máximo.	Coincidente al viento máximo	Presión del viento máxima	33	0	Inicial por carga máxima
H4- Flecha mínima.	Mínima	0	33	0	Final después de carga máxima
H5- Viento reducido	Mínima	Presión del viento reducido	33	5	Inicial por carga máxima
H6- Balanceo de cables.	16°C	(3)	22	0	Final después de carga máxima
H7- Condición de rayo	15°C	41.2	-----	0	Final después del creep a 10 años.

Tabla 1.8 Hipótesis consideradas para el cálculo de flechas y tensiones.

CAPITULO SEGUNDO

SOBRETENSIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO



2. Sobretensiones en el sistema eléctrico.

2.1 INTRODUCCION.

El contenido de este capítulo trata sobre la explicación de las sobretensiones que se presentan en un sistema eléctrico de potencia y en qué forma afectan a los equipos que lo integran en este caso a las líneas de transmisión, también se explican las causas que originan las sobretensiones, la clasificación y los tipos de sobretensiones que existen tanto forma de onda como tiempo de duración. Existen dos tipos importantes de sobretensiones las internas que son originadas por maniobra de interruptores y las externas que se originan por la incidencia de descargas atmosféricas. Para una línea de transmisión las sobretensiones externas es decir las descargas atmosféricas son las más severas ya que pueden llegar a causar importantes daños en sus aislamientos.

Una vez explicado lo relativo a las sobretensiones existentes en los sistemas eléctricos de potencia, en el capítulo tercero se analizara el diseño de coordinación de aislamiento para una línea de transmisión para protegerla contra los efectos que provocan las sobretensiones.



2.2 Origen y clasificación de las sobretensiones

Las características de las condiciones dieléctricas, o de tensión, a las cuales está sometida una red eléctrica, tales como forma de onda y amplitud, dependen del origen de las mismas, y pueden ser debidas a causas externas al sistema, como la actividad atmosférica (rayos), o internas como la maniobra de equipamiento (líneas, transformadores, capacitores, etc.), resonancias o ferresonancia, fallas, etc.

En base a la forma de onda y origen, generalmente se clasifica las condiciones de tensión como:

- **Tensiones permanentes:** son tensiones de frecuencia nominal, debidas al funcionamiento de la red en condiciones de operación normales, las cuales el equipamiento debe soportar en forma permanente.
- **Sobretensiones temporarias, o de frecuencia industrial:** son tensiones de forma de onda sinusoidal y frecuencia nominal, o cercana a ella, de amplitud superior a la máxima nominal del sistema, de varios segundos de duración. Pueden originarse por fallas, rechazo de carga, ferresonancia, etc.
- **Sobretensiones de maniobra, o de tiempo de frente lento:** son sobretensiones originadas generalmente en la operación de los equipos que forman parte de la red eléctrica, como por ejemplo, conexión y reconexión de líneas de transmisión, maniobra de carga capacitiva e inductiva, etc.
- **Sobretensiones atmosféricas, o de tiempo de frente rápido:** son sobretensiones del tipo impulsivo originadas por actividad atmosférica, debido al impacto de rayos en las líneas aéreas, o cerca de ellas.
- **Sobretensiones de tiempo de frente muy rápido:** generalmente estas sobretensiones se deben a la maniobra de seccionadores en las subestaciones blindadas en SF6 (GIS). [11]

Esta es una clasificación general, y la forma de onda no siempre está asociada a un determinado origen de la sobretensión. Puede ocurrir que ciertas maniobras sobre el equipo, por ejemplo reencendidos de la corriente del arco durante la apertura de un interruptor, originen sobretensiones de tiempo de frente rápido (generalmente asociadas a la actividad atmosférica) y viceversa.

En la Figura 2.1 se presenta un gráfico comparativo de las amplitudes presuntas y duración de los distintos tipos de sobretensiones [12].

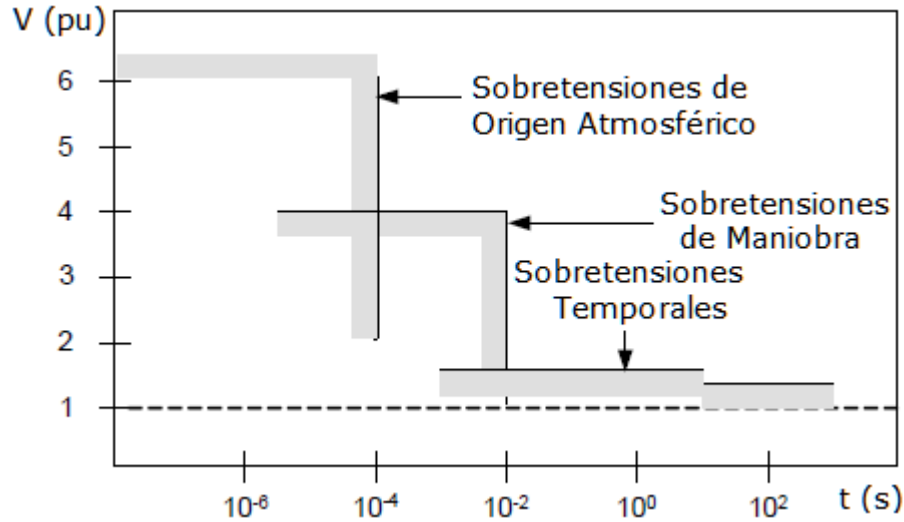


Figura 2.1. Comparación de amplitudes y duración de los tipos de sobretensiones.

En la Tabla 2.1, se muestra la clasificación, formas de onda y características generales de las sobretensiones, conjuntamente con la forma de onda normalizada de la tensión de ensayo para cada una de ellas [11].

Clases	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIOS		
	Permanente	Temporal	Frente Lento	Frente Rapido	Frente muy rapido
Forma de Tensión					
Limites de las formas de tensión	f=60 Hz Td ≥ 1h	50 < f < 500 0.03 < Td < 3600s	30 < Tf < 3000 μs 0.3 < Td < 30 μs	0.3 < Tf < 30 μs 3 < Td < 300 μs	3 < T1 < 300 ns 0.3 < F1 < 100 MHz 30 < f2 < 300 kHz 0.03 < Td < 3ms
Forma de tensión normalizada	f=60 Hz Td = ()	48 ≤ f ≤ 62 Hz Td = 1min	Tf = 250 μs Td = 2500 μs	Tf = 1.2 μs Td = 50 μs	bajo consideración
Prueba de aguante normalizada	Prueba a la frecuencia del sistema de larga duración	Prueba a la frecuencia del sistema de corta duración	Prueba de impulso por maniobra	Prueba de impulso por rayo	(Impulso cortado) bajo consideración

Tabla 2.1. Clases y formas de ondas normalizadas de sobretensiones



2.3 Tensiones permanentes.

Durante la operación normal del sistema, es de esperar pequeñas variaciones en la amplitud de la tensión respecto de la tensión nominal del mismo, debido, por ejemplo, a variaciones estacionales de carga, generación, y necesidades de la operación, las que deben estar dentro de una banda establecida para la operación normal del sistema.

Ante contingencias, los aislamientos deben ser capaces de soportar tensiones por encima del límite superior de esa banda, como mínimo hasta la máxima tensión de operación en condiciones de emergencia definida para el sistema.

Naturalmente, se recomienda adoptar para las tensiones máximas de operación del sistema en condiciones de emergencia los valores normalizados de máxima tensión soportada por el equipo en condiciones permanentes.[13].

Cabe aclarar que un equipo cuyo aislamiento esté preparado para soportar una de tales tensiones permanentes, puede que sólo la resista por diseño para un período acotado de tiempo para soportar la contingencia, en función de las especificaciones particulares dadas para su diseño (régimen térmico admisible, flujo magnético, generación de armónicas, etc.).

Definiciones de interés:

- Tensión nominal de un sistema (V_n).
- Máxima tensión de un sistema (V_s) en condiciones normales.
- Máxima tensión para el equipamiento (V_m). [13]

Para fines de la coordinación de aislamiento, la tensión que las representa tiene una forma de onda sinusoidal de frecuencia nominal y amplitud igual a la máxima del equipamiento (V_m).

2.4 Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales son sobretensiones oscilatorias de fase a fase o de fase a tierra de duración relativamente larga y que no se amortiguan o se amortiguan ligeramente en comparación a las sobretensiones por descargas atmosféricas o por maniobras las cuales son de duración corta con amortiguación rápida y mayor magnitud. Su forma de onda normalizada se puede observar en la Tabla 2.1 [14].

Las sobretensiones temporales presentan un periodo de duración desde 20 ms hasta varios segundos y se caracterizan por su amplitud la duración y su forma



de onda. Su amplitud está definida por el valor máximo previsto, un conjunto de valores cresta o la distribución estadística de esos valores cresta, los cuales dependen del origen de la sobretensión variando su amplitud y su forma de onda en base a su duración.

Estas sobretensiones suelen ser de origen interno, y por lo regular son causadas por fallas a tierra, pérdidas de carga, resonancias armónicas, ferresonancia o por una combinación de dos o más de estas causas. [11]

Para indicar la amplitud de una sobretensión temporal, se utiliza el factor “Sobretensiones a la frecuencia del sistema” que es la relación entre la componente de la frecuencia del sistema, para un voltaje dado entre el voltaje nominal del sistema. Este tipo de sobretensiones representan un peligro para los equipos eléctricos que forman parte del sistema como son los transformadores y los apartarrayos.

En el caso de los transformadores, un valor elevado de este tipo de sobretensiones origina una fuerte saturación en el núcleo magnético; con el fuerte consecuente incremento de las pérdidas en el fierro y además del calentamiento interno.

En lo que se refiere a los apartarrayos, las sobretensiones temporales son peligrosas, cuando la amplitud en el valor de la tensión a la frecuencia del sistema rebasa el valor máximo de diseño de los apartarrayos. Esto puede ocasionar la destrucción de este equipo por las descargas sucesivas que absorbe las cuales son de orden de cada medio ciclo lo que representa un exceso de energía absorbida.

Los factores más comunes que originan este tipo de sobretensiones son:

- Fallas (cortocircuitos) en la red eléctrica.
- Rechazo de carga o pérdida súbita de la carga.
- Resonancia y Ferresonancia.
- Energización de transformadores.
- Armónicos. [11]

2.4.1 Fallas en la red eléctrica

Las fallas más comunes en los sistemas eléctricos son los cortocircuitos, los cuales pueden ser de distintos tipos: monofásicos, bifásico con o sin contacto a tierra, o trifásicos, todos ellos pueden a su vez ser con o sin impedancia de falla.

En lo que respecta a la sobretensión temporaria que, es de interés el cortocircuito monofásico, pues en las fases sanas (no involucradas en el



cortocircuito) se produce una sobretensión de frecuencia nominal, cuya amplitud depende del factor de puesta a tierra, definido éste como la relación entre el mayor valor eficaz de la tensión en la fase sana, y la tensión nominal fase-tierra en el punto en falla. Este factor se puede obtener en función de la relación entre las impedancias de secuencia directa y cero del sistema.

Para sistemas de tensión nominal ≥ 132 kV es habitual conectar el neutro del sistema directamente a tierra, con lo cual el factor de puesta a tierra no supera el valor de 1,4 p. u, es decir, durante un cortocircuito monofásico la máxima tensión eficaz en las fases sanas no supera este valor. y la duración es el tiempo que tardan las protecciones en despejar la falla.

Para sistemas puestos a tierra a través de impedancia, tanto la amplitud como la duración de la sobretensión temporaria pueden ser mayores. La Tabla 2.2 muestra valores representativos del factor de puesta a tierra a considerar en caso de que no se disponga de mejor información.

Forma de conexión del neutro	Factor de puesta a tierra
Rígido a tierra	1,4
Conectado mediante impedancia	1,7
Neutro aislado	1,9

Tabla 2.2. Valores representativos del factor de puesta a tierra

2.4.2 Rechazo de la carga o pérdida súbita de la carga.

Este término se refiere a la pérdida imprevista de la carga en el extremo de una línea, lo cual puede suceder debido a una falla, errores humanos de operación o sobrecargas.

Una pérdida súbita de carga en una línea de transmisión produce una elevación de tensión a lo largo de la línea debido a la reducción del flujo de la corriente eléctrica, el cual provoca un incremento en el efecto capacitivo de las líneas y que la caída de voltaje en la impedancia se reduzca.

Para el caso de una línea 'ideal' (sin pérdidas), el valor de la tensión en el extremo abierto (sin carga) de la línea no compensada, debido al Efecto Ferranti, puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$V_2 = \frac{V_1}{\cos \beta l}$$



Dónde:

V_1 =Tensión del lado generación de la línea, en p.u.

V_2 =Tensión en el extremo abierto (lado carga) de la línea, en p.u.

β = Función de propagación $\cong 0,072^\circ/\text{km}$ a 60Hz

l =Longitud de la línea, en km

Previo al rechazo de carga la tensión V_1 puede llegar a ser igual a la tensión máxima de servicio.

Sin embargo, dado que la línea en vacío se comporta como un capacitor, luego de la pérdida de carga la tensión V_1 se incrementará, debido al efecto divisor que se forma entre la inductancia de la fuente (representada por su potencia de cortocircuito) y la capacidad de la línea en vacío.

El incremento de la tensión en el extremo abierto de la línea, V_2 , será el debido a la suma de ambos efectos.

Estas sobretensiones se reducen con la compensación shunt de la línea.

2.4.3 Resonancia y Ferroresonancia

La resonancia es la sintonía de la frecuencia de oscilación natural de un circuito LC con la frecuencia nominal del sistema.

Un caso de resonancia puede ocurrir entre dos líneas en paralelo, situadas a corta distancia (o en la misma torre), cuando una de ellas está fuera de servicio pero con sus reactores de compensación conectados.

Puede darse entonces el caso de resonancia en el circuito formado por la capacidad de acoplamiento entre ambas líneas y la inductancia (lineal, no saturada) de los reactores, originando sobretensiones temporarias en la línea que está fuera de servicio.

Si debido a las sobretensiones originadas por la resonancia, se produce la saturación del núcleo magnético de los reactores, la amplitud de la sobretensión generalmente resulta limitada a un valor cercano a la tensión del codo de saturación (entre 1,1 a 1,5 p.u.). La duración es el tiempo que se tarda en advertirse y corregirse la situación, y puede resultar excesiva para los descargadores instalados en la línea que está fuera de servicio.



Si la resonancia ocurre entre un elemento capacitivo y el circuito magnético no-lineal de un elemento inductivo (generalmente un transformador de potencia o de medición de tensión), entonces se le da el nombre de Ferroresonancia. Este fenómeno se pone de manifiesto cuando, debido a un cambio súbito en el sistema, se origina una sobretensión que produce la saturación de dicho circuito magnético.

La ferroresonancia produce oscilaciones descontroladas de tensión, de larga duración, que generalmente terminan con una falla en el sistema.

No es en general común encontrar este fenómeno en la operación en condiciones normales (simétrica) del sistema, sino en situaciones de asimetría cuando, por ejemplo, ante una maniobra o falla se produce la apertura de una o dos fases del sistema. Esto es más común en sistemas de baja tensión con fusibles, por ejemplo.

Una característica destacada de la ferroresonancia es que tiene 'histéresis' en el sentido de que, una vez producida, es necesario reducir la tensión del sistema por niveles inferiores a los que originó la ferroresonancia para lograr eliminarla, lo cual en general es difícil de lograr.

Un caso típico donde se puede producir este fenómeno es en la energización de un transformador en vacío, dado que la corriente de conexión tiene un contenido armónico que es variable en el tiempo. Si una de las armónicas coincide con una resonancia de la red, entonces es probable la ocurrencia de la ferroresonancia.

Se considera en general que no hay dispositivo de protección tal que evite la resonancia o la ferroresonancia. Es un fenómeno que debe a toda costa evitarse mediante la prohibición de las posibles maniobras o configuraciones del sistema que la originen. Para el diseño de un sistema y para la selección de los descargadores, por lo tanto, no deben considerarse sobretensiones de este tipo, ya que llevaría a un sobredimensionamiento del mismo, no justificable técnica y económicamente.

Sin embargo, debido a las dificultades en obtener datos que son esenciales para los estudios del sistema, como los del circuito magnético de transformadores y/o reactores, y ante las múltiples circunstancias en las que puede manifestarse la ferroresonancia, es difícil predecir su ocurrencia mediante estudios previos, existiendo entonces la posibilidad de que ocurra en la operación real con alguna configuración particular.

Para evitar entonces este problema de características destructivas sobre el equipo, se opta por utilizar como protección para esta eventual contingencia, la



instalación de protecciones de sobretensión escalonadas, de tres etapas, cuyo ajuste y ubicación deberá determinarse para cada caso particular [15,16,17,18].

2.4.4 Energización de transformadores

La maniobra de Energización de transformadores origina por lo general un flujo transitorio en el circuito magnético debido a la no linealidad de estos equipos (circulación de grandes corrientes) que pueden dar lugar a importantes sobretensiones, con una amplitud de hasta 2 p.u.

Debido a la característica de no linealidad del núcleo se presentan transitorios electromagnéticos ocasionados por flujo residual al momento de energizar el transformador produciendo saturación, y entonces se presenta la sobretensión temporal en el sistema al cual, se encuentra conectado al transformador.

2.5 Sobretensiones por maniobra o de frente lento.

Las sobretensiones por maniobra son aquellas que aparecen entre fases o entre fase y tierra y se originan por el cambio de configuración de la red o maniobra que las origina, una definición de acuerdo con la comisión internacional de electrotecnia (IEC 77-1), las ondas de maniobras de interruptores son, “Una sobretensión de fase a fase o de fase a tierra en un punto dado del sistema” debida a una operación de maniobras de interruptores, falla, o alguna otra causa que las origine.

Las sobretensiones de maniobra, pueden presentar gran variedad de forma de ondas con distintas magnitudes y están determinadas por los parámetros del sistema como son; frecuencia nominal de las líneas de transmisión, la impedancia de corto circuito de las redes de alimentación, la capacitancia de la línea etc.

Su evaluación y cálculo es complicado, no solamente por la gran variedad de parámetros que influyen, sino también porque existen parámetros aleatorios con magnitudes de la misma característica. Sin embargo las herramientas de cálculo utilizados son básicamente las técnicas de simulación con modelos matemáticos, físicos o computacionales cuya información adquirida suele darse en curvas de distribución de probabilidades, cuyos resultados son complejos.

Generalmente su amplitud se puede medir con la relación del valor máximo de la sobretensión, al valor máximo de la onda senoidal del estado permanente; instantes después de que el transitorio se ha eliminado por lo que su valor de referencia es:



$\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ V para las sobretensiones a tierra y, $\sqrt{2}$ V para las sobretensiones de fase a fase conociendo esta relación como “El factor de sobretensión transitoria”.

Las sobretensiones por maniobra tienen por lo general un alto amortiguamiento pero un corto periodo de tiempo, por lo que su onda normalizada para este tipo de sobretensión según IEC 60-2 (publicación) es de 250/2500 μ s, es decir, tienen un tiempo de frente de 250 microsegundos y un tiempo de cola de 2500 microsegundos siendo que las sobretensiones por maniobra son más lentas que las sobretensiones por descargas atmosféricas que tienen 1.2 microsegundos tiempo de frente y 50 microsegundos tiempo de cola 1.2/50, ondas que se pueden observar en la figura 2.1. [19]

2.5.1 Tipos de maniobras que originan las sobretensiones

Muchas de las veces, el fenómeno de la sobretensión en las líneas de transmisión es originado por la operación de cierre y apertura de interruptores de potencia y que puede tener distinto origen y por lo mismo tener distinto efecto. Los casos más comunes son los que a continuación se mencionan.

2.5.2 Energización de líneas de transmisión

La Energización y la desenergización de una línea de transmisión son las operaciones más comunes que existen en un sistema eléctrico de potencia.

Este tipo de operaciones ocasionan la mayoría de las sobretensiones en los sistemas provocando un gran estrés en los disyuntores.

Este tipo de maniobras involucra a fenómenos que al sumarlos nos dan el efecto total de las sobretensiones y son los siguientes:

- Sobretensión temporal (a frecuencia del sistema).
- Sobretensión Transitoria.

La sobretensión temporal son sobretensiones oscilatorias de fase a tierra de fase a fase cuya duración es relativamente larga en consideración a las sobretensiones por descarga atmosférica, la cual no se amortigua o se amortigua muy poco conforme transcurre el tiempo y son ocasionadas por la potencia reactiva de la línea y por efectos de compensación de reactivos.

La sobretensión transitoria se origina por la propagación brusca en la amplitud del valor de la tensión y que puede llegar a ser varias veces su valor nominal. Una de las causas de este fenómeno es el cierre de interruptores que forman parte del sistema. Por su amplitud y duración, los transitorios tienen que



ser analizados a partir de valores instantáneos, es decir, deben de ser analizados a partir de los valores máximos de tensión que toma la onda y que se conoce como la amplitud máxima de la onda. Esta amplitud máxima de onda se suele expresar en por unidad (p.u), siendo la relación que existe entre el valor absoluto de la sobretensión a un valor base y de referencia igual $\frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ veces el valor nominal del sistema.

Cuando se energiza una línea de transmisión trifásica el factor de sobretensión al nodo de recepción puede llegar a ser de 2.0 p.u. En el caso de recierre rápido en las líneas trifásicas este factor puede llegar hasta 4.0 p.u. si es que existen cargas atrapadas en la línea originando que la amplitud transitoria aumente.

En relación al cierre y recierre rápido en las líneas de transmisión y el problema que este tipo de maniobras provocan existen medidas para amortiguar y limitar las sobretensiones en las líneas, como son;

- La compensación de líneas, mediante el uso de reactores en derivación. Aunque el impacto que esta medida tiene sobre la sobretensión transitoria es muy poco sin embargo si reduce sensiblemente a la sobretensión temporal.
- El uso de resistencias de preinserción. Que son colocadas en los interruptores equipándolos con un contacto auxiliar, que conecta a las terminales de polo por medio de la resistencia. Poco tiempo después, el contacto principal pone en corto circuito la resistencia, haciendo el contacto final. [19]

2.5.3 Energización de líneas terminadas en transformador

En este tipo de maniobras se presentan dos fenómenos transitorios, la Energización de la línea de transmisión y la Energización del transformador cuyos fenómenos se suman para dar lugar al transitorio total. Este tipo de transitorios son sumamente peligrosos para las características dieléctricas de los componentes que conforman al sistema como también lo son para el transformador debido a los esfuerzos térmicos que pueden dañar el núcleo del transformador.

2.5.4 Energización del transformador terminado en cable

En este caso, la energización de transformador terminado en cable es similar a la de energización de líneas terminadas en transformador sin embargo se



presenta en los alimentadores de distribución y se caracteriza por dos aspectos fundamentales que son:

- La impedancia serie en un cable, es mucho menor que en una línea tanto como del orden 1/10, mientras que la capacitancia por unidad de longitud es mucho mayor que la de las líneas de orden 20.
- Los cables son mucho más cortos que la longitud de la línea por lo que el efecto ferranti es muy poco por lo que es despreciable.

2.5.5 Desconexión en las líneas de transmisión

La desconexión de una línea de transmisión se puede presentar bajo las siguientes circunstancias:

- Cuando no ocurren fallas.

En este caso también se deben de considerar los factores que intervienen en la Energización de una línea de transmisión, como son:

- Longitud y características principales de la línea
- Líneas en paralelo
- Compensación en derivación de las líneas
- Características de los interruptores, como son: ángulos de fase en el instante de la maniobra, rearqueo, etc.
- Configuración de la red, a la cual está conectada la línea.
- Potencia de corto circuito y relación X_0/X_1 .

Se contempla la carga atrapada en la línea de transmisión.

- Desconexión debida a eventos de falla.

Las maniobras relacionadas a la desconexión de líneas por la ocurrencia de fallas, y que intervienen en las sobretensiones por maniobra y temporales son las siguientes:

- Ocurrencia de fallas.
- Liberación de fallas.
- Extinción de arco.
- Recierre de líneas (monopolar y tripolar).[19]

2.6 Sobretensiones por descargas atmosférica o de frente rápido.

Las sobretensiones por descarga atmosférica son de tipo natural porque su origen no tiene una relación directa con el sistema eléctrico de potencia, esta se



presenta en forma de onda por la diferencia de potencial entre la nube y la tierra produciendo la ruptura dieléctrica causado por el rebase del campo electromagnético y que es afectada por la distancia entre nubes y tierra, las condiciones climatológicas y la resistencia del terreno.

En general las descargas atmosféricas o rayos y sus efectos son la principal razón de los disturbios y fallas en las líneas de transmisión, que ocasionan el mayor índice de interrupciones de servicio generando gastos económicos grandes a las empresas eléctricas y a los usuarios del servicio.

El estudio de las descargas atmosféricas y sus efectos se ha realizado casi simultáneamente con el inicio de los sistemas eléctricos de potencia, cuyas líneas aparecieron a fines del siglo XIX y rápidamente alcanzaron extensiones grandes en kilómetros; lo que propicio que las sobretensiones por descargas atmosféricas afectaran al sistema eléctrico.

Países como Alemania, Estados Unidos y Suecia iniciaron estos estudios y su observación no solo en líneas de transmisión si no a las estructuras metálicas que son parte del sistema con el objetivo de medir su intensidad de corriente y conocer su forma de onda.

Para aumentar el índice y fiabilidad del suministro del servicio eléctrico actualmente se siguen estudiando estos fenómenos con el objeto de diseñar instalaciones adecuadas y adoptar criterios para una mejora en los sistemas de transmisión del sistema eléctrico.

Básicamente estos estudios comprenden dos aspectos:

- El relativo: Comprende la física de las descargas atmosféricas o rayo, su evolución, formación y estadísticas.
- El concerniente: Comprende las descargas atmosféricas en las líneas de transmisión e instalaciones eléctricas. [19]

2.6.1 Formación y evolución de las descargas atmosféricas

La descarga eléctrica o rayo es un destello luminoso en el cielo que proviene de una nube denominada “cumulonimbos” durante una tormenta. El fenómeno se debe a la cantidad de carga eléctrica de diferente polaridad almacenada en diferentes partes de la nube.

Cuando las partículas de agua empiezan a interactuar por los efectos del viento en una cumulonimbus estas empiezan a colisionar se fracturan y se dividen ocasionando la separación de cargas positivas y negativas dentro de la nube bajo la influencia de corrientes ascendentes y la fuerza de gravedad, en donde las

cargas predominantemente positivas se acumulan en la parte superior de la nube y las predominantemente negativas se acumulan en la base y centro de la nube (-40°C a 5 km), también una pequeña carga positiva en la parte inferior de la nube. Esta separación de las cargas produce un campo eléctrico dentro de la nube y en las regiones de la nube con cargas de polaridad opuesta. Este fenómeno se puede observar en la figura 2.2. [28]



Figura 2.2. Formación de la Descarga nube a tierra

2.6.2 Tipos de descargas atmosféricas

La concentración de cargas en la nube, provoca un campo eléctrico fuerte. Una vez que el campo eléctrico sobrepasa el valor del nivel crítico (tensión considerable menor a 30 kV/cm) comienzan a ocurrir la ionización del aire provocando pequeñas descargas dentro de la nube; estas por la ionización por choque en el aire van degenerando en forma de avalancha y que trae consigo la descarga o arco eléctrico.

La distribución de cargas, hace posible que se presenten las siguientes descargas:

- De nube a nube (En la misma nube o una nube cercana)
- De nube a tierra (Descarga a tierra)

Para la protección eléctrica en contra de las descargas atmosféricas son de interés las descargas de nube a tierra, no habiendo interés en las descargas de

nube a nube. Las descargas de nube a tierra se pueden clasificar dependiendo su iniciación y polaridad.

La descarga se puede iniciar ya sea de la carga positiva o de la carga negativa en la nube o desde la misma tierra (por lo general por un objeto alto). La fase principal de la descarga, es la “DESCARGA DE RETORNO”, se presenta después de que el canal de descarga ha sido totalmente ionizado. Las cuatro principales descargas [20], son:

- Negativa descendente
- Negativa ascendente
- Positiva ascendente
- Positiva descendente

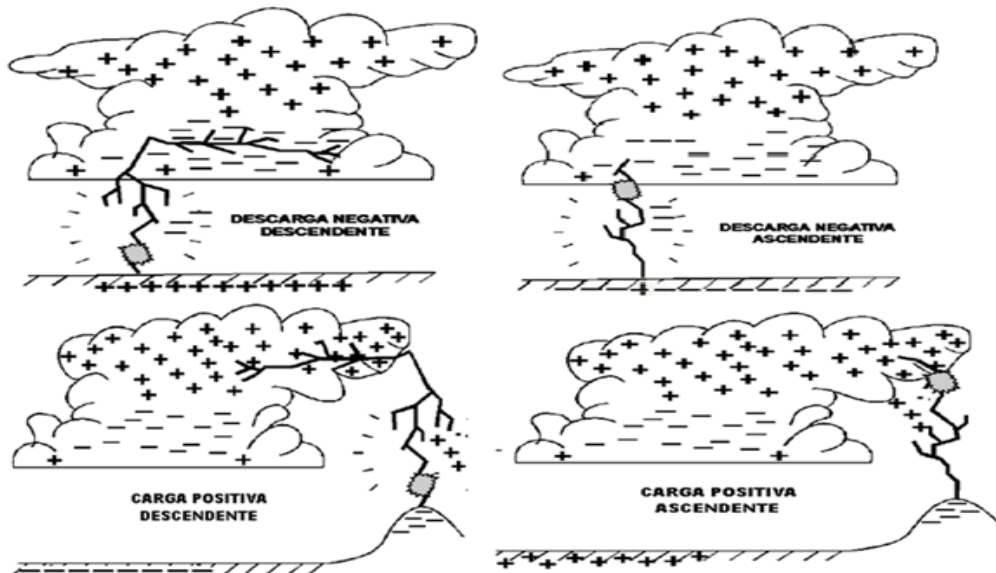


Figura 2.3. Clasificación de las descargas nube-tierra

2.7 Estadísticas de las descargas atmosféricas

Para el estudio de sobretensiones en en las líneas de transmisión, es importante el manejo de la estadística de las descargas atmosféricas, refiriéndose principalmente a:

- El número de días tormenta
- La densidad de rayos a tierra

Bajo las evaluaciones a la protección contra descargas atmosféricas de nube a tierra, consiste en valorar y determinar la frecuencia en que ocurren estos fenómenos naturales en un sitio y que es sometido a esfuerzos dieléctricos por el



fenómeno, este parámetro de cuantificación recibe el nombre “Densidad de descargas en el sitio”.

La densidad de descargas en el sitio " N_g " establece la medida en que ocurren las descargas atmosféricas de nube a tierra y es expresado en *descargas/km²/año*, este índice refiere el número total de descargas plenas.

Son diferentes los parámetros que determinan la densidad de descargas en el sitio, sobre todo la distribución de las lluvias en el lugar, su relieve, la región y su altitud. Siendo las zonas montañosas donde existen índices elevados de densidades de descargas atmosféricas con relación a las superficies bajas.

La densidad de descargas en el sitio generalmente se mide con aparatos especiales llamados contadores de rayos o descargas atmosféricas cuya finalidad es registrar la fecha y hora en que ocurren las descargas atmosféricas instalándose en lugares de interés donde se sabe que existe este tipo de actividad. Proporciona las frecuencias de los rayos a tierra por unidad de área en un lapso determinado.

Este tipo de contadores trabajan bajo el concepto del cambio en el campo eléctrico, causado por una descarga atmosférica.

Otra forma que se ha desarrollado para expresar la medida de ocurrencia de descargas atmosféricas en el sitio, es por medio de los “Mapas Ceraúnicos”, los cuales representan las zonas geográficas con un promedio en días con tormenta anual. [20]

Se han desarrollado una serie de relaciones matemáticas que relacionan la densidad de rayos a tierra y el nivel ceraúnico como la siguiente que es la más usada:

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

Dónde:

$$N_g = \text{Densidad de rayos a tierra.}$$

$$DT = \text{Nivel ceraúnico (Número de días con tormenta anual)}$$

La información de la densidad de rayos a tierra o del nivel ceraúnico se presenta por lo general en mapas del país de interés, o la región del país como referencia.

Es de importancia para la protección en sistemas eléctricos saber y tener el conocimiento del número de descargas atmosféricas que caen en una cierta zona,



esto permite determinar la actividad atmosférica en forma regionalizada y establecer los mejores criterios de diseño. [20].

Las descargas atmosféricas pueden tener un efecto muy significativo en la confiabilidad de una línea, especialmente si sus torres son más altas que el medio que los rodea. Muchos rayos son recolectados por las estructuras más altas. Es posible determinar el número de rayos que impactan a una línea principalmente en función de la altura de las estructuras, en campo abierto (sin árboles o edificios en la cercanía), es estimada de acuerdo a la ecuación de Eriksson. [21]

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

Dónde:

N_L = Rayos que impactan una línea (*rayos/100km/año*)

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

h = Altura del poste (m)

S_g = Separación cable de guarda en (m), en caso de haber sólo un cable de guarda, $S_g = 0$.

CAPITULO TERCERO

PROCEDIMIENTO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO



3.1 INTRODUCCION

La coordinación de aislamiento eléctrico es la correlación de esfuerzos dieléctricos en los aislamientos de los distintos componentes de un sistema eléctrico de potencia en alta tensión, con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida del suministro de Energía Eléctrica, causado por sobretensiones que pudieran causar daños en el equipo y en los distintos elementos de una instalación.

La coordinación de aislamiento es necesaria ya que los sistemas de transmisión están expuestos a sobretensiones que pueden ocurrir por una gran variedad de causas, entre las más importantes tenemos: fallas, maniobra de interruptores y rayos por mencionar algunas ya que anteriormente en el capítulo 2 se hizo una descripción más a fondo de estas sobretensiones. El aislamiento puede ser seleccionado en función de la altitud de la línea sobre el nivel del mar, manteniendo el nivel básico de impulso de la tensión nominal de operación. El diseño de aislamiento consistirá en la selección del espaciamiento entre fases, fases y tierra, número adecuado de aisladores.

En este capítulo se tomarán los mismos principios utilizados para torres de celosía ahora adecuándolo para líneas de transmisión compactas.



3.2. Procedimiento de coordinación de aislamiento

1.- El primer paso a realizar es la determinación de la tensión nominal en los equipos o en la instalación a diseñar, teniendo en cuenta los niveles de protección proporcionados por los dispositivos de protección instalados y el valor máximo de la tensión de operación:

- Para instalaciones de Categoría I se analizan las sobretensiones temporales y las de origen atmosférico. La tabla 3.1 muestra los niveles tensión normalizados [13,11].

Tensión nominal del sistema Vn Kv. (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd-kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60 Hz de fase a tierra kV. (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra (5) kV (cresta)
4.4 (1)	5.5	19	45
			60
			75
6.9 (1)	7.2	20	40
			60
13.8 (2)	15.5	35	75
			95
			110
23 (2)	27	50	95
		60	125
			150
34.5 (2)	36	70	125
			150
			200
44 (1)	52	95	250
69 (2)	72.5	140	325
			350
85 (3), 115 (2)	123	185	450
		230	550
138 (3)	145	230	550
		275	650
		275	650
150 (1), 161 (3)	170	325	750
		360	850
230 (2)	245	395	900
		460	950
			1050

Tabla 3.1 Niveles de aislamiento normalizados para equipo de la categoría 1



- Para instalaciones de Categoría II se analizan las sobretensiones de frente lento y las de origen atmosférico. La tabla 3.2 muestra los niveles tensión normalizados[11].

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz).	Tensión máxima de diseño del equipo Vn kV.	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAM).		Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
		Fase a tierra kV (cresta).	Fase a fase (Relación al valor cresta de fase a tierra).	
400	420	850	1.50	1050
		950	1.50	1175
		1050	1.50	1300
			1.50	1425

Tabla 3.2 Niveles de aislamiento normalizados para equipo de la categoría 2

2.- Después se determina la *tensión de aguante de coordinación*, que es la que cumple los criterios de diseño en las condiciones de servicio en que funcionarán los equipos o la instalación.

- Esta tensión se basa en el riesgo de fallo aceptado, y su cálculo se realizará multiplicando la tensión representativa por el *factor de coordinación*, K_c , que depende del tipo de aislamiento y del método de coordinación de aislamiento (determinista, estadístico) que es posible aplicar.

3.- La tensión de aguante de coordinación se convierte en la *tensión de aguante especificada*, que es la tensión normalizada de ensayo que el aislamiento debe soportar para asegurar el criterio de diseño.

- La tensión de aguante especificada se obtiene multiplicando la tensión de aguante de coordinación por un *factor de seguridad*, K_s , que compensa las diferencias entre las condiciones reales de servicio y las de ensayo.
- En aislamientos externos también se aplicará un *factor de corrección atmosférico*, K_a , que tenga en cuenta las diferencias entre las condiciones ambientales de servicio y las normalizadas de ensayo.

4.- Se selecciona el conjunto de *tensiones de aguante normalizadas* que satisfacen las tensiones de aguante especificadas.

- La tensión de aguante normalizada es la tensión aplicada en un ensayo de tensión normalizado.
- La tensión de aguante normalizada puede elegirse para la misma forma de onda normalizada que la tensión de aguante especificada o para una forma de onda distinta mediante la aplicación del *factor de conversión de ensayo*, K_t .



5.- Se selecciona el *nivel de aislamiento normalizado*, es decir el nivel de aislamiento asignado cuyas tensiones de aguante normalizadas están asociadas a la tensión de operación más elevada según la clasificación de la IEC.

3.2.1 Selección del aislamiento

Una selección óptima de los aislamientos y de los dispositivos de protección contra sobretensiones [22], requiere un conocimiento riguroso de:

1. El origen y la distribución estadística de las sobretensiones que se pueden originar.
2. La caracterización de los distintos tipos de aislamientos.
3. Los dispositivos de protección que es posible seleccionar o instalar.
4. El coste de las distintas opciones o estrategias.

3.2.2 Clasificación del aislamiento

a) Primera clasificación:

- Aislamiento auto-restaurable: Son aislamientos que recuperan sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva y las causas que lo han provocado un ejemplo es el vidrio figura 3.1.



Figura 3.1 Aislador de vidrio

- Aislamiento noauto-restaurable: Son aislamientos que pierden sus propiedades después de una descarga disruptiva, puede quedar total o parcialmente averiado después un ejemplo es la mica figura 3.2.



Figura 3.2 Aislamiento de un transformador

b) Segunda clasificación:

- Aislamiento externo: son las distancias en la atmósfera y las superficies en contacto con el aire circundante de los aislamientos sólidos del equipo que están sujetos a esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos.
- Aislamiento interno: son las partes internas sólidas, líquidas o gaseosas del aislamiento del equipo que están protegidos de las condiciones atmosféricas y otras condiciones externas tales como contaminación, humedad, bichos, etc.

3.2.3 Caracterización del aislamiento

a) La rigidez dieléctrica de un aislamiento depende de:

- La forma de onda de tensión aplicada (pendiente del frente, valor de cresta, pendiente de cola).
- La polaridad.
- Las condiciones ambientales, en el caso del aislamiento externo.

b) La descarga disruptiva de un aislamiento es un fenómeno de naturaleza estadística:

- Un mismo aislamiento puede aguantar unas cuantas veces y fallar otras veces cuando es sometido de forma repetitiva a la misma onda de tensión, manteniendo constantes la polaridad y las condiciones ambientales como se muestra en la figura 3.3 [12].

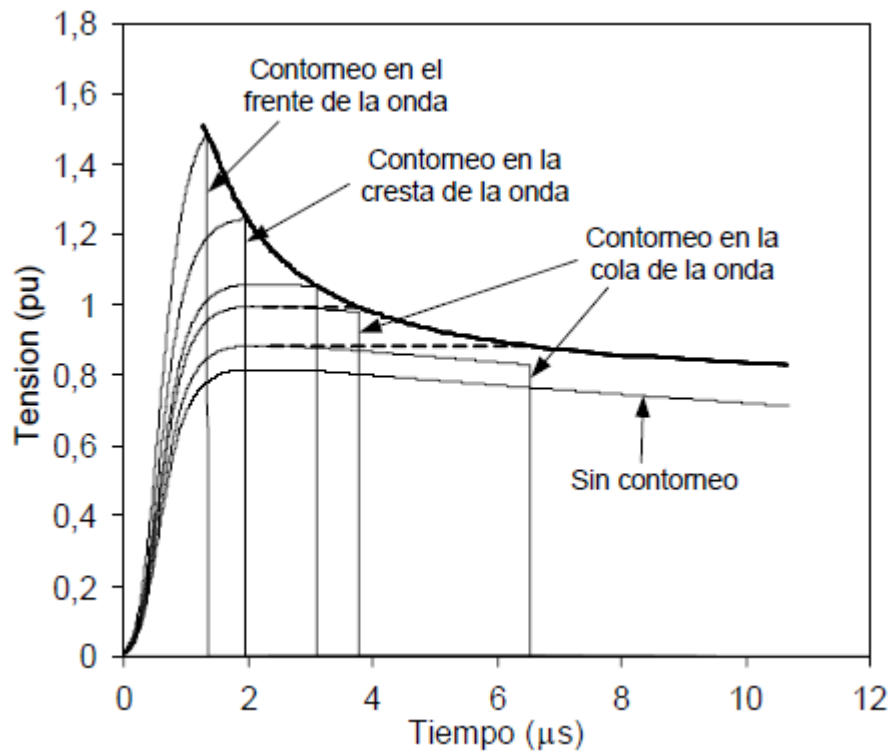


Figura 3.3 Curvas tensión tiempo



3.3 Métodos de coordinación de aislamiento

Se pueden distinguir dos métodos de coordinación de aislamiento: el determinístico y estadístico [12].

- Método determinístico

Este método se utiliza generalmente cuando no se dispone de información estadística proveniente de ensayos para determinar el índice de fallas del equipo de servicio.

Con este método, no se hace referencia al índice de falla eventual del equipo en servicio.

- Método estadístico.

Este método está basado en la frecuencia de ocurrencia de una causa dada, la distribución de probabilidad de sobretensiones relativa a esta causa y la probabilidad de descarga de la aislación.

Igualmente se puede determinar el riesgo de falla combinado simultáneamente, para cada aplicación de tensión, las probabilidades de descarga y de sobretensión teniendo en cuenta la naturaleza estadística de las sobretensiones y de la descarga mediante procedimientos adecuados.

- a) La aplicación de uno u otro método dependerá de la información disponible sobre el sistema y las tensiones representativas.
- b) El método estadístico se puede aplicar cuando es posible obtener la función de densidad de probabilidad de las sobretensiones representativas.
- c) La distribución estadística de sobretensiones y la función de probabilidad de fallo del aislamiento permiten obtener el riesgo de falla de un equipo, así como seleccionar y dimensionar el aislamiento de forma que la frecuencia de falla se halle dentro de los límites aceptables



3.4 Coordinación de aislamiento en líneas de transmisión

El estudio de coordinación de aislamiento será distinto dependiendo del equipo a estudiar, del tipo de aislamiento a seleccionar y de las sobretensiones que influirán en esta selección. A continuación se detallan los objetivos, el tipo de cálculos que se ha de realizar y las sobretensiones que será necesario estimar en la coordinación de aislamiento de líneas transmisión aéreas [7].

La coordinación de aislamiento de una línea de transmisión aérea puede tener los siguientes objetivos:

- Diseñar el blindaje (número y ubicación de los cables de guarda) adecuado frente a descargas atmosféricas, que minimice el número de flámeos por falla de blindaje.
- Diseñar una puesta a tierra efectiva que minimice la tasa de flameo inverso.
- Seleccionar las dimensiones de las cadenas de aisladores para soportar las sobretensiones que se puedan originar por maniobras y por descargas atmosféricas.
- Dimensionar las distancias en el aire entre conductores, entre conductores y tierra, y entre conductores y apoyos.
- Decidir si será necesario instalar pararrayos y apartarrayos, y en caso afirmativo determinar su ubicación y sus valores nominales.

El diseño de los cables de guarda y de la puesta a tierra vendrá impuesto por las sobretensiones causadas por el rayo, mientras que el nivel de aislamiento a seleccionar dependerá de las sobretensiones por maniobra y las causadas por el rayo. El nivel de contaminación puede ser decisivo en la selección de aisladores. Finalmente, la instalación de pararrayos dependerá de las sobretensiones por maniobra y por descargas atmosféricas, así como de la puesta a tierra que se pueda conseguir, según el tipo de terreno en el que se instala la línea. La selección de los valores nominales de los pararrayos y apartarrayos dependerá de la máxima tensión permanente a frecuencia industrial y de las sobretensiones temporales que se puedan originar en la línea.

El flameo de una línea aérea puede ser originada por sobretensiones de maniobra o de origen atmosférico. Como criterios de diseño se han de fijar el número de flámeos causados por el rayo por km y año, y el número medio de operaciones de maniobra que se han de realizar para obtener un flameo.



3.5 Determinación de la tensión crítica de flameo para un Nivel de Impulso de Rayo y maniobra.

El voltaje al cual ocurre el flameo o arco eléctrico se calcula según se halla seleccionado la coordinación de aislamiento por rayo (BIL) o por maniobra (NBS), se obtienen las siguientes expresiones que se aplican para determinar la tensión crítica de flameo de fase a tierra para una onda normalizada por rayo o maniobra de interruptores[23].

$$V_{50\%} = TCF_{Estandar} = \frac{(NBI)}{(1 - 1.3\sigma)} = \frac{(NBI)}{(0.961)} (\sigma = 3\%)$$

$$V_{50\%} = TCF_{Estandar} = \frac{(NBS)}{(1 - 1.3\sigma)} = \frac{(NBS)}{(0.922)} (\sigma = 6\%)$$

Donde

TCF = Es el voltaje al cual ocurre el flameo o arco eléctrico

NBI = Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo

NBS = Nivel básico de aislamiento por maniobra de interruptores

σ = Desviación estándar

Cabe mencionar que el NBS solo se aplica a instalaciones de categoría II por ser más representativas.

3.5.1 Determinación de distancia mínima de fase a tierra por rayo

Las distancias en aire de fase a tierra y de fase a fase deben garantizar estadísticamente una probabilidad de chispeo o flameo tal que resulte baja desde el punto de vista de los criterios adoptados. Esto conduce al establecimiento de distancias mínimas de no flameo entre fases y tierra o entre fases y se calcula con la siguiente expresión [24].

$$TCF = K_3 d \text{ (kV)}$$

Donde

K_3 = Factor de electrodo por rayo (Ver tabla 3.3)

d = Distancia en metros

3.5.2 Determinación de distancia entre fase mínima entre fases y tierra por maniobra de interruptores.

El método de L París y Gallet-Leroy, establece el cálculo de la distancia de fase a tierra mínimo que se puede dar entre un conductor y tierra (estructura de la torre) sin riesgo a que se produzca arco eléctrico. En las dos técnicas existe una proporcionalidad entre el voltaje crítico de flameo y la distancia de fase a tierra.

Entre las dos técnicas existe una proporcionalidad entre el voltaje crítico de flameo y la distancia de fase a tierra (solo aplica instalaciones de Categoría II) se calculan con las siguientes expresiones.

$$d = \left(\frac{TCF}{500k} \right)^{0.6}$$

L. París

$$d = \frac{8}{\left(\frac{3400k}{TCF} \right)^{-1}}$$

Gallet-Leroy

Configuración de Entrehierro	Diagrama	K1	K2	K3
Fase-Torre		1.40	1.25	550
Fase-Ventana de Torre		1.30	1.20	550
Conductor-Suelo		1.30	1.10	550
Conductor-Objeto		1.45	1.35	550
Varilla-Plano		1.20	1.00	480
Conductor-Conductor		1.65	1.50	550
Entre Anillos (Equipotenciales) de Conductores		-	1.60	550

K1 Factor de electrodos (gaps) para sobretensiones a la frecuencia del sistema (60 Hz).

K2 Factor de electrodos (gaps) para sobretensiones por maniobra de interruptores.

K3 Factor de electrodos (gaps) para sobretensiones por rayo

Tabla 3.3 Constantes para diferentes configuraciones de electrodos



3.6 Influencia de las Condiciones Meteorológicas en los aislamientos.

Las condiciones meteorológicas tienen gran influencia al momento de determinar el aislamiento. Los principales factores que ejercen influencia son: temperatura, humedad, el grado de contaminación de la zona y la densidad del aire de tal manera que la TCF en condiciones estándar se debe modificar de acuerdo con la siguiente expresión [24].

$$TCF_{Diseño} = \frac{(Kh)TCF_{Estandar}}{(\delta)}$$

Dónde:

Kh=Factor de corrección por humedad

δ= Factor de corrección por presión barométrica

Este factor se obtiene de la siguiente expresión

$$\delta = \frac{0.392 \times b}{273 + t}$$

Dónde:

δ = Densidad relativa del aire para el lugar de instalación.

b= presión barométrica del lugar de instalación en cm Hg.

t= temperatura del lugar de instalación engrados centígrados C.

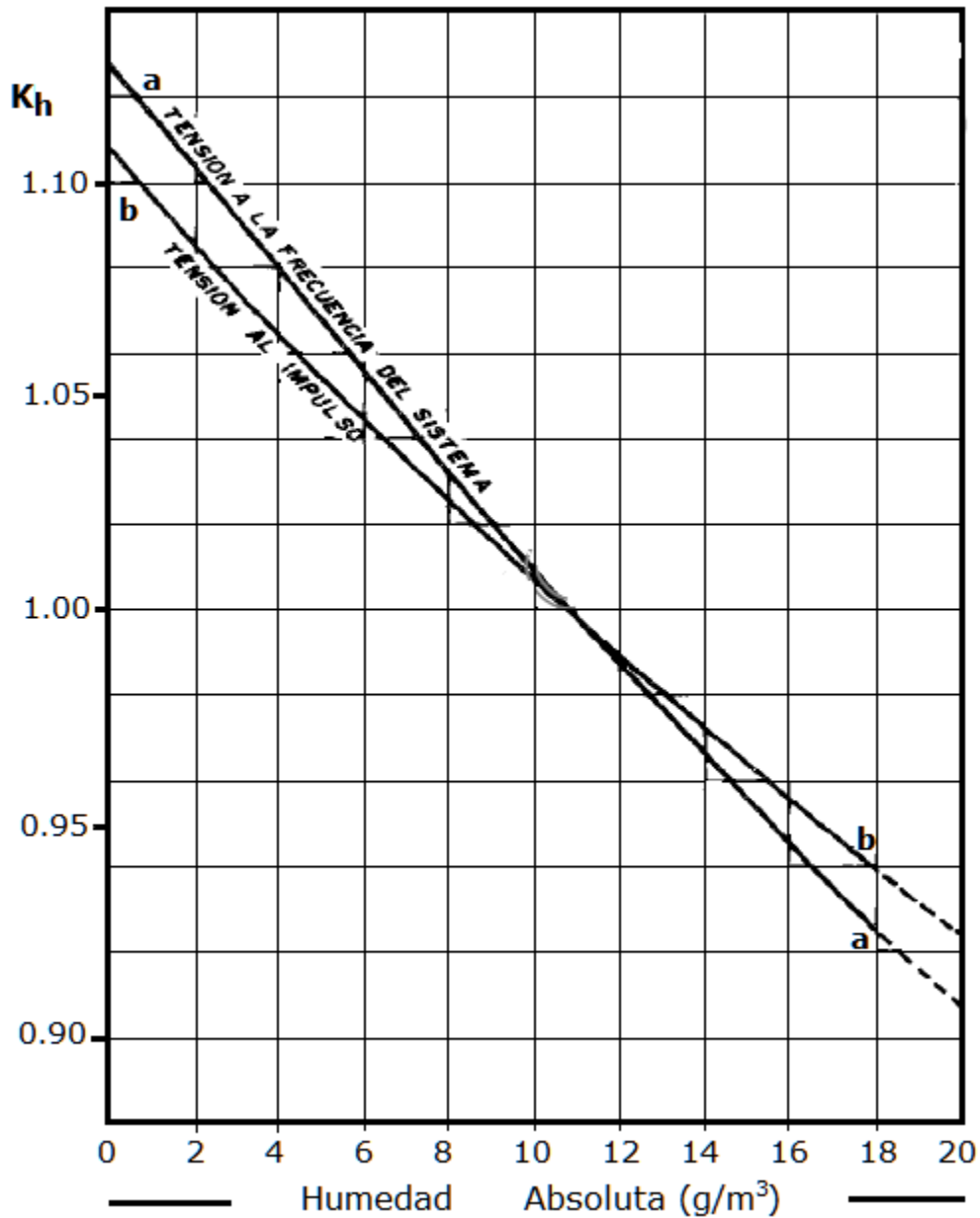
Otra forma de obtener la densidad del aire esconsiderando la altitud ver tabla 3.4

Altitud en metros	Presión		Factor de Corrección δ
	Mbar	mm H _g	
0	1013	760	1.00
200	989	742	0.976
400	968	726	0.954
600	943	707	0.931
800	921	691	0.908
1000	905	679	0.893
1200	877	658	0.866
1400	856	642	0.845
1600	836	627	0.824
1800	815	611	0.804
2000	795	596	0.784
2100	785	589	0.774
2200	775	581	0.765
2300	765	574	0.756
2400	756	567	0.746
2500	747	560	0.737
2600	739	554	0.728
2700	728	546	0.718
2800	720	540	0.710
2900	708	531	0.698
3000	701	526	0.692

Tabla 3.4 Factor de corrección por presión a distintas altitudes.



Kh este factor se obtiene mediante la información meteorológica del lugar es importante considerar que la humedad relativa no influye la única a considerar es humedad absoluta como se muestra en la grafica 3.1.



Grafica 3.1 Factor de corrección K_h por humedad



3.6.1 Cálculo de aisladores por Nivel de Contaminación

En una línea de transmisión, el nivel de contaminación definido para el trazado de la línea, es una de las variables que determinan el largo de la cadena de aisladores [4].

La distancia de fuga mínima total de una cadena de aisladores debe ser considerada en un ambiente de contaminación determinado, [25] la cual se resume en la Tabla 3.6 que considera una distancia de fuga mínima de fase – fase en relación con la tensión más alta del sistema de fase – fase [26].

Luego, el número de aisladores en una cadena está dado por la ecuación:

$$N_a = \frac{1.05 * D_f}{d_f}$$

Dónde:

N_a = Numero de aisladores en una cadena.

1.05 = Factor de corrección de la distancia de fase a tierra por los herrajes que llevan las cadenas.

d_f = Distancia de fuga del aislador seleccionado.

$$D_f = V_{max} \times K_f \times K_d$$

Dónde:

D_f = Distancia de fuga mínima recomendada.[14]

$V_{m\acute{a}x}$ = Tensión máxima de diseño del sistema (en kV)

K_f = Factor de distancia de fuga unitaria mínima, mm/kV

K_d = Factor de corrección por diámetro

De igual manera el factor de corrección por diámetro varía dependiendo del tipo de aislador a utilizar, por lo que en aisladores de suspensión no cambia solo para aisladores tipo poste.

La tabla 3.6 y la ecuación (N_a) son válidas para instalaciones a nivel del mar, por lo que si se desea determinar la aislación a otra altura geográfica, será necesario considerar correcciones.

Se modifica el factor distancia de fuga K_f en $\left(\frac{mm}{kv}\right)$, para un cierto valor de densidad relativa del aire “ δ ” a través de la siguiente expresión: [14]

$$K_{f\text{ corregido}} = \frac{K_f}{\sqrt{\delta}}$$



Dónde:

K_f = Distancia de fuga unitaria mínima, mm/kV

δ = Densidad relativa del aire para el lugar

Nivel de contaminación	Descripción.	Distancia de Fuga unitaria mínima. (mm/kV) (kf)
I Ligero.	-Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con instalaciones de calefacción. -Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujeto a lluvias y/o vientos frecuentes. -Áreas de agricultura. -Áreas montañosas. -Todas estas áreas deberán encontrarse al menos 10 o 20 km del mar y no deben estar expuestas a los vientos directamente desde el mar.	16
II Mediano.	-Áreas con industrias que no producen particularmente humo contaminante y/o con densidad promedio de casa equipadas con instalaciones de calefacción. -Áreas con alta densidad de industrias o casas, pero sujeto a lluvias y/o vientos frecuentes. -Áreas expuestas a vientos desde el océano, pero no muy cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia).	20
III Alto.	-Áreas con alta densidad de industrias y barrios residenciales de grandes ciudades con alta densidad de instalaciones de calefacción que producen polución. -Áreas cerca del mar o expuestas a vientos desde el mar relativamente fuertes.	25
IV Muy alto.	-Áreas de extensión moderada, sujetas a polvo y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. -Áreas de extensión moderada, muy cercanas de la costa y expuestas a la "brisa marina" o vientos desde el mar muy intensos. -Áreas desérticas, caracterizadas por la escasa lluvia, expuestas a fuertes vientos llevando arena y sal, y sujeto a condensación regular.	31

Tabla 3.5 Distancias de fuga unitaria recomendada

3.7 Coordinación de aislamiento de líneas de transmisión contra las descargas atmosféricas.

Las sobretensiones de origen atmosférico se pueden limitar mediante la instalación de cables de guarda que eviten el impacto directo de la descarga atmosférica en los equipos eléctricos. El diseño del blindaje se realiza mediante la aplicación del modelo electrogeométrico. Según este modelo, se puede asociar a cualquier cuerpo un radio de atracción para las descargas atmosféricas cuyo valor depende del valor pico de la corriente de las descargas [19,27].

3.7.1 Descarga atmosférica sobre el conductor de fase

Un rayo puede incidir sobre un conductor de fase porque no existe blindaje en la línea o bien porque el mismo es deficiente. Cuando ocurre esto se originan dos ondas de corriente que viajan en direcciones opuestas y de valor igual a la mitad de la corriente del rayo ($I/2$) produciendo las ondas de tensión como se muestra en la figura 3.4.

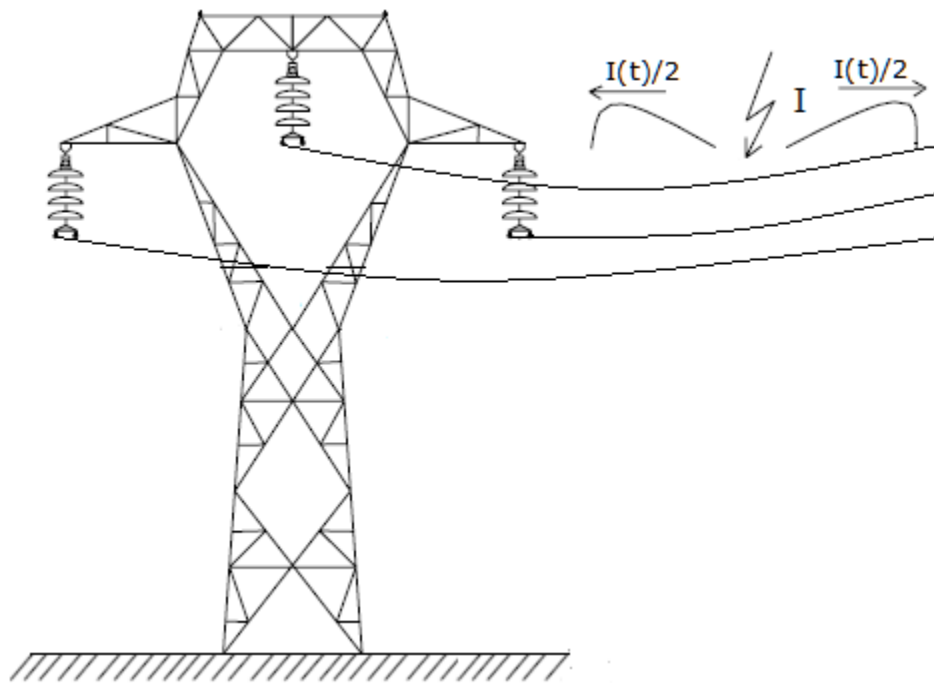


Figura 3.4 Impacto del rayo sobre un conductor de fase

Estas tensiones pueden provocar fallas en las líneas o la interrupción del servicio eléctrico y se calculan por medio de la siguiente expresión:

$$V_{con} = \frac{1}{2} I Z_c$$



Dónde:

V_{con} =Es el voltaje de sobretensión en el conductor de fase (kV)

I =Es la corriente de rayo (kA)

Z_c =Es la impedancia característica (Ω) del conductor de fase alcanzado por el rayo.

La impedancia característica de los conductores de fase se calcula con la expresión:

$$Z_c = 60 \ln \left(\frac{2h_m}{r_e} \right)$$

Dónde:

h_m = Es la altura media del conductor entre estructuras (vano)(m) y se calcula con las siguientes expresiones en función del tipo de terreno:

$h_m = h_c - 2/3 f_c$ Para terreno plano

$h_m = h_c$ Para terreno a desnivel

$h_m = 2h_c$ Para terreno montañoso

Dónde:

h_m = Es la altura del conductor en la estructura o torre(m)

f_c = La flecha del conductor de fase(m).

r_e =Radio equivalente del haz de conductores (RMG)

De la misma manera:

$$r_e = R_h \sqrt[n]{n * r_s / R_h}$$

Dónde:

r_e =Es el radio equivalente del conjunto (radio medio geométrico)

n =Es el número de subconductores de fase

r_s = Radio de un subconductor

R_h =El radio del grupo o haz de conductores de fase, la cual se calcula por la expresión:

$$R_h = \frac{S}{2 \sin(\pi/n)}$$

Donde:

S= Separación entre el haz de subconductores de fase.

N= Número de subconductores de fase.

3.7.2 Descarga atmosférica sobre la torre

Cuando un rayo cae sobre una estructura metálica, la corriente que circula por ésta y a través del cable de puesta a tierra da lugar a la aparición de una sobretensión entre la estructura y los conductores de fase que proviene de la impedancia, la torre y cables de guarda para la onda de rayo correspondiente, como se muestra en la figura 3.5.

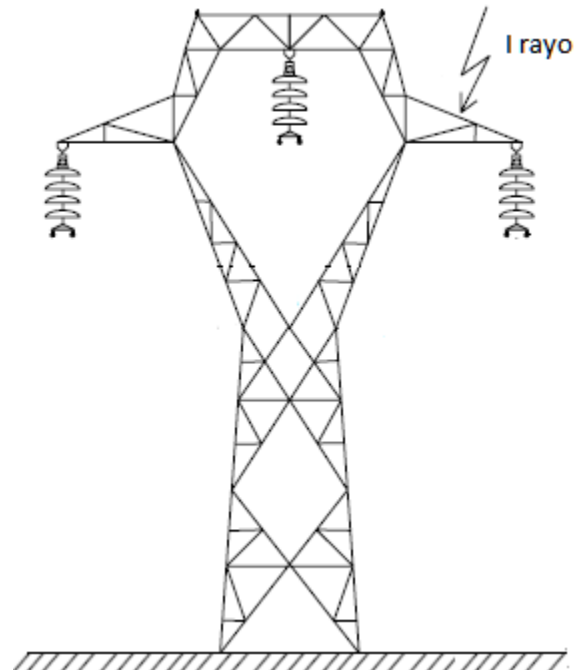


Figura 3.5 Impacto del rayo sobre la torre.

Calculo de impedancia de impulso de la torre

Las estructuras de apoyo no están exentas de este fenómeno por lo cual es necesario determinar aproximadamente cómo se comporta una torre frente a impulsos de rayos.

De acuerdo a la silueta de las estructuras se tienen dos modelos básicos para determinar la impedancia característica de las torres:

Torre de forma cónica: La fórmula recomendable permite idealizarlas como un cono de altura h y con un radio r en la base como se muestra en la figura 3.6 y se calcula con la siguiente expresión:

$$Z_T = 30 \ln \left(\frac{2(h_T^2 + r_T^2)}{r_T^2} \right) (\Omega)$$

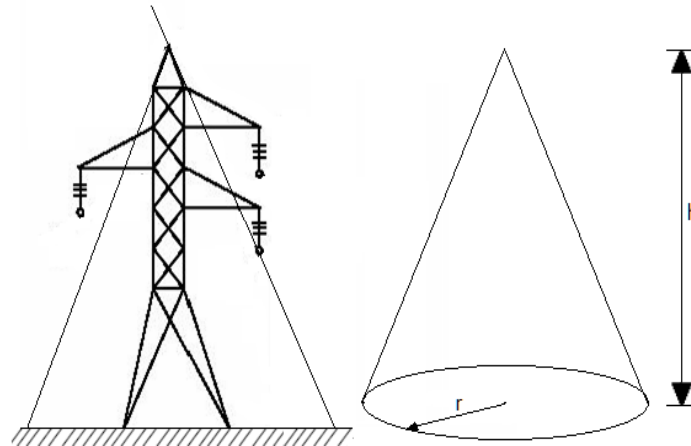


Figura 3.6 Torre en forma cónica

Torre de forma cilíndrica: En el caso de torres que se pueden representar como cilíndricas como se muestra en la figura 3.7 y se emplea la formula siguiente:

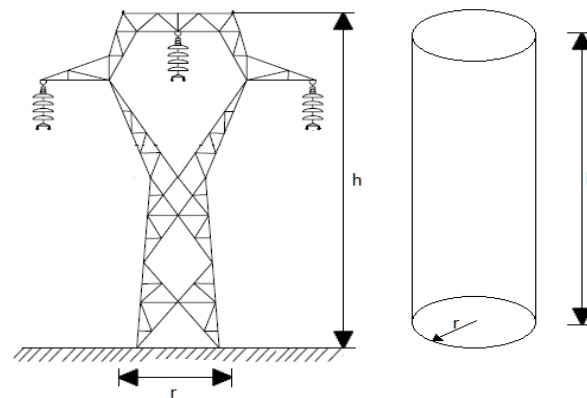


Figura 3.7 Torre en forma cilíndrica

$$Z_T = 60 \left[\ln \left(\sqrt{2} \frac{2(h_t)}{r_t} \right) \right] - 1 (\Omega)$$

Donde h y r son la altura y radio equivalente de la torre (periferia media dividida entre 2π).

La impedancia característica tiene valores típicos que se encuentran dentro del rango de 150 a 300 Ohms.

Así mismo se procede a calcular esta corriente que genera una sobretensión en la estructura que es función de la intensidad de la descarga (I_{rayo}) y de la impedancia característica del conjunto torre e hilo de puesta a tierra (Z_T). La sobretensión se calcula por la siguiente expresión:

$$V_T = Z_T I$$



Donde:

V_T = Es el voltaje de sobretensión en el conductor de fase (kV)

Z_T = Impedancia de la torre (Ω)

I = Es la corriente de rayo (kA)

El circuito equivalente es el siguiente figura 3.8

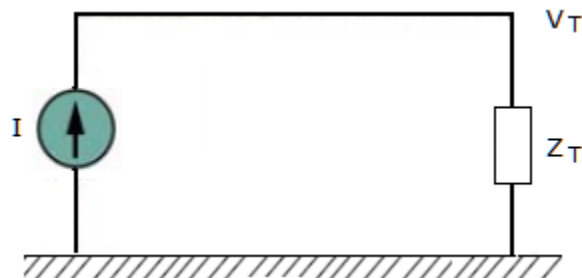


Figura 3.8 Circuito equivalente de la descarga sobre la torre.

Cuando se tienen cables de guarda, esta tensión se calcula con la impedancia equivalente del conjunto torre-cables de guarda.

Si esta sobretensión es mayor que la tensión crítica de flameo para sobretensiones por rayo (NBI), entonces se presenta lo que se conoce como *flameo inverso*.

Un problema que se debe de tratar de minimizar es el de obtener una baja resistencia al pie de la torre. Es difícil obtener valores de resistencia al pie de la torre inferiores a 10 Ohms, si consideramos las curvas de distribución de probabilidad de la intensidad de las corrientes producidas por las descargas atmosféricas, se produce un aumento de la probabilidad del flameo inverso, que puede ser elevada en líneas de 115, 138, y 230 kV y menores para líneas de 400kV debido a que en estas últimas es mayor la distancia que existe entre conductor- estructura.

Además, el tiempo de viaje de la onda (T_T) en μs en la torre desde la cima hasta tierra se puede aproximar para cualquier tipo de estructura según la siguiente expresión, [27]:

$$T_T = \frac{h}{300}$$

Donde:

T_T = Tiempo de viaje de la onda.

h = Es la Altura de la torre en (m) [19]

3.7.3 Descarga atmosférica sobre el cable de guarda

Si el rayo cae sobre un cable de guarda se originan dos ondas que tienen un valor igual a $1/2$. Siendo I la magnitud de la corriente de rayo y que viajan en sentido opuesto hacia las otras estructuras a través de las cuales se descargan a tierra como se muestra en la figura 3.9.

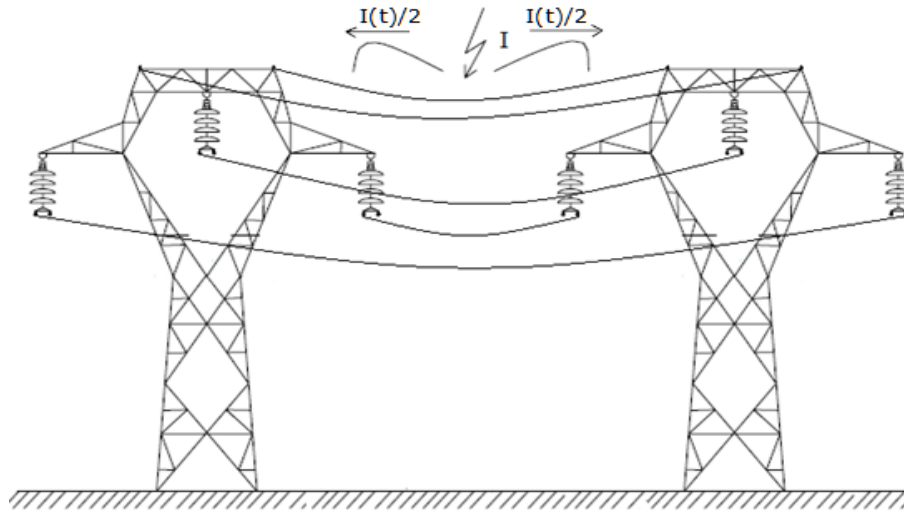


Figura 3.9 Descarga sobre el cable de guarda

Las ondas de tensión que aparecen tienen un valor

$$V_g = \frac{1}{2} I Z_g$$

Dónde:

V_g = Es el voltaje del cable de guarda (kV)

I = Es la corriente de rayo (kA)

Z_g = La impedancia característica del cable de guarda (Ω).

La impedancia característica del cable de guarda se calcula con la expresión:

$$Z_g = 60 \ln \left(\frac{2h_g}{r_g} \right)$$

Donde:

r_g = El radio del cable de guarda en (m)

h_g = Es la altura media del cable de guarda entre estructuras (vano) en (m)

Para determinar la altura media del cable de guarda entre estructuras se utiliza la siguiente expresión:

$$h_g = H_g - 2/3 f_g \text{ Para terreno Plano}$$

$$h_g = H_g \text{ Para terreno a desnivel}$$

$$h_g = 2H_g \text{ Para terreno montañoso}$$

Para una descarga en los cables de guarda, una parte de la corriente pasa a través de la torre (con impedancia característica Z_T) esta fracción depende de la impedancia característica del cable de guarda como se ilustra en la figura 3.10.

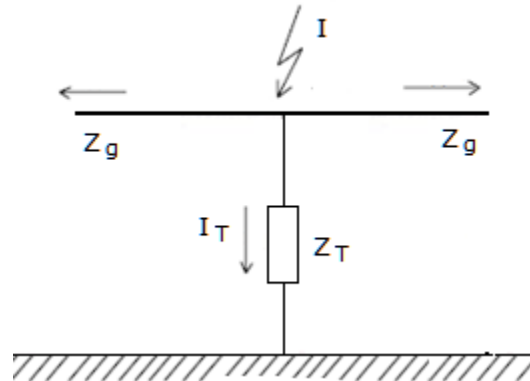


Figura 3.10 División de la corriente en los cables de guarda

El circuito equivalente con un cable de guarda tomado la impedancia característica total del cable es el siguiente como lo ilustra la figura 3.11.

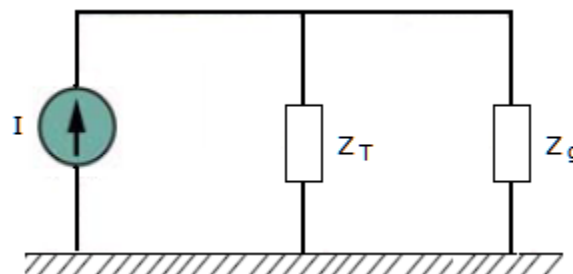


Figura 3.11 Impedancia equivalente de la descarga sobre la torre con un cable de guarda

Cuando se tienen dos cables de guarda en la estructura, la impedancia característica de la combinación de los dos cables se puede tomar como $Z_g/2$ como se ilustra en el circuito equivalente figura 3.12.

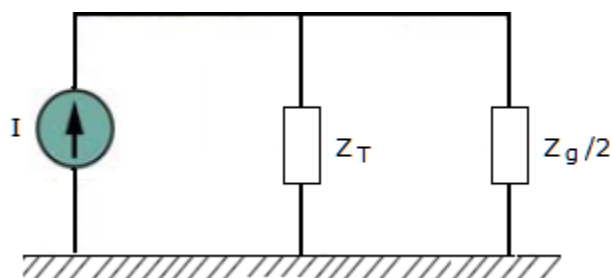


Figura 3.12 Impedancia equivalente de la descarga sobre la torre con dos cables de guarda

3.7.4 Modelo electrogeométrico para líneas de transmisión

En el modelo geométrico se considera el esquema general presentado en la figura 3.13 que corresponde a una línea aérea trifásica protegida por dos cables de guarda. Todo el desarrollo posterior de este capítulo es también aplicable a líneas protegidas con sólo un cable de guarda, con la condición de que la distancia de separación entre cables de guarda sea nula ($S_g = 0$). En la figura 3.10, los arcos se han trazado con centro en los conductores de fase y en los cables de guarda, considerando un radio r_c en ambos casos. Este valor depende de la intensidad de descarga del rayo I_d . Además, la línea horizontal trazada a una altura r_g desde el suelo determina la zona de influencia de tierra. De nuevo, esta distancia r_g depende de la intensidad de pico de la descarga del rayo I_d ; así a mayor intensidad mayores serán las distancias críticas r_c y r_g .

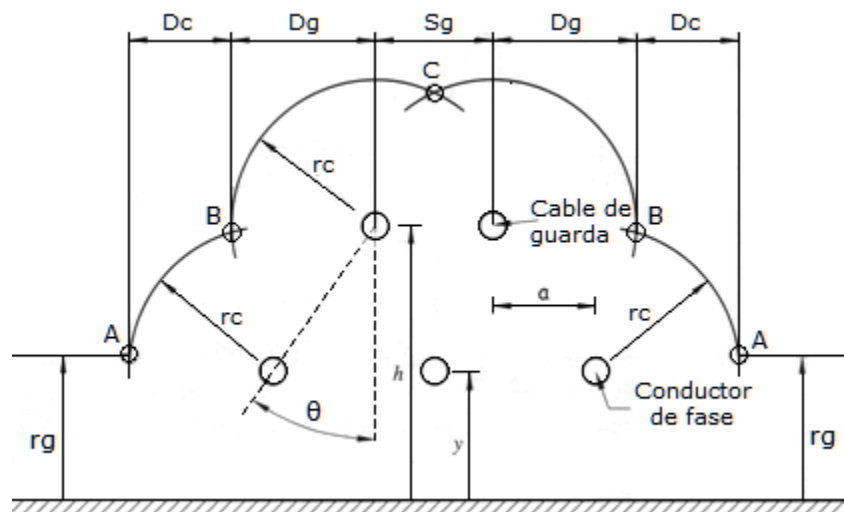


Figura 3.13 Modelo electrogeométrico

Las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase con la línea horizontal paralela a tierra están marcados como puntos A; las intersecciones entre los arcos cuyos centros son los conductores de fase y aquellos cuyos centros son los cables de guarda están marcados como B; y la intersección entre los arcos cuyos centros son los cables de guarda está marcado como C. Las descargas de intensidad I_d que alcancen el arco entre A y B impactarán sobre el conductor de fase, las que alcancen el arco entre B y C impactarán sobre el cable de guarda y las demás descargas irán a parar a tierra.

En la figura 3.13 se puede observar que cuanto mayor sea la intensidad de pico considerada, mayores serán por tanto las distancias críticas r_c y r_g , con lo cual el arco AB disminuirá. Se define la intensidad máxima de falla de apantallamiento (I_m) como aquella para la cual todas las distancias críticas coinciden en un punto; es decir, el valor de intensidad para la cual los puntos A y B de la figura 3.10 coinciden. Las descargas cuya corriente de pico sea superior a la intensidad máxima de falla de apantallamiento (I_m) impactarán contra el cable de guarda o contra tierra pero no contra una parte activa.

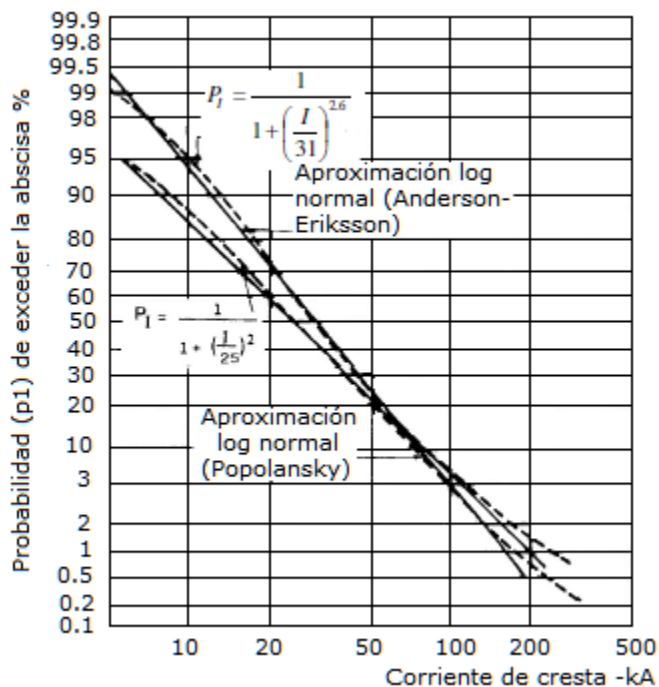
Las líneas aéreas de transmisión y distribución están expuestas a las descargas atmosféricas, siendo éste uno de los motivos más habituales de falla de aislamiento. En caso de que un rayo impacte sobre una línea aérea, se origina una elevada sobretensión que puede producir flameo en los aisladores si se supera su nivel de aislamiento. En tal caso la sobretensión se descarga a tierra a través del apoyo, lo que implica una falla a tierra. Y si el aislador permanece contorneado, una vez que haya pasado la sobretensión, las protecciones deberán despejar la falla abriendo la línea y reenganchándola, produciendo de esta forma una interrupción del servicio de unos pocos segundos de duración. [7,12,28].

Para disminuir el número de interrupciones debido a descargas atmosféricas, es habitual la instalación de cables de guarda en la parte superior de los apoyos. Con esto se pretende que las posibles descargas atmosféricas impacten sobre un cable de guarda y se deriven a tierra las posibles sobretensiones.

Existe una gran variedad de formas de corriente de descarga, y cada rayo puede contener una o más descargas. Todas ellas presentan una característica básicamente cóncava, pero no existe un modelo único. La forma de onda de corriente de una descarga atmosférica puede ser representada mediante una doble exponencial o mediante una onda triangular.

La función de distribución acumulativa de la corriente de pico de un rayo puede aproximarse mediante una distribución fraccional [27,29,30]. Así, la probabilidad de que la corriente de pico I_p positivo y negativo del flameo inverso sea mayor que un valor I se puede obtener según la siguiente expresión y mediante la grafica 3.2:

$$P_1 = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}}$$



Grafica 3.2 Distribución de frecuencia acumulativa de amplitudes de corriente pico en rayos de polaridad negativa



3.7.5 Blindaje en las líneas de transmisión

Cuando los rayos inciden en los conductores de fase de las líneas de transmisión sin ninguna protección ocasionan flámeos en los conductores. Los cables de guarda pueden disminuir este efecto ya que interceptan la descarga para después desviarla al sistema de tierra y por medio de impedancias o resistencias en la base, como resultado el valor de los voltajes producidos en el aislamiento de la línea y la probabilidad de flameo se reducen notablemente.

3.7.5.1 Cálculo del ángulo de blindaje

La protección que ofrece los cables de guarda a los conductores de fase en las líneas de transmisión está dada por la posición que existe entre los cables de guarda con los conductores de fase cuya posición esta expresada como un ángulo formado entre los hilos de guarda y los conductores de fase como se muestra en la figura 3.14.

El ángulo de blindaje indica la probabilidad de que un rayo o descarga atmosférica incida sobre los conductores de fase de la línea de transmisión ya que la posición geométrica de los hilos de guarda en la torre genera una protección al cable del conductor de fase y generalmente los ángulos de blindaje se relacionen con la altura de la torre lo que nos dice que “a mayor altura, mayor es la probabilidad de incidencia de un rayo”.

La correcta ubicación de los hilos de guarda en torno a la protección de los conductores de fase es definida por el ángulo de blindaje. [19]

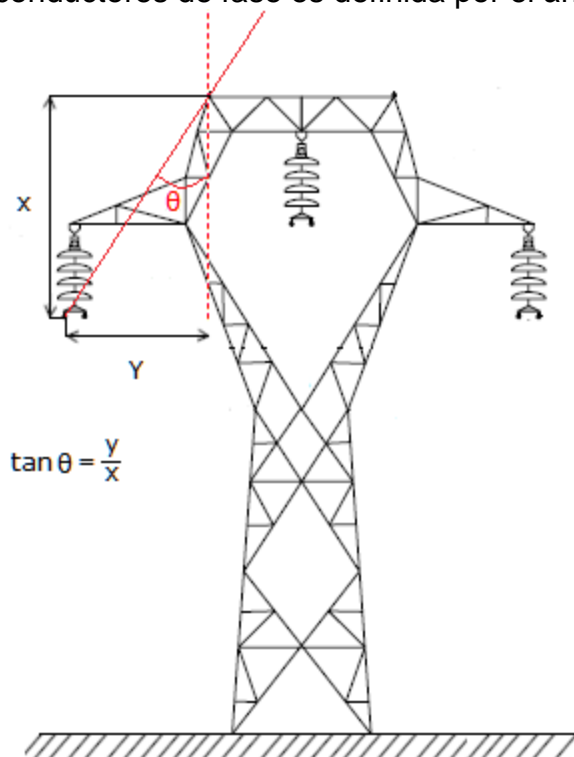


Figura 3.14 Distancia entre el conductor de guarda y el conductor de fase.

El modelo electrogeométrico mencionado anteriormente considera que el conductor más alto en una línea queda protegido por los hilos de guarda y el ángulo de blindaje. Es decir, asegura automáticamente los niveles inferiores contra golpes directos de rayos. Ya que los hilos de guarda generan una parábola en la zona de atracción de los rayos como se muestra en la figura 3.15:

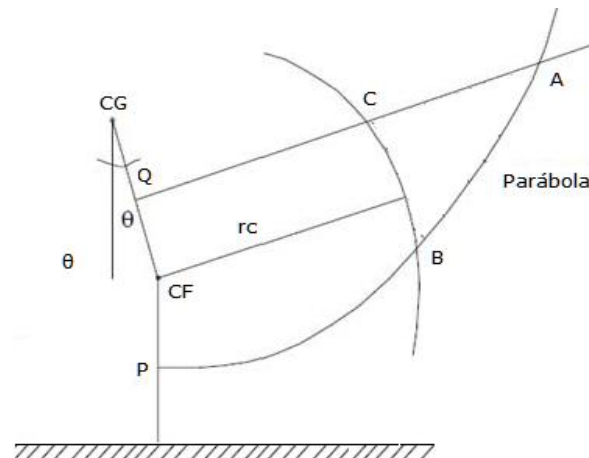


Figura 3.15 Esquema de blindaje

Dónde:

CG= Hilo de guarda

CF= Conductor de fase

θ = Ángulo de blindaje [19].

La distancia de la estructura a la punta del canal se calcula con la siguiente expresión:

$$rc = 9.4(1.1 I) \frac{2}{3}$$

De tal manera que solo los rayos que tengan una magnitud mayor a un valor calculado, producen flameo cuando caen sobre un conductor de fase:

$$I = \frac{2 V_{CO} \%}{Z_c} \quad [KA]$$

Dónde:

$$V_{CO} = V50\% - 2.5\sigma_c = 0.9 V50\%$$

Siendo:

σ_c = Desviación estandar con respecto a V50% y que se toma como 3% [19].

El modelo de electrogeométrico nos dice que la probabilidad de falla en el blindaje de la línea por flameo (y en consecuencia de falla) es mayor mientras mayor sea el área ABC de la figura 3.16:

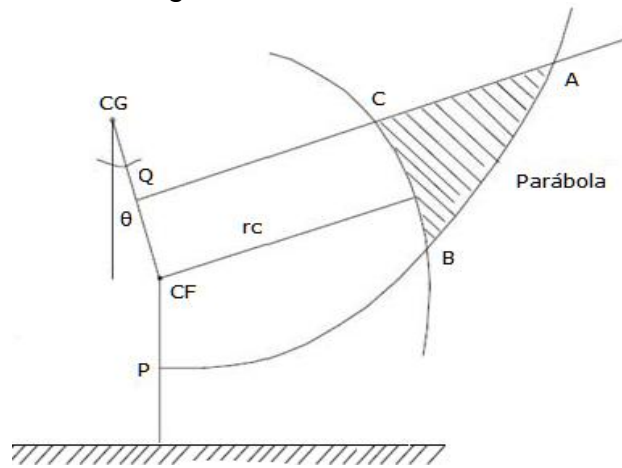


Figura 3.16 Esquema básico de blindaje

Dónde:

QA= Representa la línea que unen a todos los puntos que están a la misma distancia del hilo de guarda CG y el conductor de fase CF.

PA= Es la línea que une los puntos que están a la misma distancia del conductor de fase CG que del suelo.

QA y PA= Constituyen todos los puntos de una parábola.

BC= Constituye el arco de una circunferencia de radio r_c con centro en CF [19].

Por lo tanto, cualquier punto de descarga que incida por encima de QA caerá en el punto CG y no en CF y si el punto de descarga incide por debajo de PA caerá en el suelo y no en CF, es decir, es más probable que la descarga incida en el conductor de fase si el punto de esta cae sobre la zona sombreada de la figura anterior y que corresponde a la zona ABC.

Para evitar que el punto de descarga incida sobre el conductor de fase es necesario reducir al máximo la zona ABC a un solo punto lo cual se une el punto CG y CF por una línea recta perpendicular por el punto medio hacia el punto B como se muestra en la figura 3.17. [19]

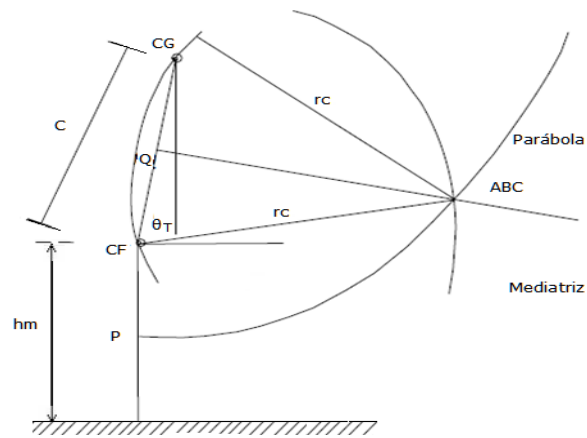


Figura 3.17 Esquema básico de blindaje

Dónde:

θ = Angulo de blindaje total.

\bar{y} = Altura media del conductor de fase.

\bar{c} = Distancia del conductor de fase al cable de guarda.

De la figura anterior podemos calcular el ángulo de blindaje total con la siguiente expresión:

$$\theta = \sin^{-1} \frac{r_c - \bar{y}}{r_c} - \sin^{-1} \frac{\bar{c}}{2r_c}$$

Para la determinación de los ángulos de blindaje en las líneas de transmisión es necesario utilizar curvas para su determinación cuyo procedimiento del uso de las curvas se indican en la tabla 3.6.

- Se calculan los valores de \bar{y} , \bar{c} y r_c .
- Se obtienen las relaciones $\frac{\bar{y}}{r_c}$ y $\frac{\bar{c}}{r_c}$.
- Con ayuda de la figura se entra a la curva del eje de las abscisas con la relación $\frac{\bar{y}}{r_c}$ y se corta la curva correspondiente a la relación $\frac{\bar{c}}{r_c}$.
- En el eje de las ordenadas se encuentra el ángulo de blindaje correspondiente.

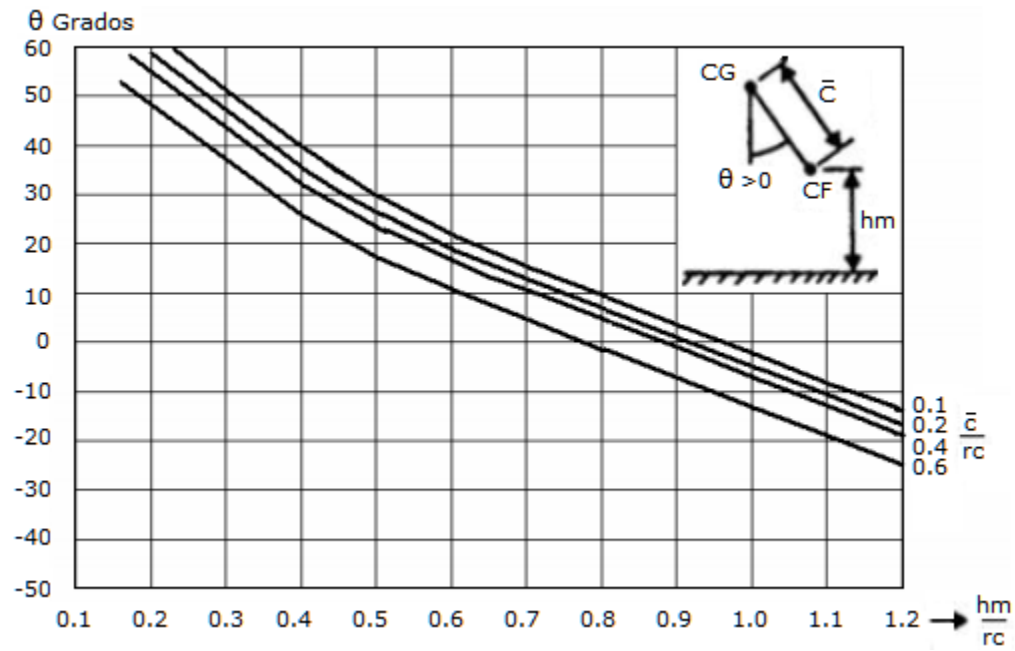


Tabla 3.6 Curvas para la determinación del ángulo de blindaje

3.7.5.2 Ángulo de blindaje negativo

El ángulo de blindaje es negativo cuando los hilos de guarda son más externos que los conductores de fase más expuesto y corresponde a una relación de $\frac{y}{rc} > 1$ lo que corresponde a lo siguiente:

- Estructuras de gran altura.
- Líneas con nivel de aislamiento bajo.

En el caso en que se tenga una relación de $\frac{y}{rc} < 2$ el blindaje total resulta totalmente imposible lo que se considera una protección de dos o más hilos de guarda y depende de la configuración de la línea de transmisión, esta relación comúnmente está asociada a líneas que atraviesan ríos y grandes desniveles.

En la siguiente figura 3.18 se muestra las características del ángulo de blindaje positivo y negativo [19].

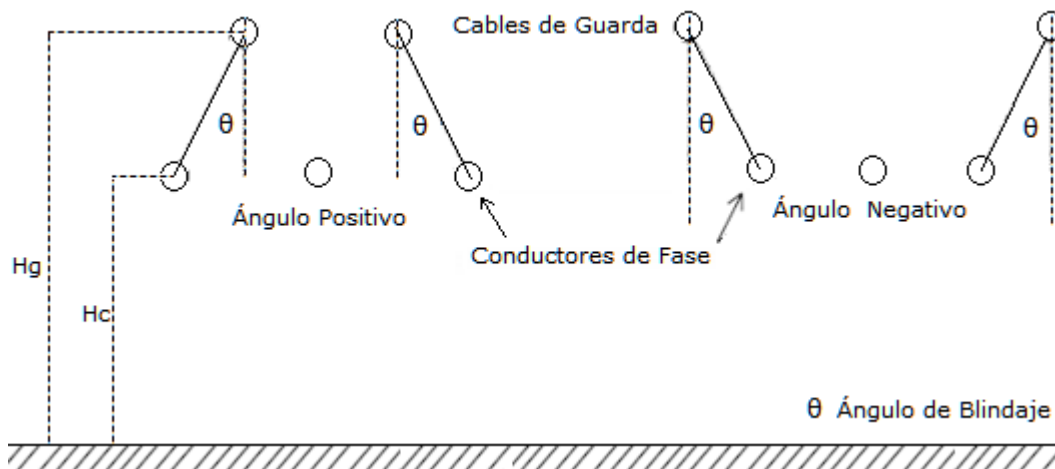


Figura 3.18 Ángulos de blindaje.



3.7.5.2 Índice de flameo en líneas blindadas.

Un método que ha sido usado ha sido el método de Burgsdorf Kostenko, mediante una fórmula para calcular la probabilidad ($P\theta$) de fallas por blindaje que expresa el número de descargas que pasan de los hilos de guarda a los hilos de fase como un porcentaje del número total de descargas en la línea. Se supone que $P\theta$ es función del ángulo de protección pero Kostenko re-examinó los datos de campo, proponiendo una ecuación que revela la influencia de la altura (h) de los hilos de guarda a la torre [16, 32].

$$\log P\theta = \frac{\theta\sqrt{h}}{90} - 2$$

Dónde:

$P\theta$ = Probabilidad en porcentaje de falla del cable de guarda

θ = Ángulo de protección en grados del hilo de guarda, en grados con respecto a los conductores de la fase externa.

h = Altura en metros del hilo de guarda sobre el nivel del suelo

El número probable de rayos por 100 km al año, que terminan en el conductor de fase es:

$$NL \times P\theta \text{ rayos}/100 \text{ km} - \text{año}$$

Burgsdorf, también proporciona una fórmula empírica para la probabilidad (P_1) de que una descarga pueda exceder un valor (I , 1 KA):

$$\text{Log}(P_1) = 2 - \frac{I}{60}$$

La protección contra índice flameo por apantallamiento está dada por la siguiente expresión:

$$TF = N_L P_1 P_\theta 10^{-4}$$

Donde:

TF = Índice de flameo

P_1 = probabilidad de descarga a exceder 1kA

P_θ = Probabilidad de falla.

El índice de salidas

$$T_s = 0.9TF$$

Donde:

T_s = Índice de salidas

TF = Índice de flameo

3.8 Resistencia al pie de la torre

Cuando se impacta un rayo en los hilos de guarda o en las estructuras de una línea de transmisión da origen a una corriente de rayo que se conduce al sistema a tierra a través de estas como se ilustra en la figura 3.19. Esta corriente transitoria se debe disipar en el área del sistema a tierra por medio de resistencias relativamente bajas, de lo contrario la onda de sobretensión se reflejara y se superpondría en la parte superior de la torre produciendo un flameo inverso cada vez que este valor de tensión resulte mayor que la tensión de aguante. Para reducir el flameo inverso en la línea de transmisión, se maneja el concepto de resistencia al pie de la torre.

El valor de la resistencia al pie de la torre (R_p) que se recomienda es 10Ω y 30Ω , sin embargo este valor depende de las características de resistividad y resistencia del terreno y la conexión a tierra de la torre de transmisión.

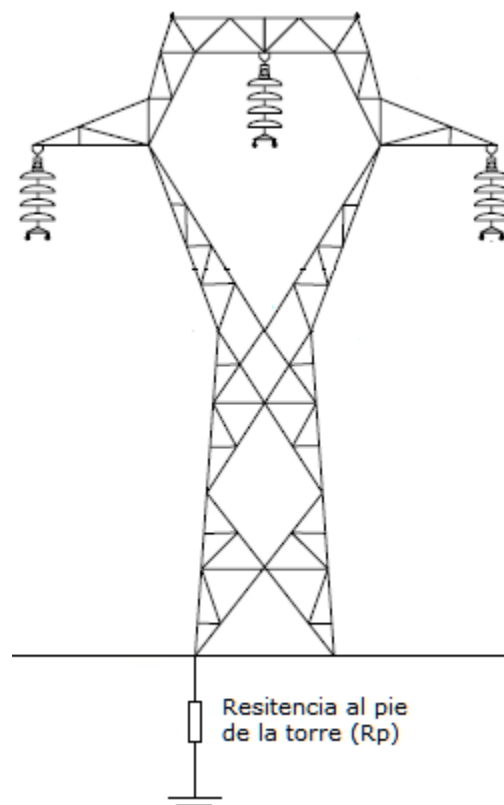


Figura 3.19 Resistencia al pie de la torre

3.8.1 Sistema de puesta a tierra en líneas de transmisión compactas

El diseño e instalación de los sistemas de puesta a tierra para todas y cada una de las estructuras que forman parte de la línea de transmisión, así como la medición y evaluación del terreno en donde se construya la línea de transmisión debe efectuarse cumpliendo con las especificaciones de Redes de puesta a tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas.



3.9 Diseño de redes a tierra convencionales

El diseño de redes a tierra debe ser para obtener un valor menor o igual a 30Ω en líneas de transmisión compactas, de la resistencia de tierra medida en campo, tomando como base la resistividad del suelo.

El cálculo aproximado de la resistencia de puesta a tierra en estructuras compactas de líneas aéreas tiene la finalidad de servir de herramienta para poder visualizar rápidamente los valores esperados de una configuración típica.

Los elementos básicos en la instalación de una red de tierra en estructuras de líneas aéreas son:

- I. Electrodo Verticales.
- II. Contra-antenas.
- III. Base de la torre.

3.9.1 Resistencia de los elementos Básicos.

Electrodo Vertical.

Se usa por lo general en terrenos que tienen un valor relativamente bajo en resistividad del suelo. La barra es de cobre puro o de acero recubierto de cobre, para evitar los efectos corrosivos del suelo y los diámetros y longitudes disponibles son de 15 a 20 mm y 1.2 a 3.05 m respectivamente como se ilustra en la figura 3.20.

Los valores de referencia de resistividad del terreno usados para fines de cálculo cuando no se dispone de la información de mediciones son los indicados en la tabla 3.7:

Valores de resistividad del terreno	
Tipo de terreno	Resistividad ($\Omega \cdot m$)
Terreno de Cultivo	$10 \cdot 100$
Terreno Seco	$100 \cdot 1000$
Terreno Rocoso	$10^3 \cdot 10^6$
Roca	10^8

Tabla 3.7 Valores de Resistividad del Terreno



La resistencia de conexión a tierra de un electrodo vertical está dada por la siguiente fórmula:

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

Dónde:

R = Resistencia de conexión a tierra.

ρ = Resistividad del terreno.

L = Longitud de del electrodo.

r = radio del electrodo.

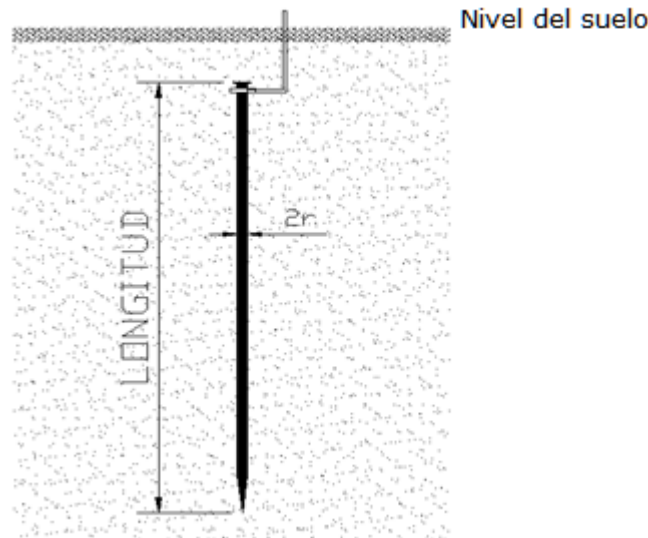


Figura 3.20 Electrodo Tipo Vertical

Se considera que hay poca variación en la resistencia para los diferentes diámetros de los electrodos comerciales (13,16 y 19 mm) para la longitud típica de 3.05 m. Esta poca dependencia del radio, se observa por que dicho radio influye solamente en el término logarítmico, el cual requiere de variaciones grandes para que pueda afectar al resultado final de manera que la ecuación para el cálculo de la resistencia del electrodo es simplificada por la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{L} = \frac{\rho}{3}$$

Contra-antena (Electrodo Horizontal)

Son alambres que están hechos de cobre de alta conductividad o conductores retorcidos (cables). El cobre es el material más conveniente pues para una sección dada de material presenta una mayor superficie y se considera que tiene un comportamiento mejor a alta frecuencia.

Este tipo de conexión busca un mayor contacto con el terreno por lo que se diseñan de forma horizontal y por lo regular se instalan a una profundidad entre 0.5 m a 1.0 m como se ilustra en la figura 3.21.

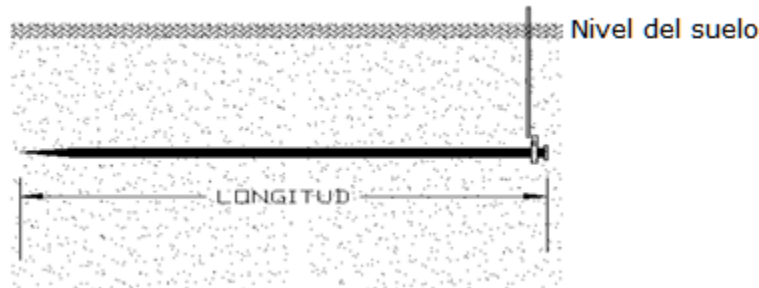


Figura 3.21 Electrodo Tipo Contra-Antena

Para contra-antenas la longitud L se aplica la siguiente fórmula:

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

Dónde:

Dónde:

R = Resistencia de conexión a tierra.

ρ = Resistividad del terreno.

L = Longitud de del electrodo.

r = radio del electrodo.

Simplificando la fórmula para $L \gg r$, se obtiene:

$$R = \frac{2\rho}{L}$$

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

Para conductores de 6m de longitud se tiene:

$$R = \frac{\rho}{3}$$



3.9.2 Determinación de la resistencia equivalente del terreno.

Podemos aproximar en valor de la resistencia a tierra desde la base del poste, considerando la superficie inferior de la estructura y un modelo de electrodo enterrado en base a las consideraciones normativas.

De acuerdo a la especificación [33], al considerar un valor de 0 a 1000 ohm/metro de resistividad, el valor de la resistencia de conexión a tierra se determina con la siguiente expresión:

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

Dónde:

R = Resistencia de conexión a tierra.

ρ = Resistividad del terreno.

L = Longitud de del electrodo.

r = radio del electrodo.

En el caso en el que el valor de la resistencia equivalente de la red de tierra sea superior a los 30 Ω -m, se debe utilizar el método de contra-antenas para obtener el valor especificado de 30 Ω -m. Esta resistencia adicional, simbolizada por R_a se logra con la instalación de contra-antenas y electrodos verticales. [33]

Para determinar el valor especificado de 30 Ω -m, se considera el procedimiento indicado en la especificación [33], y es el siguiente:

Para el total de la longitud en metros de contra-antena o por la longitud del electrodo vertical, utilizamos la siguiente expresión:

$$R_a = \frac{\rho}{L}$$

Dónde:

R_a = Resistencia de la longitud de contra-antena.

ρ = Resistividad del terreno.

L_c = Longitud de la contra-antena

Para determinar la resistencia en el total de metros de conductor horizontal se utiliza la siguiente fórmula:

$$R_{ch} = \frac{R_a}{L_{ch}/L_T}$$

Dónde:

R_{ch} = Resistencia en conductor horizontal.



R_a = Resistencia de la longitud de contra-antena.
 L_c = Longitud del conductor horizontal
 L_T = Longitud total del conductor horizontal

El valor de la resistencia para los electrodos verticales se determina con la siguiente fórmula:

$$R_{cv} = \frac{R_a}{L_v}$$

Dónde:

R_{cv} = Resistencia en conductor vertical.
 R_a = Resistencia de la longitud de contra-antena
 L_v = Longitud del conductor vertical

El paralelo de ambos elementos será aplicando la siguiente fórmula:

$$R_p = \frac{(R_{ch} \times R_{cv})}{(R_{ch} + R_{cv})}$$

Dónde:

R_p = Resistencia equivalente
 R_{ch} = Resistencia en conductor horizontal.
 R_{cv} = Resistencia en conductor vertical.

3.9.3 Longitud efectiva de una contra-antena ante descargas Atmosféricas

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

Como resultado, habrá secciones de conductor (las más alejadas) que prácticamente no colaboraran para la dispersión de la corriente al suelo. El punto en el cual estas secciones de conductores prácticamente ya no drenaran corriente dependerá de la distribución del potencial. Esta distribución estará principalmente definida por el efecto conjunto del frente de onda de la corriente y la inductancia del conductor, así como la resistividad del terreno.

Para calcular la longitud efectiva de una contra-antena se utiliza la siguiente relación [33,5]

$$L_{ef} = 1.3\sqrt{T_f\rho}$$



Dónde:

L_{ef} = Longitud efectiva, en m.

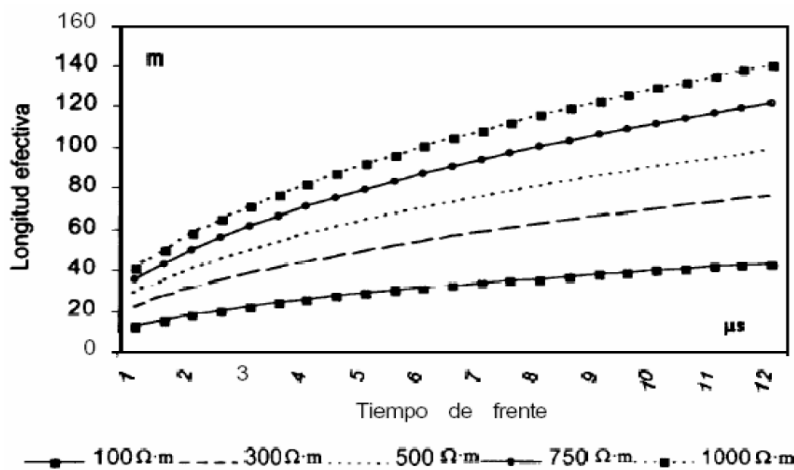
T_f = Tiempo de frente, en μs .

ρ = Resistividad del terreno, en $\Omega \cdot m$.

La siguiente tabla 3.8 y grafica 3.3 ilustran la aplicación de la relación

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

Tabla 3.8 Longitud efectiva de una contra-antena para diferentes valores de tiempo de frente y resistividad del suelo



Grafica 3.3 Longitud efectiva de la contra-antena en función del tiempo de frente de la corriente de descarga atmosférica para diversas resistividades de terreno.

3.10 Cálculo de tensiones que pueden producir flameo inverso

El denominado flameo inverso se presenta por lo general cuando el rayo incide en forma directa sobre una torre de la línea o sobre los cables de guarda. Los casos extremos son que caiga el rayo en forma franca sobre la torre o bien sobre los conductores en el punto medio del claro ó sobre los cables de guarda y como estos están conectados directamente a las torres la corriente se conduce a través de éstas a tierra, en ambos casos influye la forma en cómo se encuentran conectadas a tierra las torres. De estudios que se han realizado, se tiene una distribución porcentual de la corriente del rayo como muestra la figura 3.22, según sea que incida sobre la torre directamente o sobre los conductores de fase.

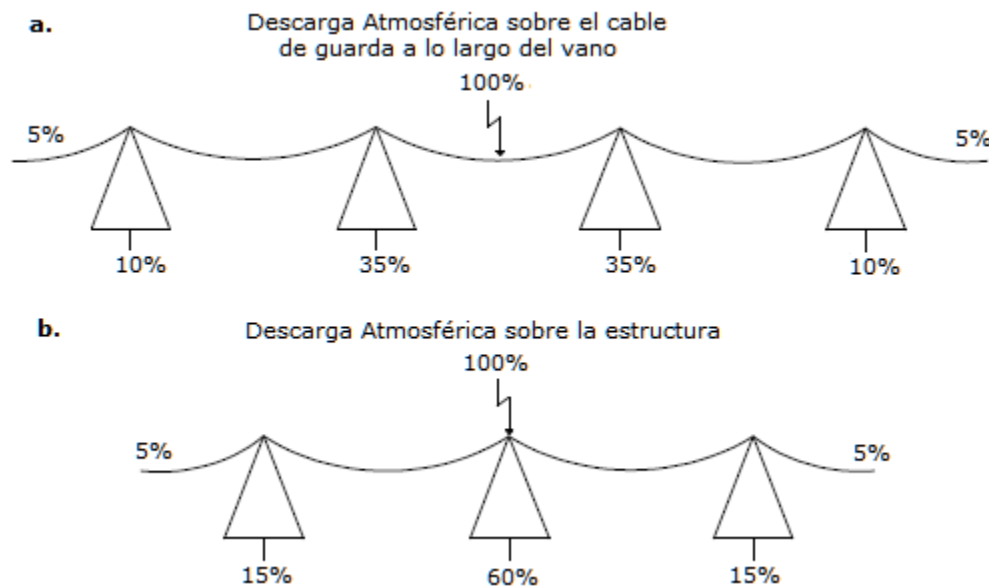


Figura 3.22 Distribución porcentual de la corriente de rayo

Para una descarga directa a torre, esta conduce aproximadamente un 60% de la corriente. Desde el punto de vista práctico, la corriente del rayo al ser conducida a tierra por las torres metálicas, produce una caída de tensión V_p en la resistencia de conexión a tierra de la torre. Esta caída de tensión se puede expresar en forma simplificada por la Ley de Ohm como:

$$V_p = I_T R_p$$

Dónde:

I_T = Corriente a través de la torre, en kA

R_p = Resistencia al pie de la torre, en Ω



El potencial total que aparece en la línea en caso de descarga atmosférica es:

$$V = I_T R_P + L \frac{d_i}{d_t} - V_K + V_i \pm V_n$$

Dónde:

$L \frac{d_i}{d_t}$ = Caída de tensión debida a la inductancia de la torre, en kV

L = es la inductancia de la torre, en $\mu\text{H}/\text{m}$

V_K = voltaje inducido del cable de guarda al conductor de fase, en kV

V_i = voltaje inducido por el rayo sobre el conductor de fase, en kV

V_n = valor momentáneo de la tensión nominal con su respectiva polaridad, en kV

Para algunos casos prácticos, se pueden despreciar los valores de V_K , V_i y eventualmente se puede hacer lo mismo con el término $L \frac{d_i}{d_t}$.

Se dice que se presenta la descarga retroactiva o sobretensión de retorno cuando se cumple que:

$$V_P + |V_n| > V_A$$

Siendo V_A el valor de la tensión resistente en la cadena de aisladores.

Es decir, que la condición para que no se presente la descarga retroactiva es que:

$$I_T R_P + |V_n| < V_A$$

Esto significa que el valor de la resistencia de puesta a tierra no puede ser arbitrario, tiene que cumplir con:

$$R_P < R_{Pmax}$$

Donde R_{Pmax} es un valor de resistencia de puesta a tierra al cual se presenta el flameo inverso.

Para una línea que tiene torres con dos cables de guarda, la ecuación para determinar la sobretensión de retorno o descarga retroactiva, se obtiene como indica la figura 3.23.

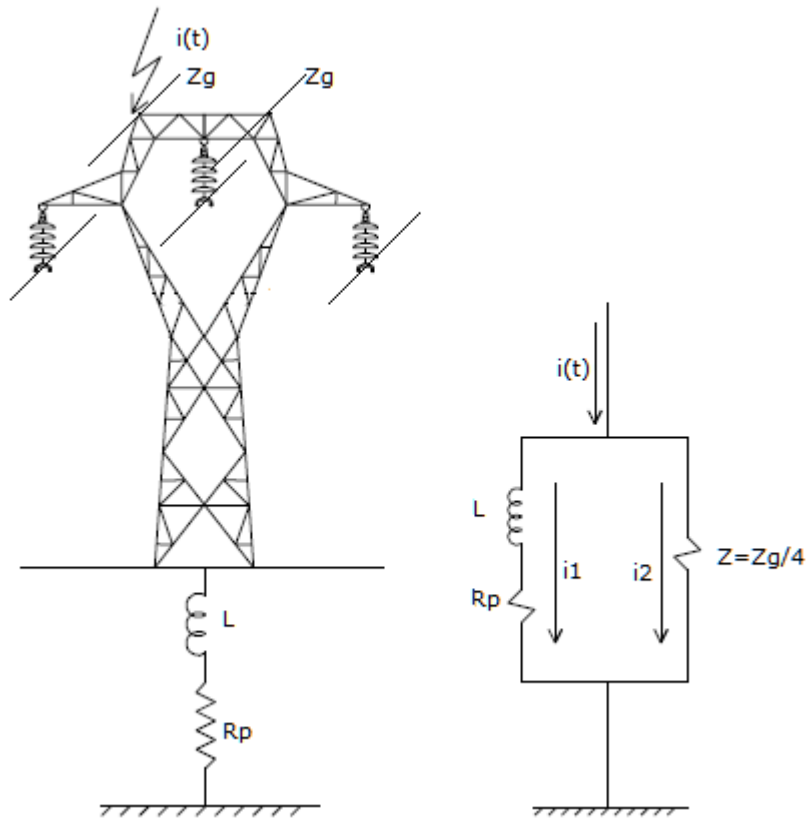


Figura 3.23 Diagrama equivalente del sistema de tierras y los hilos de guarda ante una corriente de rayo.

El voltaje en la parte superior de la torre es:

$$V_T = \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) + \frac{Z - R_p}{R_p + Z} L \frac{d_i(t)}{dt}$$

Tomando en consideración el coeficiente de acoplamiento (c) entre los cables de guarda y los conductores de fase, así como el valor instantáneo del voltaje a la frecuencia del sistema, el voltaje a través de la cadena de aisladores (V_A) es:

$$V_A = \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) - c \frac{R_p Z}{R_p + Z} i(t) + \frac{Z - R_p}{R_p + Z} L \frac{d_i}{dt} - c \frac{R_p Z}{R_p + Z} L \frac{d_i}{dt} \pm V_n$$

Si se resuelve la ecuación anterior, para obtener la expresión de la corriente del rayo necesaria para producir flameo inverso es:

$$i(t) = V_A \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - c)} \frac{Z - R_p}{R_p Z} L \frac{d_i}{dt} \pm \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - c)}$$



Si se supone que el valor máximo del índice de elevación de la corriente del rayo di/dt se presenta casi coincidente con el valor pico de la corriente de rayo que produce un flameo inverso en los aisladores es:

$$I_M = V_A \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - C)} - \frac{Z - R_p}{R_p Z} L \frac{d_i}{d_t} \pm \frac{R_p + Z}{R_p Z (1 - C)} V_n$$

El voltaje de fase a neutro del valor pico de la onda senoidal para la descarga, el signo + se toma cuando se superpone el máximo positivo y - cuando se considera el máximo negativo de la onda, se calcula con la expresión:

$$V_n = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} V_{max}$$

3.11 Apartarrayos en líneas de transmisión.

Cualquier dispositivo de protección contra sobretensiones tiene como objetivo reducir la amplitud de la onda de sobretensión para que no cause algún daño en el aislamiento del equipo protegido.

El apartarrayos es un dispositivo eficaz utilizado para la protección de sobretensiones atmosféricas y de origen interno (sobretensiones por maniobra) en equipos eléctricos. El apartarrayos se define de acuerdo a sus siguientes características:

- El apartarrayos en condiciones normales del sistema se mantiene como circuito abierto hasta que se presenta una sobretensión.
- Es capaz de retornar a su estado de circuito abierto una vez que la sobretensión ha sido drenada a tierra y que el sistema se encuentre en operación normal.

3.11.1 Tipos de Apartarrayos.

3.11.2 Apartarrayos de explosores.

Al inicio del estudio de las sobretensiones que afectan a las líneas de transmisión se busco un dispositivo que drenara estos fenómenos, los primeros dispositivos diseñados para drenar las sobretensiones fueron los cuernos de arqueo, su diagrama es mostrado en la figura 3.24.

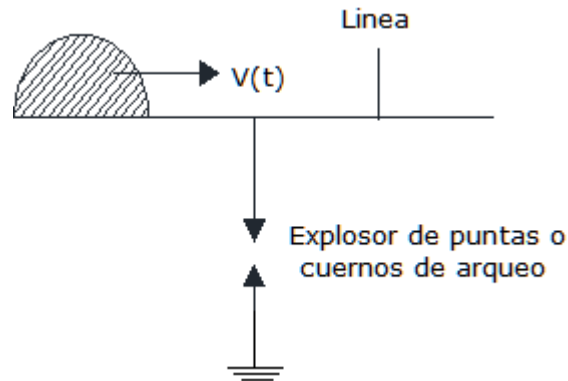


Figura 3.24 Esquema de un apartarrayos con explosores (cuernos de arqueo).

Este dispositivo dejó de ser utilizado debido a que presentaba desventajas considerables en el momento de su operación, dichas desventajas eran:

- La tensión de disparo dependía de su polaridad.
- Para que el dispositivo entrara en operación en un tiempo de $1\mu\text{s}$, la tensión de disparo tendría que tener un nivel de 1.5 veces a la tensión crítica de flameo del equipo que se protegía.
- El disparo del explosor generaba un corto circuito el cual a su vez se alimentaba de la corriente del sistema.

Estas desventajas hicieron que su uso se eliminara por completo, en especial en las líneas de transmisión. Esta situación provocó la necesidad de crear un dispositivo de protección más sofisticado y eficiente. Fue entonces que se diseñaron apartarrayos sin explosores de óxidos metálicos.

3.11.2 Apartarrayos de carburo de Silicio (SiC).

Estos apartarrayos son de los primeros sin explosores y actualmente ya descontinuados se les denomina apartarrayos tipo valvular, están formados por un recipiente o carcasa cerámica con resistores en serie y aislados entre sí como se ilustra en la figura 3.25. [34]

En el principio de fabricación de los resistores no lineales de estos apartarrayos se utilizaron una gama de materiales tales como: hidróxido de aluminio, óxido de hierro y sulfato de plomo. Tiempo después se desarrollaron resistores lineales de carburo de silicio, formado a partir de los cristales de carburo de silicio.



Figura 3.25 Esquema del apartarrayos de Carburo de Silicio.

3.11.3 Apartarrayos de Óxido de Zinc (ZnO) con carcasa polimérica.

Los de óxido de zinc se les denomina también como apartarrayos de óxidos metálicos, este tipo de apartarrayos no cuenta con explosores, es decir que la auto válvula que contiene este apartarrayos conduce de forma permanente una corriente de 10 mA que no provoca daño alguno al correcto funcionamiento del sistema, cuando se presenta la sobretensión este apartarrayos drena a tierra dicha sobretensión.

Este apartarrayos que contiene una mezcla de óxidos de zinc y otros óxidos metálicos en su base presenta un alto grado de no linealidad en su condición tensión vs corriente, es decir que la corriente que circula por el apartarrayos no influye en su correcto funcionamiento cuando la tensión es muy elevada, además de que, estos apartarrayos tienen una cantidad más elevada de absorción de energía para las sobretensiones de origen atmosférico que sus antecesores.

Estos apartarrayos son de envoltorio de porcelana esto hace que su peso sea elevado, además de que su manejo en el montaje debe de ser delicado. En la década de los ochenta se sustituyó el revestimiento de porcelana por un revestimiento más compacto, ligero y de menor peso, el revestimiento de silicona o polimérico.

El funcionamiento de este pararrayos es idéntico al de los apartarrayos anteriores, es decir contiene bloques de óxido de zinc pero ahora su encapsulado es de polímero (goma de silicona) que además de reducir su peso, no es un material quebradizo, es de fácil manejo y su vida útil se extiende mucho más tiempo como se ilustra en la figura 3.26. [34]

Las ventajas de utilizar un apartarrayos con carcasa polimérica son las siguientes:

- Los apartarrayos con carcasa polimérica mejoran la puesta a tierra de las líneas compactas y a su vez su protección contra sobretensiones aumenta.
- Adecuado para el medio ambiente. Cuando se acaba la vida útil del apartarrayos se puede incinerar a una temperatura de entre 400°C – 500°C , solo dejando como residuo un polvo inofensivo.
- Mejora en sus propiedades eléctricas. La carcasa de goma de silicona resiste un valor más elevado de corriente de fuga debido a sus propiedades de aislamiento. Es resistente a los rayos UV y es resistente a la erosión salina.

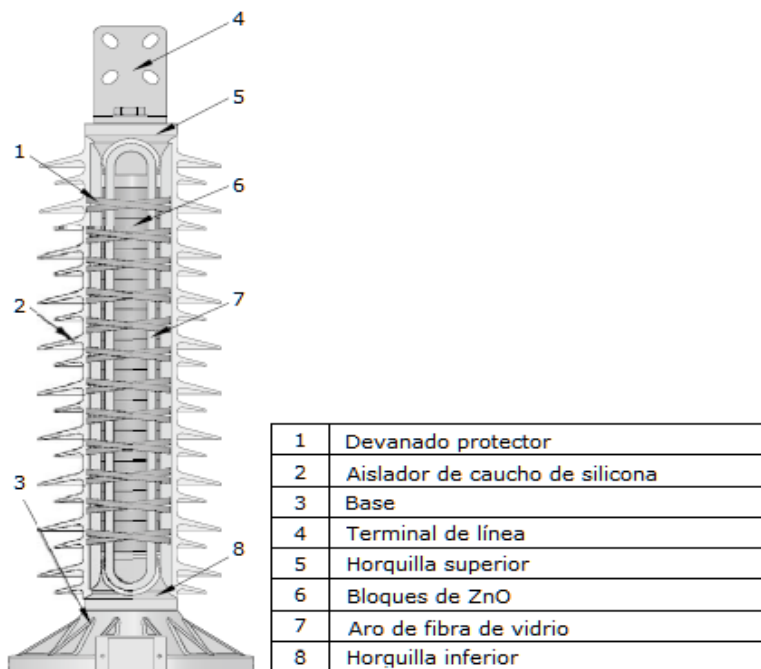


Figura 3.26 Partes de un apartarrayos de óxidos metálicos.

Algunas de las razones por la que se instalan este tipo de apartarrayos son las siguientes:

- Debido a que el apartarrayos de polímero reduce su tamaño y peso su aplicación esencial es en la protección de líneas aéreas compactas.
- Sus características físicas hacen su uso en zonas de alta actividad sísmica.
- Debido a su peso los apartarrayos de polímero se pueden instalar en cualquier punto a lo largo de la línea.
- Estos apartarrayos se pueden colocar en distintas posiciones y no solo horizontalmente.

3.12 Punto de instalación de un apartarrayos.

El apartarrayos tiene como punto de instalación aquellas zonas donde el índice de descargas atmosféricas es elevado y que por consecuencia provoca salidas de líneas por sobretensiones de origen atmosférico. Su mayor aplicación es en líneas de transmisión ya que se encuentran expuestas a condiciones atmosféricas riesgosas, por el hecho de que se extienden por cientos de kilómetros a la intemperie el punto de instalación se muestra en la figura 3.27.

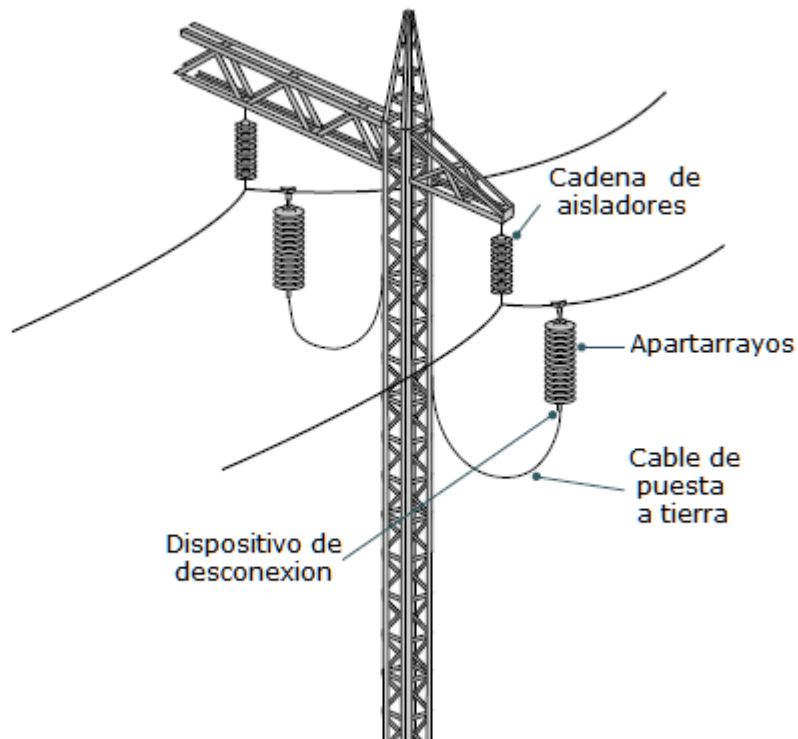


Figura 3.27 Montaje de un apartarrayos en una torre de transmisión.[33]

El apartarrayos está conectado permanentemente a la línea de transmisión entra en operación cuando se presenta una sobretensión, su función no es la de eliminar la sobretensión si no la de drenar a tierra la sobretensión.



3.13 Clasificación de los apartarrayos de línea.

La clasificación de los apartarrayos utilizados en líneas de transmisión es la siguiente:

a) Por su forma de conectarse a la línea.

- Conectados directa y permanentemente.
- Con electrodos de descarga en serie.

b) Por su nivel de contaminación.

- Media.
- Alta.
- Extra alta.

c) Por su clase de descarga.

- Descarga clase 2.
- Descarga clase 3.[35]

3.14 Principio de funcionamiento de los apartarrayos para línea de transmisión.

Los apartarrayos como se sabe se conectan lo más próximo del equipo a proteger en este caso en las líneas de transmisión paralelo a las cadenas de aisladores. Su principio de funcionamiento es el de reducir las sobretensiones en las terminales antes de que los niveles de aislamiento sean excedidos.

Las descargas atmosféricas en una línea de transmisión pueden incidir ya sea en la estructura, en el cable de guarda o en los conductores de fase, una parte de la corriente de rayo viaja sobre el apartarrayos, esta corriente origina un voltaje residual con lo cual limita la tensión resultante en la cadena de aisladores, por ende el apartarrayos y los niveles de protección de la línea deben de ir coordinados.

En caso de falla del apartarrayos se pone en serie un desconectador automático con el fin de aislar el apartarrayos del resto del sistema. Los apartarrayos con envoltente polimérico presentan una reducción de su peso de hasta el 50% con respecto a los apartarrayos con envoltente de cerámica, esto trae como consecuencia que los esfuerzos mecánicos en la estructura se reduzcan, el espacio ocupado por el apartarrayos es menor debido al tamaño que es más compacto, además de que, un apartarrayos polimérico puede ser instalado en líneas ya construidas sin modificar o aumentar el refuerzo de las estructuras o postes.[34]



3.14.1 Criterios en la selección del apartarrayos para línea de transmisión.

El adecuado funcionamiento de un apartarrayos depende de sus correctos parámetros nominales que están relacionados directamente con los parámetros del sistema de tal manera que se toman en cuenta los siguientes aspectos:

- Voltaje nominal del apartarrayos así como su tensión de trabajo continuo (MCOV), que se definen por el máximo voltaje del sistema entre fase y tierra.
- Voltajes residuales originados por las descargas atmosféricas. Los cuales deben de estar correctamente debidamente coordinados con los niveles de aislamiento de la línea. La tensión residual del apartarrayos consiste en el valor pico de la tensión cuando aparece la corriente de descarga entre sus terminales. La tensión residual se utiliza para definir las características de protección que ofrece el apartarrayos, en el caso de protección de las líneas de transmisión se tienen que determinar las corrientes residuales por impulso atmosférico. Las tensiones residuales se tienen que coordinar con la tensión de aguante al impulso por descargas atmosféricas.
- La capacidad de absorción de energía que es la propiedad que posee un apartarrayos de línea para poder disipar la energía que provocan los transitorios de origen atmosférico, sin que el apartarrayos sufra un deterioro.[35]
- Un aspecto importante para la selección del apartarrayos es el margen de protección, que no debe de tener un valor muy elevado. Este valor debe de cumplir con las distancias entre el apartarrayos y el equipo que protege. El margen de protección se define como aquella razón que existe entre el nivel de aislamiento al impulso por rayo y la tensión residual del apartarrayos.

El nivel de contaminación debe de ser tomado en cuenta ya que al utilizar un apartarrayos conectado directa y permanentemente a la línea se debe de considerar el efecto de contaminación y considerarlo con una distancia mínima de fuga igual o mayor a la distancia de la cadena de aisladores.[34]



3.14.2 Instalación del apartarrayos a lo largo de la línea de transmisión.

La instalación de apartarrayos en líneas de transmisión se hace necesaria y oportuna cuando existe una alta resistividad en el suelo y se presenta una actividad de descargas atmosféricas.

La resistividad del suelo afecta directamente a el índice de salidas de las líneas que emplean cables de guarda, debido a las tensiones de flameo inverso y descargas de retorno.

Existen diversos tratamientos para la disminuir la resistencia al pie de la estructura o torre pero estos tratamientos o procedimientos resultan tanto técnica y económicamente imposibles, esto hace que la instalación del apartarrayos sea indispensable.

El criterio que define la localización del apartarrayos depende de:

- El sistema de tierras y la resistencia al pie de la torre definirá los valores de flameo inverso y la magnitud de la corriente de descarga.
- La actividad elevada de descargas atmosféricas a lo largo de la línea o en tramos de la propia línea.

La cantidad de apartarrayos a instalar en la línea depende del grado de protección de los cables de guarda ante las descargas atmosféricas, así como de la posición de los conductores.

3.15 Distancias mínimas de seguridad para líneas de transmisión.

Para líneas de 69 kV y mayores existen distancias de seguridad especiales las cuales se aplican cuando cerca de la línea existen cruzamientos con calles, carreteras, ríos, vías férreas y otras líneas de comunicación o transmisión. Estas distancias deben de cumplir los siguientes puntos:

- Deben prohibir el contacto directo de los conductores con personas.
- Evitar daños a instalaciones privadas o públicas.

Las diferentes distancias de seguridad a las que deben de estar las líneas respecto a otras instalaciones o sitios son: [36,7].

3.15.1 Cruzamiento con calles, carreteras, autopistas o ciudades.

Para este tipo de cruzamientos las condiciones varían de acuerdo a reglamentos tanto civiles como de obras eléctricas como se muestra en la figura 3.28. Las condiciones de estos cruzamientos se muestran a continuación en la tabla 3.9 [36]:

Tipo de cruzamiento	Distancia "A" en metros
Autopistas y carreteras.	25
Avenidas o calles principales en ciudades y en caminos vecinales.	15
Calles en poblados.	7
Condición excepcional para calles de poca importancia en poblados.	3
Redes de distribución, en derivaciones en esquinas.	2

Tabla 3.9 Condiciones de cruzamientos especiales.

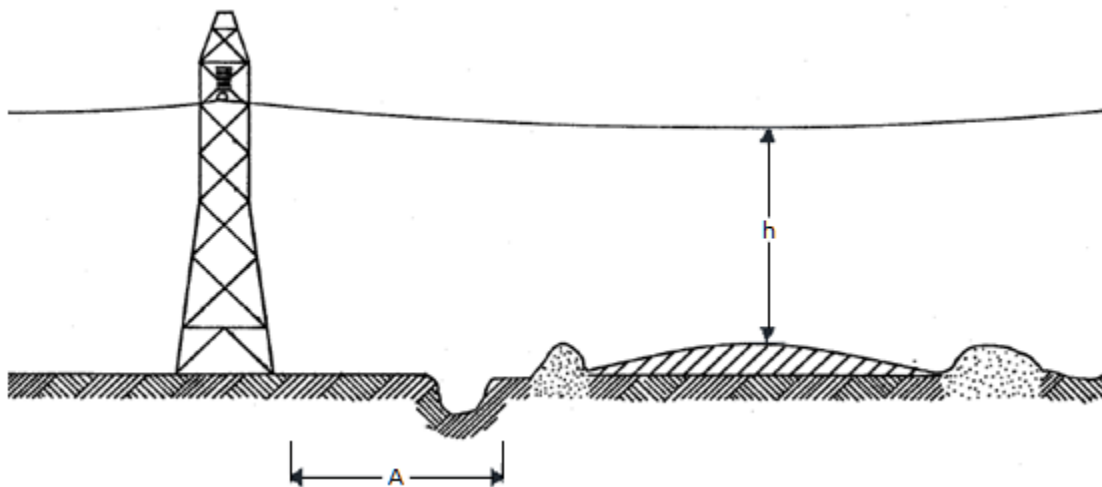


Figura 3.28 Cruzamiento con calles, carreteras o autopistas.

Para calcular este tipo de cruzamiento se tiene la siguiente ecuación:

$$h = 7 + 0.005 * kV$$

Dónde:

kV = tensión nominal de la línea expresada en kV .

3.15.2 Cruzamiento con vías férreas no electrificadas.

Es la distancia mínima horizontal que se tiene que respetar a la altura de la línea de transmisión respecto a una vía de ferrocarril no electrificada. La distancia debe de ser mayor o igual a 6 metros. La figura 3.29 nos muestra dicha distancia. [36].

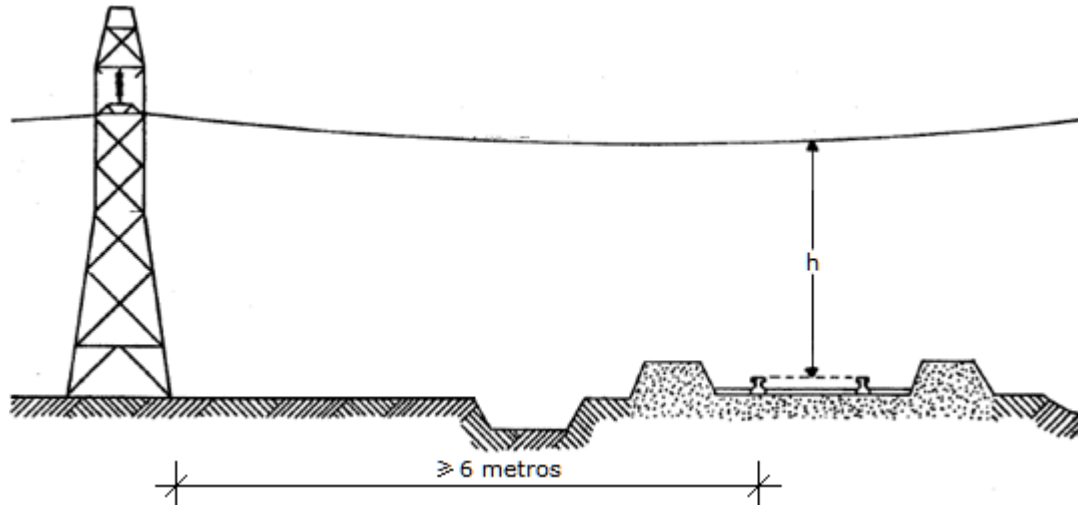


Figura 3.29 *Cruzamiento con líneas férreas no electrificadas.*

El cruzamiento con líneas férreas no electrificadas se calcula mediante:

$$h = 8 + 0.015 * kV$$

Dónde:

kV= tensión nominal de la línea expresada en kV.

3.15.3 Cruzamiento superior de una línea de transmisión con ferrocarril eléctrico o tranvía.

Con respecto a la distancia horizontal se sigue el mismo criterio que en el inciso anterior, lo que refiere a la distancia vertical se tiene que [36]:

$$d = 1.5 + 0.015 * kV \text{ (metros)}$$

Dónde:

kV= tensión nominal de la línea expresada en kV.

La figura numero 3.30 muestra dicho cruzamiento.

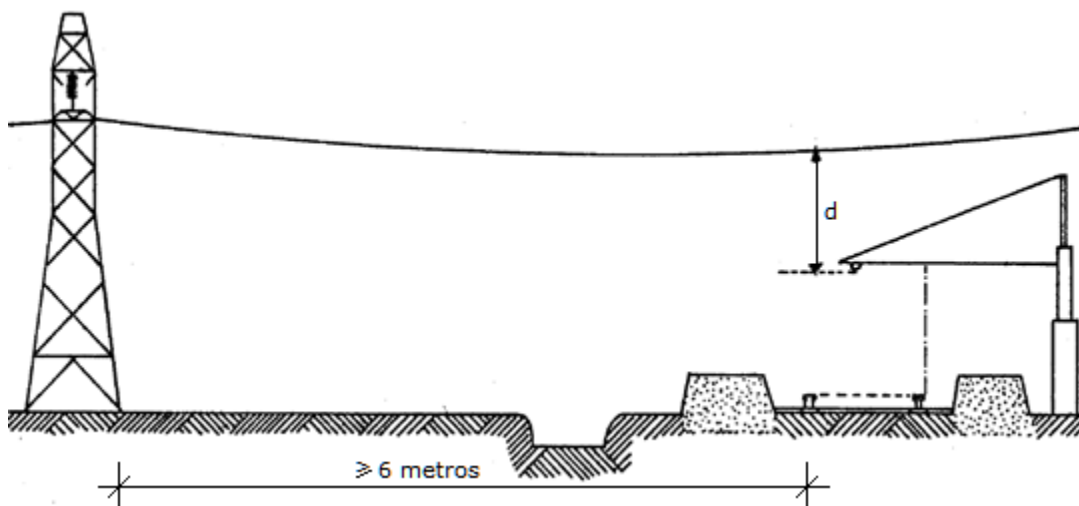


Figura 3.30 *Cruzamiento superior de una línea de transmisión con ferrocarril eléctrico o tranvía.*

3.15.4 Cruzamiento con ríos o canales navegables.

Para distancias de ríos o canales donde navegan pequeñas lanchas o lanchones se aplica la ecuación [34]:

$$h = 7 + 0.015 * kV \text{ (metros)}$$

Para ríos o canales donde navegan grandes barcos o buques la ecuación es la siguiente:

$$d = 3 + 0.011 * kV \text{ (metros)}$$

En la figura se ilustra 3.31 para ver el cruzamiento con ríos o canales navegables.

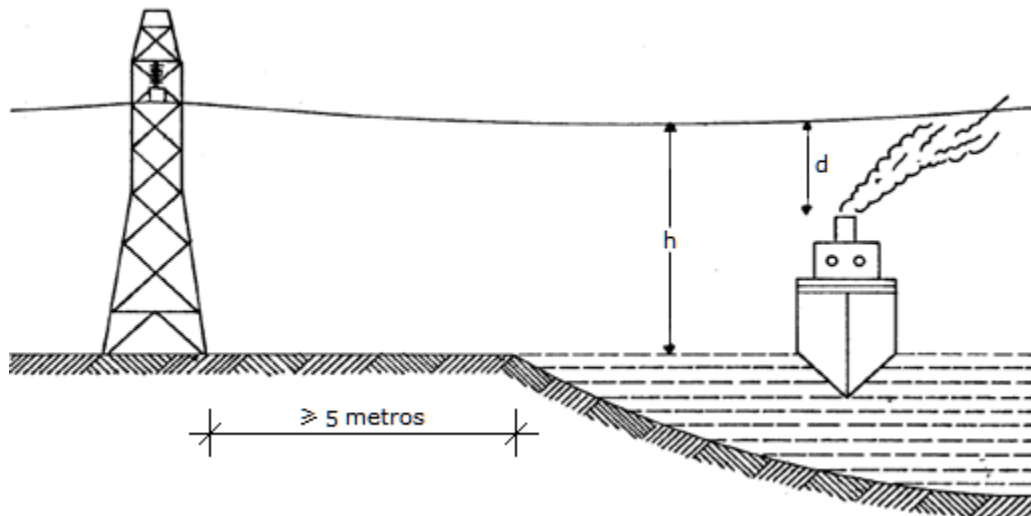


Figura 3.31 *Cruzamiento con ríos o canales navegables.*

3.15.5 Cruzamiento entre líneas de transmisión.

En este cruce se colocara a una altura mayor el conductor o línea que tenga una tensión más elevada. La figura numero 3.32 ilustra el cruce [36].

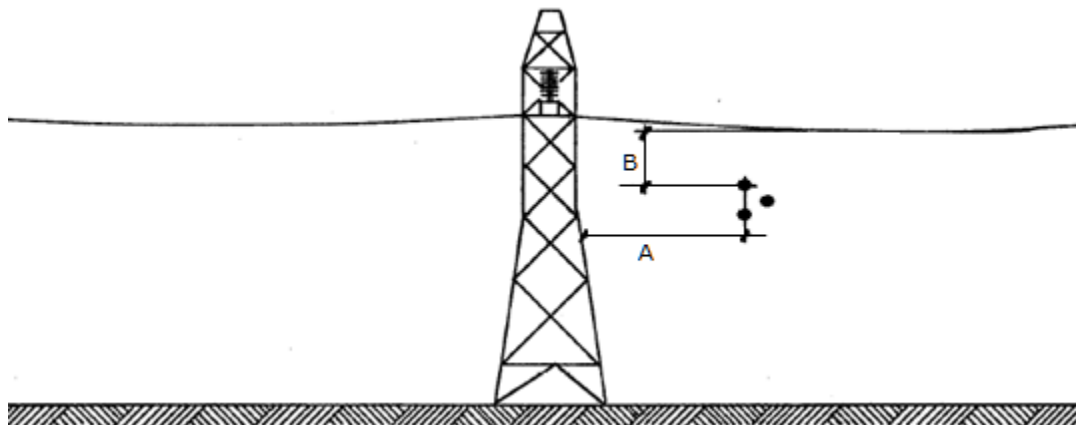


Figura 3.32 *Cruzamiento entre líneas de transmisión.*

La distancia “A” que se encuentra entre la estructura y el conductor más cercano será igual o mayor a:

$$A \geq 5 + \frac{kV}{150} \quad (kV \geq 230)$$

La distancia “B” entre dos conductores de las líneas que se cruzan debe de ser igual o mayor a:

$$B = 3.3 + 0.01 * kV \quad (kV \geq 230)$$

3.15.6 Paralelismo entre líneas eléctricas o líneas de telecomunicación.

- Paralelismo entre líneas de transmisión eléctricas.

Existe paralelismo cuando dos líneas de transmisión eléctrica llevan la misma dirección.

Cuando se es inevitable que dos líneas se encuentren o se construyan paralelamente, se tiene que mantener una distancia entre los conductores más próximos de $1.5 h$. La figura 3.33 muestra las distancia mínima entre líneas paralelas. [36]

$$d = 1.5 * h$$

Dónde:

h = altura de apoyo del conductor.

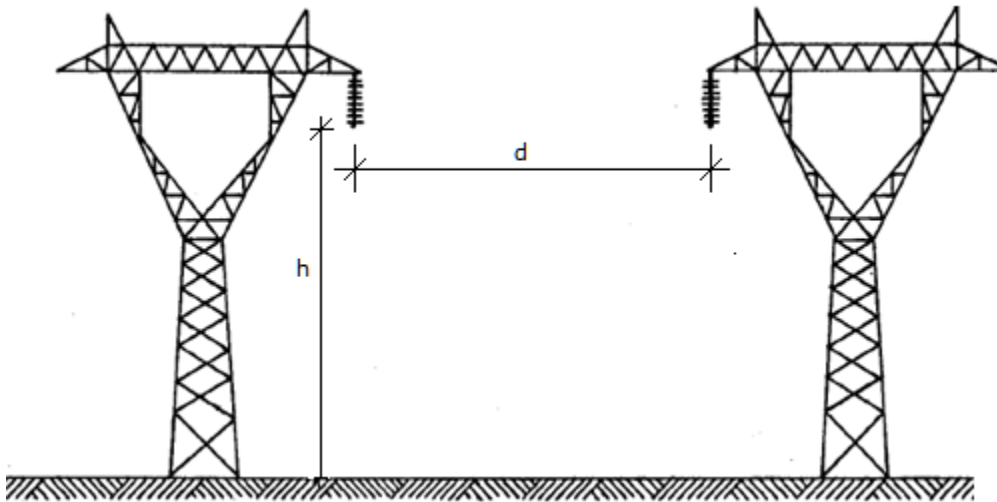


Figura 3.33 Paralelismo entre líneas de transmisión eléctricas.

- Localización de la línea respecto a vías de comunicación.

En el caso de líneas de transmisión eléctrica mayor a 52 kV, la distancia horizontal de la fase más externa a vías de comunicación debe de tener cuando menos las siguientes distancias:

$d \geq$ que 25 metros en carreteras, autopistas, ferrocarriles y cursos de aguas navegables.

$D \geq$ que 15 metros en carreteras vecinales, avenidas y zonas urbanas.



3.15.7 Localización de la línea respecto a zonas arboladas.

Para evitar en lo máximo fallas en el servicio e incendios debido al contacto del conductor con árboles, se debe de considerar una cierta distancia en ambos lados de la estructura con respecto a zonas con árboles o boscosas, en esta distancia se tiene que tomar la oscilación de la cadena de aisladores debido a la acción del viento. La figura numero 3.34 ilustra dicha distancia.[34]

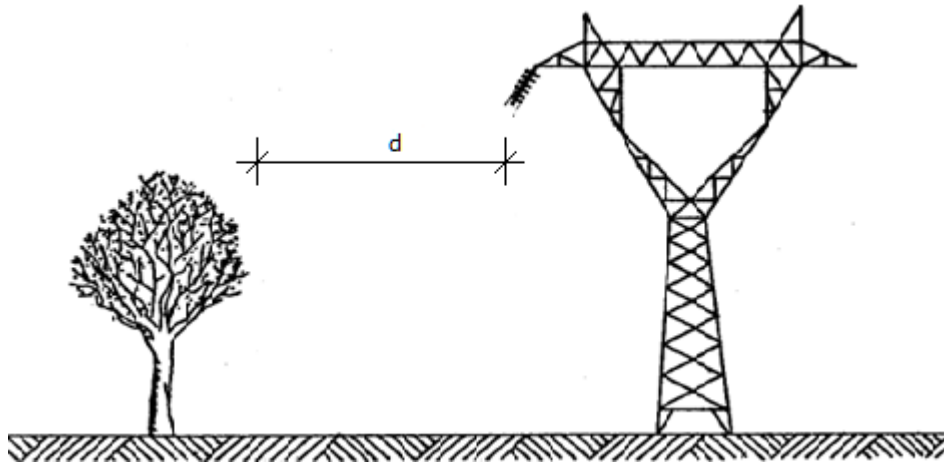


Figura 3.34 Localización de la línea respecto a zonas arboladas.

La siguiente ecuación determina la distancia entre el conductor y los arboles vecinos.

$$d \geq 1.5 + \frac{kV}{150}$$

Dónde:

kV= tensión nominal de la línea expresada en kV.



3.15.8 Localización de la línea respecto a construcciones en zonas urbanas.

La figura 3.35 muestra la distancia mínima de la línea con respecto a construcciones urbanas.

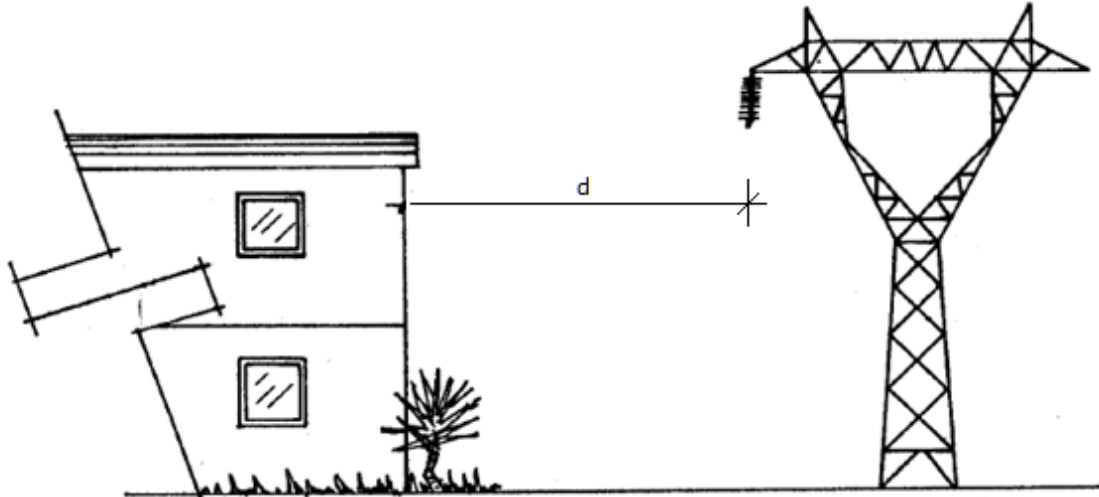


Figura 3.35 Líneas de transmisión en zonas urbanas.

En puntos accesibles a personas

$$d \geq 3.3 + \frac{kV}{100}$$

Pero:

$$d \geq 5 \text{ m si } 52 < kV \leq 230$$

En puntos no accesibles a personas.

$$d \geq 3.3 + \frac{kV}{150}$$

Pero:

$$d \geq 4 \text{ m si } 52 < kV \leq 230$$

CAPITULO CUARTO

APLICACIÓN DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO EN LINEAS DE TRANSMISIÓN COMPACTAS



4 APLICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.

4.1 Introducción.

Una vez visto y estudiado las generalidades de las líneas compactas, el estudio de las sobretensiones, sus efectos en las líneas de transmisión y el procedimiento de la coordinación de aislamiento para una línea de transmisión, en este capítulo se realizó el cálculo para diseño electromecánico de una línea de transmisión compacta con una longitud de 37 km.

El diseño de una línea de transmisión en este caso compacta, se constituye de temas tanto mecánicos como eléctricos el análisis mecánico se utilizara para establecer si sus características resistentes son compatibles con los esfuerzos a los que se someterán las estructuras (postes troncocónicos) conductores e hilos de guarda (flechas y tensiones), asimismo, es necesario evaluar las condiciones eléctricas de la línea como es el caso de su aislamiento, blindaje y distancias de seguridad, cálculos que se revisan en este capítulo del trabajo de investigación.

**4 APLICACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO.****4.2 Memoria de cálculo flechas y tensiones del conductor e hilos de guarda****DATOS BÁSICOS DEL PROYECTO.**

LINEA DE TRANSMISIÓN	
Tensión nominal	230 KV
Longitud	37 Km
Conductores por fase	1
Calibre del conductor	900 KCM
Tipo de hilo de guarda	CGFO
Tensión de diseño del poste para cable conductor	17707 N
Tensión de diseño del poste para hilo de guarda	6426 N

Tabla 4.1 Características de la línea de transmisión.

LIMITACIONES MECÁNICAS DE LOS CABLES	
Tensión mecánica máxima en los cables para hipótesis 1,2,6 y 7	22%
Tensión mecánica máxima en los cables para hipótesis 3,4 y 5	33%

Tabla 4.2 Limitaciones mecánicas de los cables.

CONDICIONES AMBIENTALES	
Temperatura de control	50 ° C
Temperatura media	16°C
Temperatura mínima	-10°C
Temperatura con viento máximo	18°C
Temperatura balanceo de cables	16°C
Temperatura Condición de rayo	15°C
Temperatura Máxima	50°C

Tabla 4.3 Condiciones ambientales del sitio.

HIPOTESIS CONSIDERADAS	
H1- Cambio de estado No 1	Temperatura de carga diaria
H2- Cambio de estado No 2	Flecha máxima, temperatura máxima, sin viento
H3- Cambio de estado No 3	Temperatura coincidente con presencia de viento máximo.
H4- Cambio de estado No 4	Flecha mínima, temperatura mínima, sin viento.
H5- Cambio de estado No 5	Temperatura mínima con presencia de viento reducido.
H6- Cambio de estado No 6	16°C de temperatura con 285 Pa de presión de viento.
H7- Cambio de estado No 7	15°C de temperatura con 41.2 Pa de presión de viento.

Tabla 4.4 Hipótesis a considerar.



CARACTERISTICAS	
Calibre, material y nombre.	900 KCM, ACSR/AS "CANARY", 54 hilos de Al + 7 hilos acero.
Diámetro.	29.15 mm
Área.	515.6mm ²
Peso unitario.	16.22 N/m
Tensión a la rotura.	143570 N
Modulo de elasticidad inicial.	50981 N/mm ²
Modulo de elasticidad final.	65449.3 N/mm ²
Coefficiente de dilatación inicial.	18.22 × 10 ⁻⁶ °C
Coefficiente de dilatación final.	19.26 × 10 ⁻⁶ °C

Tabla 4.5 Características del cable conductor.

CARACTERISTICAS	
Calibre, material y nombre.	Cable de guarda CGFO con fibras ópticas
Diámetro.	14.50 mm
Área.	80.36mm ²
Peso unitario.	5.84 N/m
Tensión a la rotura.	72000 N
Modulo de elasticidad inicial.	116000 N/mm ²
Modulo de elasticidad final.	116000 N/mm ²
Coefficiente de dilatación inicial.	15.6 × 10 ⁻⁶ °C
Coefficiente de dilatación final.	15.6 × 10 ⁻⁶ °C

Tabla 4.6 Características del cable de guarda CGFO con fibras ópticas.

CARACTERISTICAS	
Calibre, material y nombre.	Cable de guarda 7#8 AAS
Diámetro.	9.78 mm
Área.	58.56mm ²
Peso unitario.	3.82 N/m
Tensión a la rotura.	70896.87 N
Modulo de elasticidad inicial.	152055.00 N/mm ²
Modulo de elasticidad final.	158666.94 N/mm ²
Coefficiente de dilatación inicial.	12.6 × 10 ⁻⁶ °C
Coefficiente de dilatación final.	12.6 × 10 ⁻⁶ °C

Tabla 4.7 Características del cable de guarda 7#8 AAS.

4.2.1 Cálculo de la flecha de la catenaria por libramiento en terreno plano.

Para un libramiento plano y con las torres, se obtiene una flecha la cual contempla el libramiento mínimo requerido a terreno. La flecha de la catenaria se calcula mediante la siguiente expresión.

$$f = h - I_s \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde:

f = flecha disponible (m)

I_s = Libramiento mínimo (8.5 m para el paso y acceso a peatones)

h = Distancia vertical del punto de sujeción del conductor más bajo.

Para el presente proyecto, se manejaran los siguientes datos:

$$h = 13.0 \text{ m}$$

$$I_s = 8.50 \text{ m}$$

$$f = 4.5 \text{ m}$$



4.2.2 Cálculo del claro máximo por libramiento en terreno plano.

La determinación del claro máximo admisible sobre terreno plano de la estructura de suspensión más predominante de la línea, se logra mediante la siguiente ecuación.

$$S = \sqrt{8Pf} \dots\dots\dots (4.2)$$

Donde

S= Claro máximo admisible.

P= Parámetro del cable a 50°C

f= Flecha disponible en terreno plano.

Para el siguiente proyecto se manejarán los siguientes datos.

P= 630 f= 4.5 S= 120 m

Este claro es únicamente para terreno plano, sin embargo podrá elevarse según lo permita el terreno y el uso de estructuras.

4.2.3 Cálculo del cable conductor 900 ACSR/AS.

La obtención del parámetro del cable conductor a las diferentes condiciones climáticas, se realiza mediante el cálculo de flechas y tensiones el cual se obtiene aplicando la ecuación del cambio de estado como la que se vio en el capítulo 1 del presente documento y que es la siguiente:

$$t_2^2(t_2 + \bar{M}) = \bar{N} \dots\dots\dots (4.3)$$

Cuyos parámetros son los siguientes:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) \dots\dots\dots (4.4)$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 \dots\dots\dots (4.5)$$

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24 H_1} \dots\dots\dots (4.6)$$

$$T_1 = \frac{H_1}{A} \dots\dots\dots (4.7)$$

$$\bar{B} = aE \dots\dots\dots (4.8)$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} \dots\dots\dots (4.9)$$

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} \dots\dots\dots (4.10)$$

$$p = \frac{H}{W_c} \dots\dots\dots (4.11)$$

$$W_v = P_v D \dots\dots\dots (4.12)$$

Terminología empleada en las ecuaciones anteriores.

H_1 : Tensión en condiciones iniciales.

t_1 : Temperatura de control a la cual se considera H_1 .

Z_1 : Sobrecarga en el cable en condiciones iniciales sin hielo y sin viento.

T_1 : Componente horizontal del esfuerzo en condiciones iniciales.

H_2 : Tensión buscada

Z_2 : Sobrecarga en el cable en condiciones finales.

t_2 : Temperatura correspondiente a H_2

T_2 : Componente horizontal del esfuerzo en condiciones finales.

S: Claro base considerado.



- A: Sección del cable del conductor.
 a: Coeficiente de dilatación lineal del cable.
 D: Diámetro del cable.
 γ : Peso unitario del cable dividido entre el área.
 E: Modulo de elasticidad final del cable.
 W_c : Peso unitario del cable
 W_h : Peso del hielo depositado en el cable.
 W_v : Fuerza debida a la presión del viento sobre el conductor.
 f: Flecha.
 A, B, M, N: Parámetros para el cálculo de T_2
 P_v : Presión del viento.

Condiciones de control.

Temperatura de control.....	50°C
Parámetro propuesto a 33°C.....	630 m
Claro base.....	120 m
Flecha a 50°C.....	4.5 m

Calculo de las constantes, esfuerzo y coeficiente de sobrecarga en condiciones de control.

Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = P \times W_c = 630 \times 16.22 = 10218.6 \text{ N}$$

$$H_1 = 10218.6 \text{ N}$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue:

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{10218.6}{515.6} = 19.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$T_1 = 19.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} = \frac{0.0314^2 \times 65449.3}{24} = 2.68$$

$$\bar{B} = aE = 19.26 \times 10^{-6} \times 65449.3 = 1.2605$$



$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{16.22}{515.6} = 0.0314$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Cambio de estado 1 EDS.

Temperatura final..... 16°C

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 2.68 \left(\frac{120 \times 1}{19.81} \right)^2 - 19.81 + 1.26(16 - 50) = 35.68$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 2.68(120 \times 1)^2 = 38592$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 35.68) = 38592$$

$$T_2 = 25.1 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 25.1 \times 515.6 = 12941.56 \text{ N}$$

Que equivale a 9.01% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{12941.56}{16.22} = 797.87 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 797.87} = 2.25 \text{ m}$$

Cambio de estado 2 FLECHA MÁXIMA.

Temperatura final..... 50°C

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:



$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 2.68 \left(\frac{120 \times 1}{19.81} \right)^2 - 19.81 + 1.26((-50) - (-50)) = 98.33$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 2.68(120 \times 1)^2 = 38592$$

Al reemplazar los valores calculados de "M" y "N" en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 98.33) = 38592$$

$$T_2 = 18.2 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 18.2 \times 515.6 = 9383.92 \text{ N}$$

Que equivale a 6.5% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{9383.92}{16.22} = 578.54 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 578.54} = 3.11 \text{ m}$$

Cambio de estado 3 VIENTO MÁXIMO.

Temperatura final.....	18°C
Presión del viento en el conductor.....	400.5 Pa

Para este cambio de estado, el valor de las constantes A y B de las expresiones (4.6) y (4.8) se obtienen empleando el modulo de elasticidad inicial del conductor.

D el parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión 11 antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = P \times W_c = 630 \times 16.22 = 10218.6 \text{ N}$$

$$H_1 = 10218.6 \text{ N}$$



Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue.

$$= \frac{H_1}{A} = \frac{10218.6}{515.6} = 19.81 \frac{N}{mm^2}$$

$$T_1 T_1 = 19.81 \frac{N}{mm^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} = \frac{0.0314^2 \times 50981}{24} = 2.09$$

$$\bar{B} = aE = 18.22 \times 10^{-6} \times 50981 = 0.92$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{16.22}{515.6} = 0.0314$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 2.09 \left(\frac{120 \times 1}{19.81} \right)^2 - 19.81 + 0.92(18 - 50) = 27.44$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 400.5 \times 0.02915 = 11.67 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = \frac{[(16.22 + 0)^2 + (11.67)^2]^{1/5}}{16.22} = 1.23$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 2.09(120 \times 1.23)^2 = 45532.23$$

Al reemplazar los valores calculados de "M" y "N" en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 27.44) = 45532.23$$

$$T_2 = 28.6 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:



$$H_2 = T_2 \times A = 28.6 \times 515.6 = 14746.16 \text{ N}$$

Que equivale a 10.27% del UTS el cual es menor que 33%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_C} = \frac{14746.16}{16.22} = 909.1 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 909.1} = 1.97 \text{ m}$$

Cambio de estado 4 FLECHA MÍNIMA.

Temperatura final..... -10°C

Presión sobre el conductor.....0.0 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 2.68 \left(\frac{120 \times 1}{19.81} \right)^2 - 19.81 + 1.26((-10) - (50)) = 2.92$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 2.68(120 \times 1)^2 = 38592$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 2.92) = 38592$$

$$T_2 = 32.8 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 32.8 \times 515.6 = 16911.68 \text{ N}$$

Que equivale a 11.77% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_C} = \frac{16911.68}{16.22} = 1042.64 \text{ m.}$$



El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 1042.64} = 1.72 \text{ m}$$

Cambio de estado 5 VIENTO REDUCIDO.

Temperatura final..... -10°C

Presión del viento en el conductor..... 84.24 Pa

Para este cambio de estado, el valor de las constantes A y B de las expresiones (4.6) y (4.8) se obtienen empleando el modulo de elasticidad inicial del conductor.

Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo

$$H_1 = P \times W_c = 630 \times 16.22 = 10218.6 \text{ N}$$

$$H_1 = 10218.6 \text{ N}$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue.

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{10218.6}{515.6} = 19.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$T_1 = 19.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} = \frac{0.0314^2 \times 50981}{24} = 2.09$$

$$\bar{B} = aE = 18.28 \times 10^{-6} \times 50981 = 0.93$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{16.22}{515.6} = 0.0314$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 2.09 \left(\frac{120 \times 1}{19.81} \right)^2 - 19.81 + 0.93((-10) - (50)) = 20.89$$



El coeficiente de sobrecarga en condiciones iniciales Z_2 , para el caso de un conductor rodeado por una capa de hielo y a la vez sometido a una presión de viento reducido, se analiza de la siguiente forma:

$$At = \frac{(31.98 + 0)^2}{4} = 803.24 \text{ mm}^2$$

El área total del conductor con capa de hielo: 515.6 mm^2

Por lo tanto el área del hielo que cubre al conductor es la diferencia de ambas:

$$Ah = At - Ac = 803.24 - 515.6 = 287.64 \text{ mm}^2$$

Por otra parte el peso específico del hielo es: $0.00 \frac{N}{m^3}$

Por lo que el peso por metro lineal de hielo es como sigue:

$$W_h = 287.64 * 0 = 0 \text{ N/m}$$

Con lo anterior, se tiene una carga vertical por el conjunto de cable conductor con capa de hielo será como sigue:

$$W_{c+h} = 0.00 + 16.22 = 16.22 \frac{N}{m}$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 84.24 \times 0.02915 = 2.45 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = \frac{[(16.22 + 0)^2 + (2.45)^2]^{1/5}}{16.22} = 1.01$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 2.09(120 \times 1.01)^2 = 30700.92$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 20.89) = 30700.92$$

$$T_2 = 25.6 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 25.6 \times 515.6 = 13199.36 \text{ N}$$

Que equivale a 9.19% del UTS el cual es menor que 33%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:



$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{13199.36}{16.22} = 813.77 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 813.77} = 2.21 \text{ m}$$

Cambio de estado 6 BALANCEO DE CABLES.

Temperatura final..... 16°C

Presión del viento en el conductor.....187 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 2.68 \left(\frac{120 \times 1}{19.81} \right)^2 - 19.81 + 1.26(16 - 50) = 35.68$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 187 \times 0.02915 = 5.45 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = \frac{[(16.22 + 0)^2 + (5.45)^2]^{1/5}}{16.22} = 1.05$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 2.68(120 \times 1.05)^2 = 42547.68$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 35.68) = 42547.68$$

$$T_2 = 26.1 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 26.1 \times 515.6 = 13457.16 \text{ N}$$

Que equivale a 9.37% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:



$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{13457.16}{16.22} = 829.66 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 829.66} = 2.16 \text{ m}$$

Cambio de estado 7 CONDICIÓN DE RAYO.

Temperatura final.....	15°C
Presión del viento en el conductor.....	41.20 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 2.68 \left(\frac{120 \times 1}{19.81} \right)^2 - 19.81 + 1.26(15 - 50) = 34.42$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 41.20 \times 0.02915 = 1.20 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Sustituyendo valores en la expresión (10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = \frac{[(16.22 + 0)^2 + (1.20)^2]^{1/5}}{16.22} = 1.00$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 2.68(120 \times 1.00)^2 = 38592$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} \quad = \quad T_2^2(T_2 + 34.42) = 38592$$

$$T_2 = 25.3 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 25.3 \times 515.6 = 13044.68 \text{ N}$$

Que equivale a 9.80 % del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{13044.68}{16.22} = 804.23 \text{ m.}$$



El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 804.23} = 2.23 \text{ m}$$

4.2.4 Cálculo del cable de guarda CGFO con fibras ópticas.

Condiciones de control

Temperatura de control.....	50°C
Parámetro propuesto a 50°C.....	630 m
Claro base.....	120 m
Flecha a 50°C.....	4.5 m

Cálculo de las constantes, esfuerzo y coeficiente de sobrecarga en condiciones de control.

Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = W_c \times P = 5.84 \times 630 = 3679.2 \text{ N}$$

$$H_1 = 3679.2 \text{ N}$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue:

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{3679.2}{80.30} = 45.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$T_1 = 45.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} = \frac{0.0727^2 \times 116000}{24} = 25.56$$

$$\bar{B} = \alpha_f E = 15.6 \times 10^{-6} \times 116000 = 1.80$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{5.84}{80.30} = 0.0727$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Cambio de estado 1 EDS.

Temperatura final..... 16°C



Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 25.56 \left(\frac{120 \times 1}{45.81} \right)^2 - 45.81 + 1.80(16 - 50) = 68.37$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 25.56(120 \times 1)^2 = 368064$$

Al reemplazar los valores calculados de "M" y "N" en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 68.37) = 368064$$

$$T_2 = 54.6 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 54.6 \times 80.30 = 4384.38 \text{ N}$$

Que equivale a 5.05% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{4384.38}{5.84} = 750.75 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 750.75} = 2.39 \text{ m}$$

Cambio de estado 2 FLECHA MÁXIMA.

Temperatura final..... 50°C

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 25.56 \left(\frac{120 \times 1}{45.81} \right)^2 - 45.81 + 1.80(50 - 50) = 129.57$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 25.56(120 \times 1)^2 = 368064$$



Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 129.57) = 368064$$

$$T_2 = 45.82 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 45.82 \times 80.30 = 3679.34 \text{ N}$$

Que equivale a 5.11% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{3679.34}{5.84} = 630. \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 630.} = 2.85 \text{ m}$$

Cambio de estado 3 VIENTO MÁXIMO.

Temperatura final.....	18°C
Presión del viento en el conductor.....	400.5 Pa

Para este cambio de estado, el valor de las constantes A y B de las expresiones (4.6) y (4.8) se obtienen empleando el modulo de elasticidad inicial del conductor.

Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = W_c \times P = 5.84 \times 630 = 3679.2 \text{ N}$$

$$H_1 = 3679.2 \text{ N}$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue.

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{3679.2}{80.30} = 45.81 \frac{N}{mm^2}$$

$$T_1 = 45.81 \frac{N}{mm^2}$$



Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} = \frac{0.0727^2 \times 116000}{24} = 25.56$$

$$\bar{B} = \alpha_f E = 15.6 \times 10^{-6} \times 116000 = 1.80$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{5.84}{80.30} = 0.0727$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{5}}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 25.56 \left(\frac{120 \times 1}{45.81} \right)^2 - 45.81 + 1.80(18 - 50) = 71.97$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 400.5 \times 0.01450 = 5.80 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{5}}}{W_c} = \frac{[(5.84 + 0)^2 + (5.80)^2]^{\frac{1}{5}}}{5.84} = 1.40$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 25.56(120 \times 1.40)^2 = 721405.44$$

Al reemplazar los valores calculados de "M" y "N" en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 71.97) = 721405.44$$

$$T_2 = 71 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 71 \times 80.36 = 5705.5 N$$

Que equivale a 7.92% del UTS el cual es menor que 33%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{5705.5}{5.84} = 976.97 m.$$



El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 976.97} = 1.84 \text{ m}$$

Cambio de estado 4 FLECHA MÍNIMA.

Temperatura final..... -10°C

Presión sobre el conductor.....0.0 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 25.56 \left(\frac{120 \times 1}{45.81} \right)^2 - 45.81 + 1.80((-10) - (50)) = 21.57$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 25.56(120 \times 1)^2 = 368064$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 21.57) = 368064$$

$$T_2 = 65.1 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 65.1 \times 80.36 = 5231.43 \text{ N}$$

Que equivale a 7.26% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{5231.43}{5.84} = 895.79 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 895.79} = 2.0 \text{ m}$$

Cambio de estado 5 VIENTO REDUCIDO.

Temperatura final..... -10°C

Presión del viento en el conductor..... 180 Pa

Para este cambio de estado, el valor de las constantes A y B de las expresiones (6) y (8) se obtienen empleando el modulo de elasticidad inicial del conductor.



Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = W_c \times P = 5.84 \times 630 = 3679.2 \text{ N}$$

$$H_1 = 3679.2 \text{ N}$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue.

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{3679.2}{80.30} = 45.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$T_1 = 45.81 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E}{24} = \frac{0.0726^2 \times 116000}{24} = 25.56$$

$$\bar{B} = \alpha E = 15.50 \times 10^{-6} \times 116000 = 1.80$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{5.84}{80.36} = 0.0726$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{2}}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\begin{aligned} \bar{M} &= \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 25.56 \left(\frac{120 \times 1}{45.81} \right)^2 - 45.81 + 1.80((-10) - (50)) \\ &= 21.57 \end{aligned}$$

El coeficiente de sobrecarga en condiciones iniciales Z_2 , para el caso de un conductor rodeado por una capa de hielo y a la vez sometido a una presión de viento reducido, se analiza de la siguiente forma:

$$At = \frac{3.1416(14.50 + 0)^2}{4} = 165.130 \text{ mm}^2$$

El área total del conductor con capa de hielo: 80.36 mm^2

Por lo tanto el área del hielo que cubre al conductor es la diferencia de ambas:



$$Ah = At - Ac = 165.130 - 80.36 = 84.77 \text{ mm}^2$$

Por otra parte el peso específico del hielo es: $0.00 \frac{N}{m^3}$

Por lo que el peso por metro lineal de hielo es como sigue:

$$W_h = 8.47 \times 10^{-5} * 0 = 0 \frac{N}{m}$$

Con lo anterior, se tiene una carga vertical por el conjunto de cable conductor con capa de hielo será como sigue:

$$W_{c+h} = 0.00 + 5.84 = 5.84 \frac{N}{m}$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 84.24 \times 0.0145 = 1.22 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{2}}}{W_c} = \frac{[(5.84 + 0)^2 + (1.22)^2]^{\frac{1}{2}}}{5.84} = 1.02$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 25.56(120 \times 1.02)^2 = 382933.78$$

Al reemplazar los valores calculados de "M" y "N" en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 21.57) = 382933.78$$

$$T_2 = 66.05 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 66.05 \times 80.36 = 5307.77 \text{ N}$$

Que equivale a 7.37% del UTS el cual es menor que 33%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{5307.77}{5.84} = 908.86 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:



$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 908.86} = 1.98 \text{ m}$$

Cambio de estado 6 BALANCEO DE CABLES.

Temperatura final..... 16°C

Presión del viento en el conductor..... 187 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 25.56 \left(\frac{120 \times 1}{45.81} \right)^2 - 45.81 + 1.80(16 - 50) = 68.37$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 187 \times 0.01450 = 2.71 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{5}}}{W_c} = \frac{[(5.84 + 0)^2 + (2.71)^2]^{\frac{1}{5}}}{5.84} = 1.10$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 25.56(120 \times 1.10)^2 = 445357.44$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 68.37) = 445357.44$$

$$T_2 = 59.1 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 59.1 \times 80.36 = 4749.27 \text{ N}$$

Que equivale a 6.59% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{4749.27}{5.84} = 813.23 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 813.23} = 2.21 \text{ m}$$

Cambio de estado 7 CONDICIÓN DE RAYO.



Temperatura final.....	15°C
Presión del viento en el conductor.....	41.20 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 25.56 \left(\frac{120 \times 1}{45.81} \right)^2 - 45.81 + 1.80(15 - 50) = 66.57$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 41.20 \times 0.01450 = 0.597 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{5}}}{W_c} = \frac{[(5.84 + 0)^2 + (.597)^2]^{\frac{1}{5}}}{5.84} = 1.00$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 25.56(120 \times 1.00)^2 = 368064$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} \quad = \quad T_2^2(T_2 + 66.57) = 368064$$

$$T_2 = 55 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 55 \times 80.36 = 4419.8 N$$

Que equivale a 6.13% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{4419.8}{5.84} = 756.81 m.$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 756.81} = 2.37m$$

4.2.5 Calculo del cable de guarda 7#8 AAS.

Condiciones de control

Temperatura de control.....	50°C
Parámetro propuesto a 50°C.....	630m



Claro base.....120 m

Flecha a 50°C.....4.5 m

Calculo de las constantes, esfuerzo y coeficiente de sobrecarga en condiciones de control.

Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = W_c \times P = 3.82 \times 630 = 2406.6 \text{ N}$$

$$H_1 = 2406.6 \text{ N}$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue.

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{2406.6}{58.56} = 41.09 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$T_1 = 41.09 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E_f}{24} = \frac{0.0652^2 \times 158666.94}{24} = 28.10$$

$$\bar{B} = \alpha_f E_f = 12.6 \times 10^{-6} \times 158666.94 = 1.99$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{3.82}{58.56} = 0.0652$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{2}}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Cambio de estado 1 EDS.

Temperatura final..... 16°C

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 28.10 \left(\frac{120 \times 1}{41.09} \right)^2 - 41.09 + 1.99(16 - 50) = 130.91$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 28.10(120 \times 1)^2 = 404640$$



Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 130.91) = 404640$$

$$T_2 = 47.6 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 47.6 \times 58.56 = 2787.45 N$$

Que equivale a 3.27% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{2324.83}{3.82} = 608.59 m.$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 608.59} = 2.95 m$$

Cambio de estado 2 FLECHA MÁXIMA.

Temperatura final..... 50°C

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 28.10 \left(\frac{120 \times 1}{41.09} \right)^2 - 41.09 + 1.99(50 - 50) = 198.57$$

El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 28.10(120 \times 1)^2 = 404640$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 198.57) = 404640$$

$$T_2 = 41.1 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 41.1 \times 58.56 = 2406.81 N$$



Que 3.39% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{2406.81}{3.82} = 630.05 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 630.05} = 2.85 \text{ m}$$

Cambio de estado 3 VIENTO MÁXIMO.

Temperatura final.....	18°C
Presión del viento en el conductor.....	400.5 Pa

Para este cambio de estado, el valor de las constantes A y B de las expresiones (4.6) y (4.8) se obtienen empleando el modulo de elasticidad inicial del conductor.

Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = W_c \times P = 3.82 \times 630 = 2406.6 \text{ N}$$

$$H_1 = 2406.6 \text{ N}$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue.

$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{2406.6}{58.56} = 41.09 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

$$T_1 = 41.09 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E_i}{24} = \frac{0.06523^2 \times 152055}{24} = 26.95$$

$$\bar{B} = \alpha_f E_i = 12.6 \times 10^{-6} \times 152055 = 1.91$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{3.82}{58.56} = 0.06523$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{2}}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$



Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 26.95 \left(\frac{120 \times 1}{41.09} \right)^2 - 41.09 + 1.91(18 - 50) = 127.64$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 400.5 \times 0.00978 = 3.91 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{5}}}{W_c} = \frac{[(3.82 + 0)^2 + (3.91)^2]^{\frac{1}{5}}}{3.82} = 1.43$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 26.95(120 \times 1.43)^2 = 793584.79$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} \quad = \quad T_2^2(T_2 + 127.64) = 793584.79$$

$$T_2 = 63.4 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 63.4 \times 58.56 = 3712.7 N$$

Que equivale a 5.23% del UTS el cual es menor que 33%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{3712.7}{3.82} = 971.91 m.$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 971.91} = 1.85 m$$

Cambio de estado 4 FLECHA MÍNIMA.

Temperatura final..... -10°C

Presión sobre el conductor.....0.0 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 28.10 \left(\frac{120 \times 1}{41.09} \right)^2 - 41.09 + 1.99((-10) - (50)) = 79.17$$



El valor de Z_1 es el mismo que para Z_2 , puesto que para la temperatura diaria no se considera sobrecarga de viento, por lo que, sustituyendo valores en la expresión (4.5) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 28.10(120 \times 1)^2 = 404640$$

Al reemplazar los valores calculados de "M" y "N" en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} \quad = \quad T_2^2(T_2 + 79.17) = 404640$$

$$T_2 = 54.9 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 54.9 \times 58.56 = 3214.94 N$$

que equivale a 4.53% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{3214.94}{3.82} = 841.60 m.$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 841.60} = 2.13 m$$

Cambio de estado 5 VIENTO REDUCIDO.

Temperatura final..... -10°C

Presión del viento en el conductor..... 84.24 Pa

Para este cambio de estado, el valor de las constantes A y B de las expresiones (4.6) y (4.8) se obtienen empleando el modulo de elasticidad inicial del conductor.

Del parámetro supuesto, se obtendrá el valor de la tensión mecánica en condiciones de control mediante la expresión (4.11) antes indicada.

$$P = \frac{H}{W_c}$$

Sustituyendo:

$$H_1 = W_c \times P = 3.82 \times 630 = 2406.6 N$$

$$H_1 = 2406.6 N$$

Por lo tanto el esfuerzo del cable T_1 será como sigue.



$$T_1 = \frac{H_1}{A} = \frac{2406.6}{58.56} = 41.09 \frac{N}{mm^2}$$

$$T_1 = 41.09 \frac{N}{mm^2}$$

Sustituyendo los valores en las expresiones (4.6, 4.8, 4.9 y 4.10), se obtiene.

$$\bar{A} = \frac{\gamma^2 E_i}{24} = \frac{0.06523^2 \times 152055}{24} = 26.95$$

$$\bar{B} = \alpha_f E_i = 12.6 \times 10^{-6} \times 152055 = 1.91$$

$$\gamma = \frac{W_c}{A} = \frac{3.82}{58.56} = 0.06523$$

$$Z_1 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{2}}}{W_c} = 1.00 \text{ (sin viento sin hielo)}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 26.95 \left(\frac{120 \times 1}{41.09} \right)^2 - 41.09 + 1.91((-10) - (50)) = 74.16$$

El coeficiente de sobrecarga en condiciones iniciales Z_2 , para el caso de un conductor rodeado por una capa de hielo y a la vez sometido a una presión de viento reducido, se analiza de la siguiente forma:

$$At = \frac{3.1416(14.50 + 0)^2}{4} = 165.130 mm^2$$

El área total del conductor con capa de hielo: $58.56 mm^2$

Por lo tanto el área del hielo que cubre al conductor es la diferencia de ambas:

$$Ah = At - Ac = 165.130 - 58.56 = 106.57 mm^2$$

Por otra parte el peso específico del hielo es: $0.00 \frac{N}{m^3}$

Por lo que el peso por metro lineal de hielo es como sigue:

$$W_h = 1.06 \times 10^{-5} * 0 = 0 \frac{N}{m}$$

Con lo anterior, se tiene una carga vertical por el conjunto de cable conductor con capa de hielo será como sigue:

$$W_{c+h} = 0.00 + 3.82 = 3.82 \frac{N}{m}$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:



$$W_v = P_v D = 84.24 \times 0.00978 = 0.82 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{2}}}{W_c} = \frac{[(3.82 + 0)^2 + (0.82)^2]^{\frac{1}{2}}}{3.82} = 1.02$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 26.95(120 \times 1.02)^2 = 403758.432$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 74.16) = 403758.432$$

$$T_2 = 55.75 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 55.75 \times 58.56 = 3264.72N$$

Que equivale a 4.60% del UTS el cual es menor que 33%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{3264.72}{3.82} = 854.63 m.$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 854.63} = 2.10 m$$

Cambio de estado 6 BALANCEO DE CABLES.

Temperatura final.....	16°C
Presión del viento en el conductor.....	187 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 28.10 \left(\frac{120 \times 1}{41.09} \right)^2 - 41.09 + 1.99((16) - (50)) = 130.91$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 187 \times 0.00978 = 1.82 \frac{N}{m}$$



Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{1/5}}{W_c} = \frac{[(3.82 + 0)^2 + (1.82)^2]^{1/5}}{3.82} = 1.10$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 28.10(120 \times 1.10)^2 = 489614.4$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} = T_2^2(T_2 + 130.91) = 489614.4$$

$$T_2 = 51.8 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 51.8 \times 58.66 = 3033.4 \text{ N}$$

Que equivale a 4.27% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{3033.4}{3.82} = 794 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 794} = 2.26 \text{ m}$$

Cambio de estado 7 CONDICIÓN DE RAYO.

Temperatura final.....	15°C
Presión del viento en el conductor.....	41.20 Pa

Sustituyendo valores en la expresión (4.4) y efectuando operaciones, se obtiene:

$$\bar{M} = \bar{A} \left(\frac{SZ_1}{T_1} \right)^2 - T_1 + \bar{B}(t_2 - t_1) = 28.10 \left(\frac{120 \times 1}{41.09} \right)^2 - 41.09 + 1.99((15) - (50)) = 128.92$$

El valor de la sobrecarga debida al viento sobre los cables para la presión indicada, se obtiene:

$$W_v = P_v D = 41.20 \times 0.00978 = 0.402 \frac{N}{m}$$

Sustituyendo valores en la expresión (4.10) y efectuando operaciones, se obtiene:



$$Z_2 = \frac{[(W_c + W_h)^2 + W_v^2]^{\frac{1}{5}}}{W_c} = \frac{[(3.82 + 0)^2 + (0.402)^2]^{\frac{1}{5}}}{3.82} = 1.00$$

$$\bar{N} = \bar{A}(SZ_2)^2 = 28.10(120 \times 1.00)^2 = 404640$$

Al reemplazar los valores calculados de “M” y “N” en la expresión (4.3) y efectuando operaciones se obtiene:

$$T_2^2(T_2 + \bar{M}) = \bar{N} \quad = \quad T_2^2(T_2 + 128.92) = 404640$$

$$T_2 = 47.8 \frac{N}{mm^2}$$

Por lo tanto la tensión mecánica a la temperatura será como sigue:

$$H_2 = T_2 \times A = 47.8 \times 58.56 = 2799.1 \text{ N}$$

Que equivale a 3.94% del UTS el cual es menor que 22%.

A esta temperatura el cable adquiere un parámetro como sigue:

$$P = \frac{H_2}{W_c} = \frac{2799.1}{3.82} = 732.76 \text{ m.}$$

El valor de la flecha es el siguiente:

$$f = \frac{S^2}{8 \times P} = \frac{120^2}{8 \times 732.76} = 2.45 \text{ m}$$

**4.2.6 Resumen de resultados por hipótesis de carga cable conductor 900 KCM ACSR/AS - 630**

CONCEPTO	UNIDADES	HIPOTESIS DE LA CARGA						
		H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7
TEMPERATURA	°C	16	50	18	-10	-10	16	15
TENSIÓN	N	12941	9383.9	14746	16911	13199	13457	13044
%UTS	%	9.01	6.5	10.27	11.77	9.19	9.37	9.80
VIENTO	Pa	0	0	400.5	0	84.24	187	41.20
HIELO	mm	0	0	0	0	0	0	0
PARAMETRO	m	787.87	578.53	909.1	1042.6	813.77	829.66	804.23
FLECHA	m	2.25	3.11	1.97	1.72	2.21	2.16	2.23
CLARO	m	120	120	120	120	120	120	120
RESUMEN DE RESULTADOS POR HIPÓTESIS DE CARGA CABLE DE GUARDA CGFO CON FIBRAS ÓPTICAS - 630								
CONCEPTO	UNIDADES	HIPOTESIS DE LA CARGA						
		H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7
TEMPERATURA	°C	16	50	18	-10	-10	16	15
TENSIÓN	N	4384.3	3679.3	5705.5	5231.4	5307.7	4749.2	4419.8
%UTS	%	5.05	5.11	7.92	7.26	7.37	6.59	6.13
VIENTO	Pa	0	0	400.5	0	180	187	41.20
HIELO	mm	0	0	0	0	0	0	0
PARAMETRO	m	750.75	630	976.97	895.79	908.86	813.23	756.81
FLECHA	m	2.39	2.85	1.84	2.0	1.98	2.21	2.37
CLARO	m	120	120	120	120	120	120	120
RESUMEN DE RESULTADOS POR HIPÓTESIS DE CARGA CABLE DE GUARDA 7#8 AAS - 630								
CONCEPTO	UNIDADES	HIPOTESIS DE LA CARGA						
		H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7
TEMPERATURA	°C	16	50	18	-10	-10	16	15
TENSIÓN	N	2787.4	2406.8	3712.7	3214.9	3264.7	3033.4	2799.1
%UTS	%	3.27	3.39	5.23	4.53	4.60	4.27	3.94
VIENTO	Pa	0	0	400.5	0	180	187	41.20
HIELO	mm	0	0	0	0	0	0	0
PARAMETRO	m	608.59	630.05	971.91	841.60	854.63	794	732.76
FLECHA	m	2.95	2.85	1.85	2.13	2.10	2.26	2.45
CLARO	m	120	120	120	120	120	120	120

Tabla 4.8 Resumen de las Hipótesis.



4.3 CÁLCULO DE DERECHO DE VÍA

DATOS DE LA ESTRUCTURA	
Conductor	900 KCM “ Canary ”
Tensión [Kv]	230
Conductores por fase	1
Diámetro del conductor. [m]	0.02915
Peso unitario del conductor. [N/m]	16.22
Flecha final [m]	2.16
Presión del viento [Pa]	196
Claro medio horizontal [m]	120
Claro vertical [m]	120
Peso de la cadena de aisladores [N]	137.2
La longitud de la cadena de aisladores [m]	3.98
Altitud metros sobre el nivel del mar. [m]	2450
Desplazamiento del conductor y cadena de aisladores [°C]	18.36

Tabla 4.9 Características y datos de la estructura.

El derecho de vía se calculará en base a la especificación NRF-014-cfe “DERECHOS DE VÍA”.

Cálculo de la distancia “A”

De la tabla, la separación horizontal mínima es de:

$$1.00 (3.20) = 3.20 \text{ m.}$$

Cálculo de la distancia “B”

La proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores.

$$B = (L_a + f_{16^\circ c}) \tan \alpha \dots\dots\dots (4.13)$$

Donde:

L_a = La longitud de la cadena de aisladores

$f_{16^\circ c}$ = Flecha final a 16°C

α = Es el ángulo de desplazamiento del conductor y de la cadena de aisladores en suspensión, si se utiliza.

Para calcular el desplazamiento α utiliza la siguiente fórmula vista en el capítulo 1:

$$\tan \alpha = \frac{(CMH)(PV)(K_1)(\theta_c)}{(CV)(K_2)(W_c) + (0.5)(W_a)} \dots\dots\dots (4.14)$$

Donde:

K_1 = Constante debida a la presión del viento.



K_2 = Constante debida a la masa del conductor.

α = Angulo de desplazamiento del conductor y la cadena de aisladores de suspensión cuando estos se utilicen, en grados.

CMH = Claro medio horizontal o claro de viento de una estructura [m].

PV = Presión del viento [Pa].

\emptyset_C = Diámetro del conductor [m]

CV = Claro vertical o claro de masa en una estructura [m]

W_C = Peso unitario del conductor [N/m].

W_a = Peso de la cadena de aisladores y el sistema de soporte [N]

Sustituyendo valores en la ecuación (4.14):

$$\tan \alpha = \frac{(120)(187)(1)(0.02915)}{(120)(1)(16.22) + (0.5)(0)}$$

$$\alpha = \tan^{-1} 0.33 = 18.26$$

Sustituyendo en B valores:

$$B = (3.86 + 2.1) \tan 18.26^\circ = 1.9 \text{ m}$$

Distancia C

$$C = 3.4 \text{ m}$$

Por lo tanto:

$$\text{El derecho de vía} = 2 (A+B+C) = 2 (3.2+1.9+3.4) = 17 \text{ m}$$

4.3.1 Integración derecho de vía para la estructura utilizada.

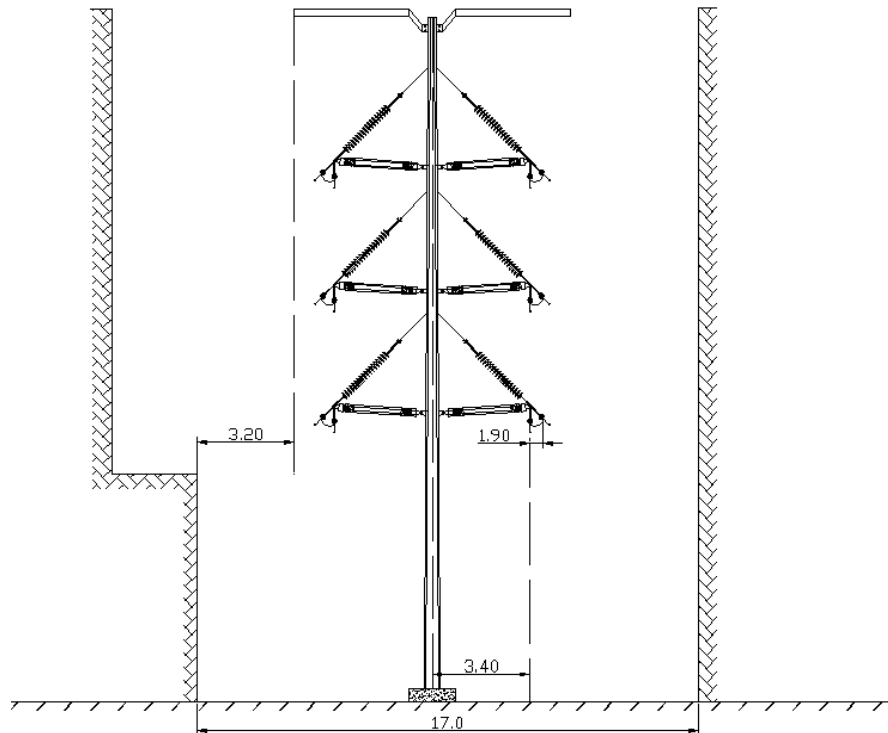


Figura.4.1. Integración de Derecho de Vía para la Silueta Utilizada.

4.4 Memoria de cálculo coordinación de aislamiento.

CARACTERÍSTICAS DEL POSTE	
Altura total	29 m
Altura de conductor inferior a nivel de suelo	13 m
Longitud de la cruceta aislador con la cadena de aisladores	2.98 m
Distancia mínima vertical entre crucetas	5.5 m
Distancia mínima vertical entre punta de cruceta e hilo de guarda	5 m
Disposición de conductores	Vertical
Ángulo de blindaje	-10°

Tabla 4.10Datos y características del poste.

4.4.1 Cálculo de distancias de fase a tierra y número de aisladores.

Para la determinación de las distancias de fase a tierra se tiene que considerar la relación que existe entre la tensión crítica de flameo, y la distancia en aire para las configuraciones de electrodos.

Refiriéndose a las condiciones estándar, la tensión crítica de flameo es:



$$TCF_{estandar} = \frac{NBI}{0.961} \dots\dots\dots (4.15)$$

Donde:

$TCF_{estandar}$ = Tensión critica de flameo estándar.

NBI = Nivel básico de aislamiento por rayo.

De tal manera que sustituyendo en (4.15):

$$TCF_{estandar} = \frac{1050}{0.961} = 1092.61 \text{ kV.}$$

$$TCF_{estandar} = 1092.61 \text{ kV.}$$

Para condiciones de diseño la tensión critica de flameo se determina con la siguiente expresión:

$$TCF_{diseño} = \frac{(K_h)(TCF_{estandar})}{\delta} \dots\dots\dots (4.16)$$

Dónde:

K_h = Factor de correlación por humedad ver tabla 3.5 y consultar sistema meteorológico

$TCF_{estandar}$ = Tensión critica de flameo estándar.

= Densidad relativa del aire.

δ_r

Para el cálculo de la densidad relativa del aire se tiene:

$$\delta_r = \frac{3.92 * b}{273 + t} \dots\dots\dots (4.17)$$

Dónde:

t= Es la temperatura anual de la ciudad de Cd. México es de 16.6 C

b= es la presión a 2287 MSNM es igual a 57.53

Sustituyendo en (4.16) obtenemos:

$$\delta_r = \frac{3.92 * 57.53}{273 + 16.6} = 0.778$$

Sustituyendo en (4.16) tenemos una tensión crítica de flameo por diseño de:

$$TCF_{diseño} = \frac{(1.04)(1092.61)}{0.778} = 1460.55 \text{ kV}$$

$$TCF_{diseño} = 1460.55 \text{ kV}$$

Cálculo de la distancia de fase a tierra.

Para la distancia de fase a tierra se considera la expresión (4.18):

$$TCF_{diseño} = K_3 d_{F-T} \dots\dots\dots (4.18)$$



Donde:

$TCF_{diseño}$ = Tensión crítica de flameo de diseño.

K_3 = Constante de proporcionalidad

d_{F-T} = Distancia de fase a tierra.

Despejando en la expresión (4.18) a d_{F-T} tendremos lo siguiente:

$$d_{FT} = \frac{TCF_{diseño}}{K_3}$$

Por lo tanto la distancia de fase a tierra es:

$$d_{FT} = \frac{1461.55}{550} = 2.65 \text{ m}$$

$$d_{FT} = 2.65\text{m}$$

Cálculo de número de aisladores.

Para el cálculo del número de aisladores se considera por, la distancia de fase a tierra y la altura del aislador, y en base a los niveles de contaminación cuyas expresiones son las siguientes:

Para distancia de fase a tierra y altura del aislador

$$NA = \frac{d_{FT}}{h_a} \dots\dots\dots (4.19)$$

Donde:

NA = Número de aisladores a lo largo de la cadena

d_{FT} = Distancia de fase a tierra.

h_a = Altura del aislador.

Para los niveles de contaminación.

$$NA = \frac{1.05 \cdot D_{fc}}{d_f} \dots\dots\dots (4.20)$$

Donde:

NA = Número de aisladores a lo largo de la cadena

D_{fc} = Distancia de fuga calculada

D_{fs} = Distancia de fuga del aislador.



Para determinar la distancia de fuga calculada se usa la expresión (4.21)

$$D_{fc} = K_{fe} * V_{max} * K_d \dots\dots\dots (4.21)$$

Donde:

D_{fuga} = Distancia de fuga.

K_{fe} = Factor de distancia de fuga.

V_{max} = Tensión máxima.

K_d = Factor de corrección por diámetro del aislador.

El factor de distancia de fuga se corrige de la siguiente manera:

$$K_{fe\text{ corregido}} = \frac{K_{feMSNM}}{\sqrt{\delta}} \dots\dots\dots (4.22)$$

Donde:

K_{fe} = Factor de distancia corregida a los metros sobre el nivel de mar.

δ = Densidad relativa del aire.

Sustituyendo en la fórmula (4.19):

$$NA = \frac{2655}{146} = 18.18$$

Sustituyendo en la fórmula (4.22):

$$K_{fe\text{ corregido}} = \frac{20}{\sqrt{0.778}} = 22.67.$$

Por lo tanto la distancia de fuga en el aislador de acuerdo a la expresión (4.21):

$$D_{fc} = 22.67 * 245 * 1 = 5554.1$$

Y sustituyendo en la expresión (4.20):

$$NA = \frac{1.05 * 5554.1}{320} = 18.22 \text{ Aisladores.}$$

El número de aisladores considerando los niveles de contaminación es de 18.22 y comparando los resultados por distancia de fase a tierra de 18.18 corrobora la confiabilidad de ambos resultados.

Nota:

- Las características del aislador de vidrio marca corona son: Distancia de fuga 320 mm, Diámetro A 255 mm, Altura H 146 mm.
- para la selección del aislador polimérico se toma la distancia de fase a tierra la cual según el cálculo es de 2.65 metros. Para el caso de esta aplicación se seleccionó un aislador de 345 kV marca bailestro el cual cumple perfectamente con dicha distancia.

4.4.2 Cálculo de la impedancia en la torre y corriente de rayo

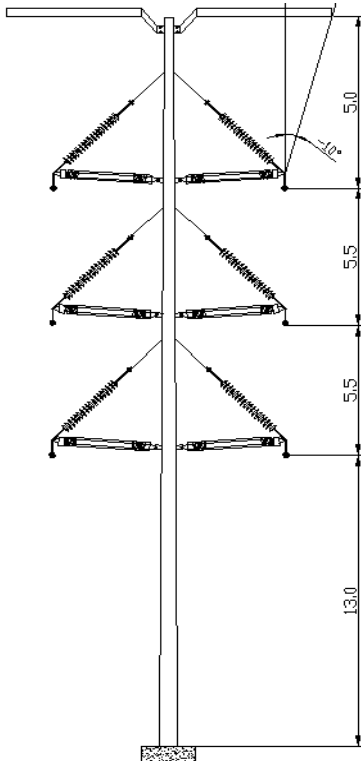


Figura 4.2. Altura del poste

Calculo de la impedancia equivalente en la torre.

Para el cálculo de la impedancia en la torre se consideran las siguientes impedancias:

- cable de guarda.
- cable conductor.
- el poste.

Además se considera el número de hilos de guarda.

Por lo tanto, con las siguientes expresiones se determinara cada una de las impedancias y la corriente de rayo:

Considerando que el poste es cilíndrico, la impedancia se calcula con la siguiente expresión:

$$Z_p = 60 \left(in \left(\sqrt{2} \frac{2(h_p)}{r_p} \right) 1 \right) \dots\dots\dots (4.23)$$

Dónde:

Z_p = Impedancia total de la torre.

h_p = Altura total del poste.

R_p = Radio de la torre.

Para el cálculo de la impedancia del conductor:

$$Z_c = 60in \left(\frac{2h_m}{r} \right) = \dots\dots\dots (4.24)$$

Dónde:

Z_c = Impedancia del conductor

h_m = Altura media del conductor en terreno plano



r = Radio del conductor

La altura media del conductor se obtendrá de la siguiente manera:

$$h_m = h_c - \frac{2}{3}f_c \dots\dots\dots (4.25)$$

Donde:

h_m = Altura media del conductor en terreno plano.

h_c = Altura del conductor.

f_c = Flecha del conductor

La impedancia del hilo de guarda se determinara como sigue:

$$Z_g = 60in \left(\frac{2h_m}{r_g} \right) \dots\dots\dots (4.26)$$

Donde:

Z_g = Impedancia en el hilo de guarda

h_g = Altura del hilo de guarda.

r_g = Radio en el hilo de guarda.

Donde, la altura del hilo de guarda se determina con la siguiente expresión:

$$h_m = h_g - \frac{2}{3}(f_g) \dots\dots\dots (4.27)$$

h_m = Altura media del hilo de guarda en terreno plano.

h_g = Altura del hilo de guarda.

f_c = Flecha del hilo de guarda.

Por lo tanto la impedancia equivalente que existe en la torre y el hilo de guarda es:

$$Z_{T-gesq} = \frac{(Z_p)(Z_g)}{(Z_p)+Z_g} \dots\dots\dots (4.28)$$

Donde:

Z_{T-gesq} = Impedancia equivalente en la torre e hilo de guarda

Z_p = Impedancia en el poste.

Z_g = Impedancia en el hilo de guarda



Sustituyendo en la expresión (4.23), la impedancia en la torre es:

$$Z_p = 60 \left(\ln \left(\sqrt{2} \frac{2 * 29}{3.86} \right) - 1 \right) = 180 \Omega$$

$$Z_p = 180 \Omega$$

La altura media del conductor y la impedancia en el conductor se calculan de acuerdo a las expresiones (4.24) y (4.25):

$$h_m = 24 - \frac{2}{3}(2.16) = 22.56 \text{ m}$$

Por lo tanto la impedancia del conductor es:

$$Z_c = 60 \ln \left(\frac{2 * 22.56}{0.01476} \right) = 481.5 \Omega$$

$$Z_c = 481.5 \Omega.$$

La altura media en el hilo de guarda y su impedancia se calculan de acuerdo con las formulas (4.26) y (4.27):

$$h_m = 29 - \frac{2}{3}(2.21) = 27.52 \text{ m}$$

Por lo tanto la impedancia en el hilo de guarda es:

$$Z_g = 60 \ln \left(\frac{2 * 27.52}{0.00725} \right) = 536 \Omega$$

$$Z_g = 536 \Omega.$$

El valor de la impedancia equivalente de la torre es el siguiente de acuerdo a la siguiente formulas (4.28):

$$Z_{T_{eq}} = \frac{(Z_p)(Z_g)}{(Z_p) + Z_g} = \frac{(180 \times 536)}{(180 + 536)} = 135 \Omega$$

$$Z_{T_{eq}} = 135 \Omega.$$

Cálculo de la corriente de rayo.

La corriente de rayo se determina con la siguiente expresión:

$$I = \frac{2V_{0\%}}{Z_c} \dots \dots \dots (4.29)$$

Donde:

$V_{0\%}$ = Tensión con cero probabilidad de flameo.



Z_c = Impedancia del conductor.

Para determinar $V_{0\%}$ se utiliza la expresión (4.15)

$$V_{0\%} = 0.9 * TCF_{diseño} \dots\dots\dots (4.30)$$

Donde:

$V_{0\%}$ = Tensión con cero probabilidad de flameo

$TCF_{diseño}$ = Tensión critica de flameo de diseño.

Sustituyendo en la fórmula (4.30), tenemos una tensión con cero probabilidad de flameo con un valor de:

$$V_{0\%} = 0.9 * 1460.55 = 1314.504 \text{ kV.}$$

Sustituyendo en la formula (4.29), el valor de la corriente de rayo es:

$$I = \frac{2V_{0\%}}{Z_c} = \frac{2 * 1314.504}{481.509} = 5.46 \text{ kA}$$

4.4.3 Cálculo de las tensiones que aparecen en la torre y el ángulo de blindaje.

Para el cálculo se consideraran las siguientes tensiones y distancias:

- a) Tensión que aparece en la torre.
- b) Tensión en el hilo de guarda.
- c) Calculo de la distancia de arqueo.
- d) Cálculo de la distancia preliminar entre hilo de guarda y el conductor de fase.

Para determinar la tensión que aparece en la torre, se utiliza la siguiente expresión:

$$V_t = I * Z_{Teq} \dots\dots\dots (4.31)$$

Donde:

V_t = Tensión que aparece en la torre.

I = Corriente de rayo.

Z_{Teq} = Impedancia equivalente de la torre.

Para determinar la tensión que aparece en el hilo de guarda, se utiliza la siguiente expresión:

$$V_g = \frac{1}{2} * I * Z_g \dots\dots\dots (4.32)$$

Donde:



V_g = Tensión que aparece en el hilo de guarda.

I = Corriente de rayo.

Z_g = Impedancia n el hilo de guarda.

Para determinar la distancia de arqueo, se utiliza la siguiente expresión:

$$rc = 9.4 * 1.1 * I^{2/3} \dots\dots\dots (4.33)$$

Donde:

rc =Distancia de arqueo

I = Corriente de rayo.

Para determinar la distancia preliminar entre hilo de guarda y el conductor de fase, se utiliza la siguiente expresión:

$$\bar{c} = 6.5 \times 10^{-3} TCF_{diseño} \dots\dots\dots (4.34)$$

Donde:

\bar{c} = Distancia preliminar entre hilo de guarda y el conductor de fase.

$TCF_{diseño}$ = Tensión critica de flameo de diseño.

El valor de la tensión que aparece en la torre, sustituyendo en la formula (4.31) es:

$$V_t = (5.46)(135) = 737.1 kV.$$

$$V_t = 737.1 kV$$

El valor de la tensión que aparece en el hilo de guarda, sustituyendo en la formula (4.32) es:

$$V_g = \frac{1}{2} * 5,46 * 536 = 1463kV$$

$$V_g = 1463 kV$$

Para la distancia de arqueo sustituimos en la formula (4.33)

$$rc = 9.4 * 1.1 * (5.46)^{2/3} = 32 m$$

$$rc = 32 m$$

Sustituyendo en la formula (34), de la distancia preliminar entre hilo de guarda y el conductor de fase:

$$\bar{c} = 6.5 \times 10^{-3} \times 1460.55 = 9.49 m$$



$$\bar{c} = 9.49 \text{ m}$$

Calculo de las relaciones \bar{y}/rc y \bar{c}/rc :

Para determinar el valor de la relación \bar{y}/rc , se usa la formula:

$$\bar{y}/rc = \frac{h_m}{rc} \dots\dots\dots (4.35)$$

Dónde:

h_m = Altura media del conductor en terreno plano.

rc = Distancia de arqueo

Para determinar el valor de la relación \bar{c}/rc , se usa la formula:

$$\bar{c}/rc = \frac{\bar{c}}{rc} \dots\dots\dots (4.36)$$

Dónde:

\bar{c} = Distancia preliminar entre hilo de guarda y el conductor de fase.

rc = Distancia de arqueo.

Para el cálculo de ángulo de blindaje se utiliza la siguiente fórmula:

$$\theta = \sin^{-1} \frac{rc-h_m}{rc} - \sin^{-1} \frac{\bar{c}}{2*rc} \dots\dots\dots (4.37)$$

Donde:

θ = Ángulo de blindaje

rc = Distancia de arqueo.

h_m = Altura media del conductor en terreno plano.

\bar{c} = Distancia preliminar entre hilo de guarda y el conductor de fase.

Sustituyendo en la formula (4.35), la relación es:

$$\bar{y}/rc = \frac{22.56}{32} = 0.705$$

Por lo tanto la relación \bar{c}/rc tiene un valor de acuerdo a la fórmula (4.36) de:

$$\bar{c}/rc = \frac{9.49}{32} = 0.296$$



El valor del ángulo de blindaje, sustituyendo en la formula (4.37) es:

$$\theta = \sin^{-1} \frac{32 - 22.56}{32} - \sin^{-1} \frac{9.49}{2 * 32} = 8.62$$

Cálculos para dos cables de guarda

Por lo tanto la impedancia en el hilo de guarda es:

$Z_g = 536 \Omega$. Dato obtenido anteriormente se divide entre 2

$$Z_{g\text{equ}} = \frac{Z_g}{2} = \frac{(536)}{2} = 268 \Omega$$

El valor de la impedancia equivalente de la torre es el siguiente:

$$Z_{T\text{eq}} = \frac{(Z_p)(Z_g)}{(Z_p) + Z_g} = \frac{(180 \times 268)}{(180 + 268)} = 107.85 \Omega$$

$Z_{T\text{eq}} = 107.85 \Omega$.

El valor de la tensión que aparece en la torre, sustituyendo en la formula (4.31) es:

$$V_t = (5.46)(107.85) = 588.861kV.$$

$V_t = 588.861 \text{ kV}$

El valor de la tensión que aparece en el hilo de guarda, sustituyendo en la formula (4.32) es:

$$V_g = \frac{1}{2} * 5.46 * 268 = 731.64kV$$

$V_g = 731.64 \text{ kV}$

4.4.4Cálculo de probabilidad de fallas por blindaje.

Para el cálculo de probabilidad en porcentaje de fallas por blindaje se calcula con la siguiente expresión:

$$\log P\theta = \frac{\theta\sqrt{h}}{90} - 2 \dots\dots\dots (4.38)$$

Dónde:

$P\theta$ = Probabilidad en porcentaje de falla del cable de guarda

θ = Ángulo de protección en grados del hilo de guarda, en grados con respecto a los conductores de la fase externa.

h = Altura en metros del hilo de guarda sobre el nivel del suelo



Para el cálculo de que una descarga pueda exceder un valor (I_1 , kA) siguiente fórmula:

$$\text{Log}(P_1) = 2 - \frac{I}{60} \dots\dots\dots (4.39)$$

P_1 = probabilidad (P1%) de que una descarga pueda exceder

I = Corriente de rayo

Para el cálculo densidad de rayos a tierra y el nivel ceraúnico como la siguiente que es la más usada:

$$N_g = 0.04 NI^{1.25} \dots\dots\dots (4.40)$$

Dónde

N_g = Densidad de descargas (*rayos/km²/año*) $NI =$
 Número de días de tormentas por año (nivel cerámico)

Para el cálculo densidad de rayos de rayos que impactan una línea:

$$N_L = \frac{N_g(28 \cdot h^{0.6} + S_g)}{10} 100km/año \dots\dots\dots (4.41)$$

Dónde:

N_L = Rayos que impactan una línea (*rayos/100km/año*)

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

h = Altura del poste (m)

S_g = Separación cable de guarda en (m), en caso de haber sólo un cable de guarda $S_g = 0$.

El número probable de rayos por 100 km al año, que terminan en el conductor de fase es:

$$NL \times Pf \text{ rayos/100 km} - \text{año} \dots\dots\dots (4.42)$$

La protección contra índice flameo por apantallamiento está dada por la siguiente expresión:

$$TF = N_L P_1 P_\theta 10^{-4} \dots\dots\dots (4.43)$$

TF = Índice de flameo

Para el cálculo de índice de salidas

$$Ts = 0.9TF10^{-4} \dots\dots\dots (4.44)$$

El cálculo de probabilidad en porcentaje de fallas por blindaje, se obtiene sustituyendo en la formula (38) es:



$$\log P\theta = \frac{-10\sqrt{29}}{90} - 2 = 0.0257\%$$

Para el cálculo densidad de rayos a tierra se obtiene sustituyendo en la formula (4.40) es:

$$N_g = 0.04 * 35^{1.25} = 3.405$$

Para el cálculo densidad de rayos que impactan una línea para un solo hilo de guardase obtiene sustituyendo en la formula (4.41) es:

$$N_L = \frac{3.405(28 * 29^{0.6} + 0)}{10} = 72 \quad 100km/año$$

Considerando que la línea es de 37 km

$$N_L = 72 * 0.37 = 26.64 \approx 27 \quad 37km/año$$

Para el cálculo de que una descarga pueda exceder un valor (11, kA) se obtiene sustituyendo en la formula (4.38) es:

$$\text{Log}(P_1) = 2 - \frac{5.46}{60} = 1.909 = 10^{1.909} = 81.096\%$$

La protección contra índice flameo por apantallamiento de la línea para un solo hilo de guarda se obtiene sustituyendo en la formula (4.43) es:

$$TF = 27 * 81.096 * 0.00257 * 10^{-4} = 0.7 * 10^{-4} \text{flameos}/100km$$

El índice de salidas sustituyendo en la formula (4.44) es:

$$T_s = 0.9 * 0.7 * 10^{-4} = 0.0007$$

Cálculos para dos cables de guarda

Para el cálculo densidad de rayos que impactan una línea se obtiene sustituyendo en la formula (4.40) como en el caso anterior considerando la separación entre cables de guardada:

$$N_L = \frac{3.405(28 * 29^{0.6} + 3.88 * 2)}{10} = 75 \quad 100km/año$$

Considerando que la línea es de 37 km

$$N_L = 75 * 0.37 = 27.75 \approx 28 \quad 37km/año$$

La protección contra índice flameo por apantallamiento de la línea sustituyendo en la formula (4.42) da:

$$TF = 75 * 81.096 * 0.00257 * 10^{-4} = 0.583 * 10^{-4} \text{flameos}/37km$$

El índice de salidas

$$T_s = 0.9 * 0.583 * 10^{-4} = 0.00052$$



4.4.5 Cálculo de la resistencia al pie de la torre y sistema a tierra.

CARACTERISTICAS	
Resistividad del terreno	300 Ω·m
Electrodo	Electrodos de acero con recubrimiento electrolítico.
Sección transversal	33.62 mm ²
Longitud	3.0 m
Radio del electrodo	0.1 m

Tabla 4.11 Características del equipo y del terreno.

Determinación de la resistencia equivalente del terreno.

La resistencia de conexión a tierra utilizando contra-antenas está dada por las siguientes ecuaciones:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{r} - 1 \right) \dots\dots\dots (4.45)$$

Donde:

- R = Resistencia de conexión a tierra.
- ρ = Resistividad del terreno.
- L = Longitud de del electrodo.
- r = radio del electrodo.

$$R_{Eq} = \frac{R}{E_T} \dots\dots\dots (4.46)$$

Donde:

- R_{Eq} = Resistencia equivalente.
- R = Resistencia de conexión a tierra.
- E_T = Electrodo a instalarse

Considerando la resistividad de terreno de 300 Ω · m y aplicando la fórmula (4.45), se obtiene:

$$R = \frac{300}{6\pi} \left(\ln \frac{12}{0.1} - 1 \right) = 15.91(3.78) = 60.13 \Omega$$

La resistencia equivalente en la base del poste es la siguiente de acuerdo a la formula (4.46):

$$R_{Eq} = \frac{60.13}{4} = 15.03$$

4.4.5.1 Integración de la puesta a tierra.

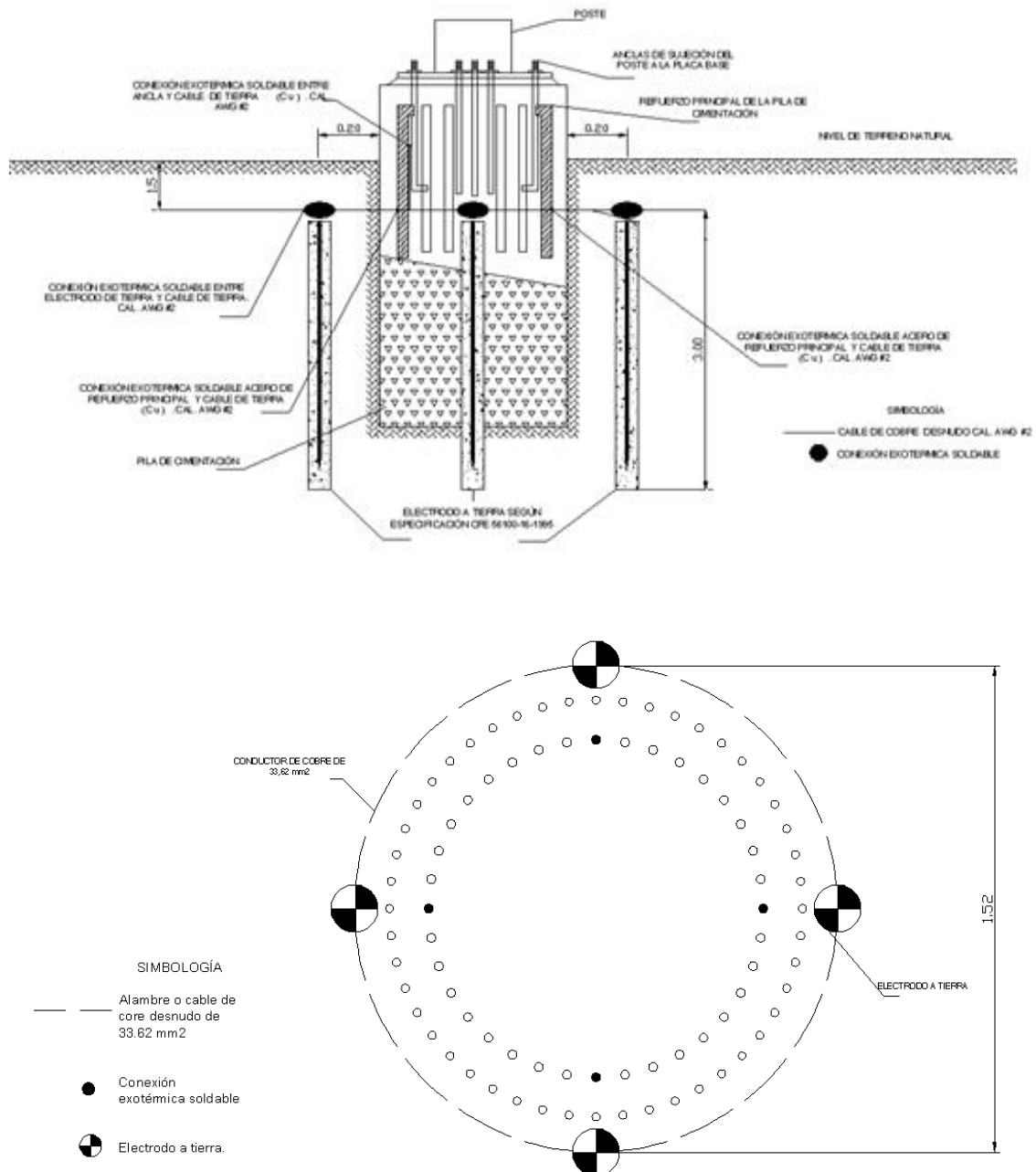


Figura 4.3. Perfil y planta del sistema de puesta a tierra para un poste troncocónico ubicado en el suelo con una resistividad de diseño de $300 \Omega m$.



4.4.5.2 Calculo de flameo inverso.

Para calcular la corriente de flameo inverso se toma la siguiente expresión:

$$I_M = V_A \frac{R_P+Z}{R_P Z(1-C)} - \frac{Z-R_P}{R_P Z} L \frac{d_i}{d_t} \pm \frac{R_P+Z}{R_P Z(1-C)} V_n \dots\dots\dots (4.47)$$

- $V_A = TCF_{estandar}$ = Tensión crítica de flameo estándar.
- R_P = Resistencia al pie de la torre
- Z = Impedancia característica del cable de guarda
- C = Factor de acoplamiento
- L = Inductancia de la torre

El cálculo de flameo inverso es el siguiente de acuerdo a la formula (47) para una polaridad + -:

$$I_M = 1460.55 * \frac{15.03 + 134}{15.03 * 134(1 - 0.155)} - \frac{134 - 15.03}{134 * 15.03} * 14.5 * 40 + \frac{15.03 + 134}{15.03 * 134(1 - 0.155)} * 200.04 = 111.157 \text{ kA}$$

$$I_M = 1460.55 * \frac{15.03 + 134}{15.03 * 134(1 - 0.155)} - \frac{134 - 15.03}{134 * 15.03} * 14.5 * 40 - \frac{15.03 + 134}{15.03 * 134(1 - 0.155)} * 200.04 = 76.121 \text{ kA}$$

Dando como resultado las siguientes probabilidades:

$p(i = 111.157 \text{ kA}) = 5\%$ $p(i = 76.121 \text{ kA}) = 15\%$

De acuerdo con las curvas de distribución probabilística de la corriente del rayo, una corriente de 100 kA tiene una probabilidad de ocurrencia muy baja. De hecho, a pesar de ser un problema de naturaleza aleatoria, las descargas atmosféricas, para los propósitos de tener una idea de comportamiento, se puede considerar que:

- El 99% de las corrientes del rayo son inferiores a 5 kA
- El 95% de las corrientes del rayo son menores de 10 kA
- El 5% son inferiores a 120 kA

4.4.6 calculo para la selección del apartarrayos de la línea de transmisión.

Para el cálculo del MCOV del apartarrayos se tiene la ecuación siguiente:

$$MCOV = \frac{tension\ maxima\ de\ diseño}{\sqrt{3}} \dots\dots\dots (4.48)$$

Cálculo de la corriente de descarga del apartarrayos.

$$I = \frac{(2.4 * V_{cf}) - U_r}{Z_c} \dots\dots\dots (4.49)$$



Donde:

I = corriente de descarga.

V_{cf} = Voltaje disruptivo de polaridad negativa del aislamiento polimerico.

U_r = tension residual del apartarrayos con una corriente de descarga 10 kA.

Z_c = impedancia del conductor.

La energía disipada por el apartarrayos se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$E_{\text{apartarrayos}} = \left(2 * V_{cf} - U_r \left(1 + \ln \left(\frac{2 * V_{cf}}{U_r} \right) \right) \right) * U_r * \frac{T_d}{Z_c} \dots \dots \dots (4.50)$$

Donde:

V_{cf} = Voltaje disruptivo de polaridad negativa del aislamiento polimerico

U_r = tension residual del apartarrayos.

Z_c = impedancia del conductor.

T_d = tiempo de duración de la descarga atmosferica, norma de referencia CFE L0000 – 06 tabla 9

La capacidad de absorción de energía de un apartarrayos está dada por:

$$E_D = \frac{E_{\text{apartarrayos}}}{V_n} \dots \dots \dots (4.51)$$

Dónde:

E_D = capacidad de absorción del apartarrayos.

$E_{\text{apartarrayos}}$ = energia disipada del apartarrayos.

V_n = tension nominal del apartarrayos.

Nivel de protección del apartarrayos.

$$NP = \frac{(BIL - U_r)}{BIL} \times 100 \dots \dots \dots (4.52)$$

Dónde:

BIL = nivel basico al impulso.

Sustituyendo valores en la ecuación (4.48) para el cálculo del MCOV:

Tensión nominal de la línea: 230 kV.

Tensión máxima de diseño: 245 kV. “tabla 4 CFE L0000-06”.

$$MCOV = \frac{245}{\sqrt{3}} = 141.45 \text{ kV.}$$

Sustituyendo valores en la ecuación (4.49) para el cálculo de la corriente de descarga:



$$I = \frac{(2.4 * 1330) - 423}{481.5} = 5.90 \text{ kA}$$

Para tensiones de 230 kV la experiencia en campo menciona que se emplean apartarrayos con una corriente de descarga de 10 kA.

$$I_{DES} = 10 \text{ kA.}$$

Sustituyendo valores en la ecuación (4.50) para el cálculo de energía disipada por el apartarrayos:

$$E_{\text{apartarrayos}} = \left(2 * 1360000 - 423000 \left(1 + \ln \left(\frac{2 * 1360000}{423000} \right) \right) \right) * 423000 * \frac{300 \times 10^{-6}}{481.5}$$

$$E_{\text{apartarrayos}} = (2720000 - 423000 * (2.8610)) * 0.263$$

$$E_{\text{apartarrayos}} = 1509797 * 0.263$$

$$E_{\text{apartarrayos}} = 397060.831 \text{ Joules.}$$

$$E_{\text{apartarrayos}} = 397.060 \text{ kJ.}$$

Sustituyendo valores en la ecuación (4.51) para la capacidad de absorción del apartarrayos:

$$E_D = \frac{397.060 \text{ kJ}}{180 \text{ kV}}$$

$$E_D = 2.205 \text{ kJ/kV}$$

Aplicando un factor de seguridad se tiene que:

$$E_D = (2.205 \text{ kJ/kV}) * 2 = 4.41 \text{ kJ/kV}$$

Sustituyendo valores en la ecuación (4.52) para el nivel de protección del apartarrayos:

$$NP = \frac{1050 - 423}{1050} \times 100$$

$$NP = 59.71 \%$$

Este margen es bueno ya que se disminuye su valor por el efecto de la distancia del equipo a proteger.

Con el MCOV y la corriente de descarga se hace la selección preliminar del apartarrayos:

- apartarrayos de Oxido de Zinc PEXLIM Q “Tipo IEC clase 3” con una envolvente de silicona.

Con este análisis se propuso el siguiente apartarrayos.

De acuerdo a la norma de referencia: NRF-045-CFE-2007 el marcado del apartarrayos seleccionado es el siguiente



MARCADO DEL APARTARRAYOS SELECCIONADO.	
Tensión nominal (kV).	180
Tensión de operación continua (kV).	144
Tensión residual (kV)	423
Corriente nominal de descarga (kA).	10
Clase de descarga de línea (IEC).	Clase 3
Nombre del fabricante	ABB
Capacidad de absorción de energía (kJ/kV)*	7.8
Capacidad de corriente de corto circuito (kA _{sim})**	50
Distancia de fuga (mm)	8613

Tabla 4.12 Marcado del apartarrayos seleccionado.

*La capacidad de absorción de energía del apartarrayos calculado es de 4.38 kJ/kV, el apartarrayos seleccionado tiene una mayor capacidad de absorción.

**la norma de referencia “NRF-045-CFE” marca que el apartarrayos seleccionado debe de tener una corriente de corto circuito de 31,500 A simétricos en sistemas con tensiones de entre 161 kV a 230 kV. El apartarrayos seleccionado tiene una corriente de corto circuito de 50 000 A simétricos.

4.4.7 Memoria de cálculo para distancias mínimas de seguridad.

Distancia de seguridad de la línea respecto al cruzamiento con calles, carreteras o autopistas. Sustituyendo valores en la ecuación (4.53)

$$h = 7 + 0.005 * kV \dots\dots\dots (4.53)$$

$$h = 7 + 0.005 * 230$$

$$h = 8.15 \text{ metros}$$

Distancia de seguridad de la línea respecto al cruzamiento con vías férreas no electrificadas. Sustituyendo valores en la ecuación (4.54).

$$h = 8 + 0.015 * kV \dots\dots\dots (4.54)$$

$$h = 8 + 0.015 * 230$$

$$h = 11.45 \text{ metros.}$$

Distancia de seguridad de la línea respecto al cruzamiento con ferrocarril eléctrico o tranvía. Sustituyendo valores en la ecuación (4.55).

$$d = 1.5 + 0.015 * kV \dots\dots\dots (4.55)$$

$$d = 1.5 + 0.015 * 230$$

$$d = 4.95 \text{ metros.}$$

Distancia de seguridad de la línea respecto al cruzamiento con ríos o canales navegables. Sustituyendo valores en la ecuación (4.56) y (4.57).

$$h = 7 + 0.015 * kV \dots\dots\dots (4.56)$$

$$h = 7 + 0.015 * 230$$



$$h = 10.45 \text{ metros}$$

$$d = 3 + 0.011 * kV \dots\dots\dots (4.57)$$

$$d = 3 + 0.011 * 230$$

$$d = 5.53 \text{ metros.}$$

Distancia de seguridad mínima de cruzamiento y paralelismo entre líneas de transmisión eléctrica.

Para el cálculo de la distancia mínima de seguridad entre el cruce de líneas de transmisión se sustituyen valores en las ecuaciones (4.58) y (4.59).

La distancia "A":

$$A \geq 5 + \frac{kV}{150} \quad (kV \geq 230) \dots\dots\dots (4.58)$$

$$A = 5 + \frac{230}{150}$$

$$A = 6.53 \text{ metros.}$$

La distancia "B" entre dos conductores de las líneas que se cruzan debe de ser igual o mayor a:

$$B = 3.3 + 0.01 * kV \quad (kV \geq 230) \dots\dots\dots (4.59)$$

$$B = 3.3 + 0.01 * 230$$

$$B = 5.6 \text{ metros.}$$

Distancia mínima del paralelismo entre dos líneas de transmisión eléctrica.

Para el cálculo de la distancia mínima de líneas paralelas se utiliza la ecuación (4.60).

$$d = 1.5 * h \dots\dots\dots (4.60)$$

En este caso el primer apoyo del conductor del poste para la línea de transmisión compacta de 230 kV es de 13 metros.

$$d = 1.5 * 13$$

$$d = 19.5 \text{ metros.}$$

Distancia mínima de seguridad de la línea respecto a zonas arboladas.

La ecuación (4.61) nos determina la distancia mínima que debe existir entre un árbol y una línea de transmisión.

$$d \geq 1.5 + \frac{kV}{150} \dots\dots\dots (4.61)$$

$$d = 1.5 + \frac{230}{150}$$

$$d = 3.03 \text{ metros}$$

Distancia mínima de seguridad de la línea de transmisión respecto a edificaciones.

Para zonas accesibles a personas.

$$d \geq 3.3 + \frac{kV}{100} \dots\dots\dots (4.62)$$

Pero:

$$d \geq 5 \text{ m si } 52 < kV \leq 230$$



$$d = 3.3 + \frac{230}{100}$$

d = 5.6 metros.

En zonas no accesibles a personas.

$$d \geq 3.3 + \frac{kV}{150} \dots\dots\dots (4.63)$$

Pero:

$$d \geq 4 \text{ m si } 52 < kV \leq 230$$

$$d = 3.3 + \frac{230}{150}$$

d = 4.8 metros.

CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 KV.	DISTANCIAS.
Cruzamiento con calles, carreteras o autopistas.	h= 8,15 m
Cruzamientos con vías férreas no electrificadas.	h=11,45 m
Cruzamiento con ferrocarril eléctrico o tranvía.	h=4,95 m
Cruzamiento con ríos o canales navegables.	h= 10,45 m d= 5,53m
Cruzamiento entre líneas de transmisión.	A= 6.53 m B= 5,6 m
Paralelismo entre líneas de transmisión eléctrica.	d= 19,5 m
Localización de una línea respecto a zonas arboladas.	d= 3,03 m
Localización de la línea respecto a construcciones en zonas urbanas. (Puntos accesibles a personas).	d= 5,6 m
Localización de la línea respecto a construcciones en zonas urbanas. (Puntos no accesibles a personas).	d= 4,8 m

Tabla 4.13 Cruzamientos y paralelismos en líneas de transmisión de 230 kv.

4.4.8 Cálculo del efecto corona.

CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.	
Tensión nominal	230 kv
Tensión de diseño.	245 kv
Calibre, material y nombre.	900 KCM, ACSR/AS "CANARY", 54 hilos de Al + 7 hilos acero.
Diámetro.	29,15 mm
Área.	515,6 mm ²
Conductores por fase.	1
distancia mínima entre crucetas	5,5

Tabla 4.14 Características de la línea para el cálculo del efecto corona



El efecto corona se calcula mediante la ecuación de Peek:

$$P_{CA} = \frac{242}{\delta_r} * (f + 25) * \sqrt{\frac{r}{D}} * (V - V_0)^2 \times 10^{-5} \dots\dots\dots (4.64)$$

Donde:

$$f = 60 \text{ hz.}$$

$$r = 14.575 \text{ mm} = 1.457 \text{ cm.}$$

$$D = d\sqrt[3]{2} \text{ donde } d = 5.5 \text{ m. } \therefore D = 5.5 * \sqrt[3]{2} = 6.92 \text{ m} = 692 \text{ cm.}$$

V_0 = tensión crítica disruptiva.

Para la tensión crítica disruptiva se tiene la siguiente ecuación:

$$V_0 = 48.5 * r * \delta_r * m_1 * \log \frac{D}{r} 10^{-5} \dots\dots\dots (4.65)$$

Donde:

m_1 = 1.0 para alambres pulidos o lisos.

m_1 = 0.93 a 0.98 para alambres rugosos o afectados por agentes atmosféricos.

m_1 = 0.83 a 0.87 para cables de 7 hilos.

m_1 = 0.80 a 0.85 para cables de 19, 31 o 61 hilos.

$$r = 14.575 \text{ mm} = 1.457 \text{ cm.}$$

$$\delta_r = .778 \text{ Valor de la ecuación (4.17)}$$

$$D = 5.5 * \sqrt[3]{2} = 6.92 \text{ m} = 692 \text{ cm.}$$

Sustituyendo valores para la tensión crítica disruptiva:

$$V_0 = 48.5 * 1.457 * .778 * .85 * \log \frac{692}{1.457}$$

$$V_0 = 125.08 \text{ kV}$$

Sustituyendo valores en la ecuación de Peek:

$$P_{CA} = \frac{242}{.778} * (60 + 25) * \sqrt{\frac{1.457}{692}} * \left(\frac{230}{\sqrt{3}} - 125.08 \right)^2 \times 10^{-5}$$

$$P_{CA} = 0.8 \text{ kW/Km}$$

La pérdida por cada conductor por fase es:

$$P_f = 3 * P_{CA}$$

$$P_f = 3 * 0.8 \text{ kW/Km} = 2.4 \text{ kW/Km}$$

Las pérdidas por efecto corona a lo largo de la línea de transmisión son:

$$P_T = P_f * 37 \text{ km}$$

$$P_T = 2.4 * 37 = 88.8 \text{ kW.}$$



5. Conclusiones

1.- El porcentaje de la tensión máxima mecánica calculada en el cable conductor e hilos de guarda es de 95.50% y 88.77% respectivamente, por lo que se considera aceptable el cálculo de tensiones mecánicas.

2.- Al analizar los valores calculados de las flechas tanto en el conductor e hilo de guarda en la hipótesis 7 “Condición de rayo” existe el paralelismo que se indica en la especificación del diseño de líneas de transmisión de 69 kV a 400 kV.

3.- Las tensiones del cable e hilo de guarda cumplen con lo indicado en la especificación de líneas de transmisión de 69 kV a 400 kV que debe de ser máximo del 22% y 33% respecto a la tensión de la ruptura del cable, en este caso son menores a lo indicado cumpliendo con la especificación.

4.- El derecho de vía es el correcto, ya que esta dentro de las dimensiones indicadas normativamente.

5.- El blindaje de la línea de se considera aceptable y es muy poco probable que una descarga incida directamente en los conductores de fase.

6. El modelo electrogeométrico y el modelo probabilístico predicen que la línea de sufrirá 1 a 2 fláneos al año, número de fláneos que coincide con el número de indisponibilidades forzadas durante el año en análisis.

7. Al evaluar y analizar las distancias de seguridad, éstas cumplen con las mínimas especificadas en el manual de obras civiles de cfe.

8. El número de aisladores es el correcto, ya que cumple con los niveles de contaminación, las condiciones atmosféricas y la distancia de fase a tierra.

9. La resistencia calculada al pie de la torre se considera aceptable, ya que es de gran importancia mantener valores bajos, particularmente en zonas urbanas a pesar de que el nivel isocerámico es bajo por seguridad de la población, donde no deben ser superiores a 15Ω para evitar tensiones peligrosas a pesar de que la norma de cfe da una tolerancia de 30Ω .

10. Uno de los equipos que se ha venido incrementando para contrarrestar las sobretensiones en las líneas y otros equipos es el apartarrayos.

11. El apartarrayos con resistencias de óxido de zinc con carcasa polimérica es el que en la actualidad se utiliza mas para estos casos debido a que el óxido de zinc tiene la característica de que cuando por el apartarrayos circula una sobretensión las resistencias de óxido de zinc disminuyen su valor y la carcasa polimérica disminuye a la mitad su peso respecto a los apartarrayos de cerámica.



6. Recomendaciones

Una vez concluida la tesis, se considera interesante investigar, seleccionar y calcular aspectos y conceptos relacionados con la coordinación de aislamiento para líneas de transmisión compacta de 230 kV por lo que se propone para futuros proyectos de tesis:

- ❖ El cálculo de flechas y tensiones y la coordinación de aislamiento con conductores de alta capacidad de temperatura.
- ❖ Analizar y calcular los diferentes tipos de sobretensiones que aparecen en la línea de transmisión utilizando programas computacionales.
- ❖ El análisis de las sobretensiones se debe hacer de una manera más profunda ya que los efectos que provocan las ondas de sobretensión son de consecuencias graves para cualquier equipo que integre el sistema eléctrico de potencia.

Es por esta razón que se debe de estudiar de una manera más minuciosa las sobretensiones tanto externas como internas, saber su forma, su comportamiento y que tanto pueden llegar a afectar a cada equipo que integran a un SEP, un análisis a fondo de estos fenómenos eléctricos dará una idea de cómo proteger y aislar a el sistema de potencia contra las sobretensiones.

- ❖ Realizar un estudio socioeconómico y técnico del cálculo de flechas y tensiones y la coordinación de aislamiento para comparar el resultado con los presupuestos que maneja CFE utilizando estructuras convencionales.
- ❖ Realizar un programa de mantenimiento a la coordinación de aislamiento para verificar el grado de contaminación e identificar las que necesiten mantenimiento de tipo preventivo o correctivo para lograr una limpieza efectiva y mantener en buen estado la línea.



7. Referencias bibliográficas

- [1].- Especificación «NRF-014-CFE *DERECHOS DE VÍA* », México 2001
- [2].- Juventino Barrios Padrón “*Construcción de líneas aéreas de transmisión*” D, F México 1996.
- [3].- Mauro Rodolfo Guevara G. “*Guía para la elaboración de plantillas de curvas de localización de estructuras en líneas de transmisión usando computadora personal*” Guatemala, 2005.
- [4].- Ana María Mejía Solanilla, “*Análisis técnico y económico de la repotenciación de líneas aéreas de alta tensión en un sistema de sub transmisión*”, CODENSA, España
- [5].- José Roberto Duarte. “*Blindaje en líneas de transmisión*”, México D, F, 2010.
- [6].- IEEE “*fenómeno de descargas atmosféricas*” IEEE, julio de 2007
- [7].- «Análisis de la Coordinación de Aislamiento de la línea QuixalTactic», Trabajo de Graduación, Guatemala Marzo 2011.
- [8].- Francisco M. González-Longatt, “*Elementos de líneas de transmisión*”, Mayo, 2007.
- [9].- Especificación «CPTT-DDLT-001/02 *Especificación para diseño de líneas de transmisión aéreas* », México, agosto 2012.
- [10].- CFE “*Memoria de cálculo del parámetro Conductor, Guarda y CGFO tramo 2*”, México D.F 2010.
- [11].- Especificación «CFE L0000-06 “*COORDINACION DE AISLAMIENTO*»». México. Febrero 1995
- [12] J. Martínez Velasco, Red Eléctrica de España., *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. Madrid: McGraw Hill, 2007.
- [13]. - IEC 60071-1 Insulation coordination – Part 1: «Definitions, principles and rules», *IEC International Standard*, 2006.
- [14] «Endesa. Redes de Energía Eléctrica», Segunda parte Líneas de transmisión.
- [15].- D. Jacobson, «Examples of ferroresonance in a high voltage power system», *Power Engineering Society General Meeting*, Ene. 2003.



- [16].- M. R. Iravani et al., «Modeling and analysis guide lines for slow transients.III. The study of ferroresonance», *Power Delivery, IEEE Transactions on*.
- [17].- M. V. Escudero, I. M. Dudurych, y M. Redfem, «Understanding ferroresonance», *Universities Power Engineering Conference, 2004. UPEC*.
- [18].- P. Ferracci, «Ferroresonance», *Schneider Cahier Technique*.
- [19].- Gilberto Enríquez Harper “*Técnicas computacionales en ingeniería de alta tensión*”, México D, F 1987.
- [20] José Roberto Duarte. “*Blindaje en líneas de transmisión*”, México D, F, 2010.
- [21].- Boletín No. 5 Gamma: “Guía para mejorar el comportamiento bajo descargas tipo rayo de las líneas aéreas”.
- [22].- CFE “*Procedimiento para el mantenimiento de líneas de alta tensión de distribución de 69 a 138 kV*”, Feb. 2008.
- [23].- IEEE «Guide for the Application of Insulation Coordination», *IEEE Std 1313.2 1999*, 1999.
- [24].- R. Espinosa y Lara, “*Sistemas de Distribución. México*”, Limusa 1990.
- [25] «IEC 60071-2 Insulation coordination – Application guide», *IEC International Standard*, Nov. 1996.
- [26]. - IEC 815. «Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions. » 1986.
- [27].- Boletines No. 9 y No. 10: “Método simplificado de los dos puntos para evaluar el comportamiento de una línea de transmisión”. Parte 1 y Parte 2.
- [28].-D. W. Gilman y E. R. Whitehead, «The Mechanism of Lightning Flashover on High-Voltage and Extra-High-Voltage Transmission Lines».
- [29].- G. W. Brown, «Lightning Performance -- I Shielding Failures Simplified», *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 97, nº. 1.
- [30] «IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines», *IEEE Std 1410-1997*
- [31].- Boletín No.4 Gamma:” Características de las descargas atmosféricas y su efecto sobre las líneas de transmisión”.



[32] D. W. Gilman y E. R. Whitehead, «The Mechanism of Lightning Flashover on High-Voltage and Extra-High-Voltage Transmission Lines», *ELECTRA*, n°. 27, pág. 65–96, Jun. 1973.

[33].- Especificación «CFE 00J00-52 *Red de puesta a tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en construcción* », México. Mayo 2011.

[34].- Universidad de San Carlos de Guatemala *Implementación en líneas de transmisión en la línea 230 kV. La esperanza para reducir salidas forzadas por descargas.*

[35].- Especificación «NRF-045-CFE. *Apartarrayos para líneas de transmisión de corriente alterna de 161 kv a 400 kv.* »

[36].- *Manual de diseño de obras civiles, estructuras para transmisión de energía eléctrica. Mexico 1983, Comisión Federal de Electricidad*