



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA  
MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE**

**Hugo Alexander Lemus Ayala**

Asesorado por el Ing. Jorge Mario Méndez Nájera

Guatemala, julio de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA  
MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**HUGO ALEXANDER LEMUS AYALA**

ASESORADO POR EL ING. JORGE MARIO MÉNDEZ NÁJERA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, JULIO DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
VOCAL V	Br. Sergio Alejandro Donis Soto
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Carlos Fernando Rodas
EXAMINADOR	Ing. Jorge Mario Méndez Nájera
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería de Mecánica Eléctrica, con fecha 17 de abril de 2006.



**Hugo Alexander Lemus Ayala**



Guatemala, 13 de marzo de 2007  
Ref. EPS. C. 121.03.07

Ing. Angel Roberto Sic García  
Director Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Sic García.

Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) del estudiante universitario de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, **HUGO ALEXANDER LEMUS AYALA**, procedí a revisar el informe final de la práctica de EPS, cuyo título es titulado **“ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE”**.

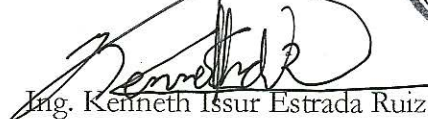
Cabe mencionar que las soluciones planteadas en este trabajo, constituyen un valioso aporte de nuestra Universidad.

En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

*“Id y Enseñad a Todos”*



Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Mecánica – Eléctrica



KIER/jm



Guatemala, 13 de marzo de 2007  
Ref. EPS. C. 121.03.07

Ing. Renato Escobedo  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Escobedo.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **“ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE”**.

Este trabajo lo desarrolló el estudiante universitario, **HUGO ALEXANDER LEMUS AYALA**, quien fue asesorado por el Ing. Jorge Mario Méndez Nájera y supervisado por el Ing. Kenneth Issur Estrada Ruiz.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del asesor y supervisor, en mi calidad de director apruebo su contenido; solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

*“Id y Enseñad a Todos”*

Ing. Ángel Roberto Sic García  
Director Unidad de EPS



ARSG/jm





Ref. EIME 30.2009  
Guatemala, 19 de agosto 2009.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director  
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
“ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA  
MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-  
INDE”, del estudiante; Hugo Alexander Lemus Ayala, que cumple  
con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

**ID Y ENSEÑAD A TODOS**

  
**Ing. José Guillermo Bedoya Barrios**  
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro





REF. EIME 52. 2009.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; Hugo Alexander Lemus Ayala titulado: "ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE", procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez



GUATEMALA, 26 DE AGOSTO 2009.



Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

DTG. 493 .2013

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ELABORACIÓN DE MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE**, presentado por el estudiante universitario **Hugo Alexander Lemus Ayala**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olympo Paiz Récinos  
Decano



Guatemala, 11 de julio de 2013

/gdech

## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por darme la fuerza y el entendimiento para poder cumplir con mis metas y por darme esta hermosa vida a lado de mi familia.
- Mis padres** Hugo de Jesús Lemus Cruz y Sara Aydina Ayala de Lemus por ser mis guías durante toda mi vida, por ser el ejemplo de honestidad, responsabilidad y por darme la educación y valores que me permiten ser lo que ahora soy. Este logro es gracias a ustedes.
- Mi hermano** Hugo Henry Lemus Ayala por ser mí apoyo incondicional, por nunca dejarme solo en los momentos difíciles y por siempre estar allí.
- Mi esposa** Cindy Noelia Otzoy Girón por ser mi aliada, mi compañera y mi mejor amiga, por tus consejos, confianza y amor que me ayudaron a concluir esta importante etapa de mi vida. Te Amo
- Mis hijos** José Andrés y Andrea Alejandra Lemus Otzoy por ser la inspiración de mi vida, por ser la razón que me lleva a seguir adelante día a día, por su alegría y cariño. Gracias por existir.

**Mis amigos**

Luis Mejía, Byron Gálvez, Miguel Gualím y Jeremy Santizo, por haber sido mis compañeros y mis amigos a lo largo de esta gran etapa de mi vida.

**Rodolfo Ixtamalic**

Por ser mi compañero y gran amigo, se que desde el cielo me sigues acompañando.



1.3.1.1.	Estructuras de suspensión .....	14
1.3.1.2.	Estructuras de retención .....	15
1.3.2.	Esfuerzos sobre la estructura .....	15
1.3.2.1.	Estructuras autosoportadas .....	16
1.3.2.2.	Estructuras arriendadas .....	16
1.3.3.	Materiales para estructuras .....	17
1.3.3.1.	Madera.....	17
1.3.3.2.	Hormigón armado .....	18
1.3.3.3.	Acero .....	18
1.3.4.	Tipos de estructuras en líneas de transmisión .....	19
1.3.4.1.	Estructuras de concreto .....	19
1.3.4.2.	Estructuras de madera.....	20
1.3.4.3.	Estructuras metálicas.....	20
1.4.	Hilos de guarda .....	20
1.5.	Puesta a tierra .....	25
1.5.1.	Necesidad de puesta a tierra .....	25
1.5.2.	Sobre resistividad y resistencia de puesta a tierra .....	27
1.5.4.	Arreglos de puesta a tierra.....	30
1.6.	Herrajes.....	33
1.6.1.	Clasificación .....	34
1.6.1.1.	Herrajes de suspensión .....	34
1.6.1.2.	Herrajes de retención.....	34
1.6.1.3.	Camisas de empalme .....	34
1.6.1.4.	Preformados de reparación.....	34
1.6.1.5.	Anillos equipotenciales.....	35
1.6.1.6.	Separadores .....	35
1.6.2.	Características particulares .....	35
1.6.2.1.	Herrajes de suspensión .....	35
1.6.2.2.	Herrajes de retención.....	36



	1.6.2.3.	Manguitos de empalme y reparación.....	37
	1.6.2.4.	Espaciadores.....	38
1.7.		Fundaciones .....	40
	1.7.1.	Función y tipo.....	40
2.		ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....	43
2.1.		Descripción del Sistema Nacional Interconectado .....	43
3.		ESTUDIO GEOGRÁFICO DE LAS REGIONES DONDE SE UBICAN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE.....	47
3.1.		Importancia del estudio geográfico para aislamiento .....	47
3.2.		Importancia del estudio geográfico para puestas a tierra .....	48
3.3.		Nivel Isoceráunico.....	49
4.		ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS FALLAS OCURRIDAS EN LOS ÚLTIMOS DOS AÑOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE INDE-ETCEE .....	51
4.1.		Tensión de operación .....	52
4.2.		Falla por sobretensiones temporales y de maniobra .....	52
4.3.		Fallas por sobretensiones de origen atmosférico (por rayo) .....	52
4.4.		Características principales de los rayos .....	54
4.5.		El mecanismo de impacto del rayo en las líneas de transmisión..	55
	4.5.1.	Caída de rayos sobre los conductores de fase.....	56
	4.5.2.	Caída de los rayos sobre las estructuras (torres) .....	56
	4.5.3.	Caída de rayos sobre los cables de guarda .....	57
4.6.		Fallas en líneas de transmisión de ETCEE-INDE .....	58
5.		PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS PREDICTIVOS .....	61
5.1.		Inspecciones pedestres .....	61
	5.1.1.	Conductor de fase .....	61
	5.1.2.	Hilo de guarda.....	64

5.1.3.	Puesta a tierra .....	65
5.1.4.	Vano .....	67
5.1.5.	Estructuras .....	68
5.1.6.	Brecha .....	72
5.1.7.	Aisladores.....	74
5.1.8.	Herrajes.....	76
5.1.9.	Retenidas .....	76
5.1.10.	Interruptores de aire .....	78
5.1.11.	Pararrayos .....	81
5.2.	Inspecciones aéreas.....	82
5.2.1.	Conductor de fase .....	83
5.2.2.	Hilo de guarda .....	85
5.2.3.	Puesta a tierra .....	86
5.2.4.	Vano .....	86
5.2.5.	Estructuras .....	88
5.2.6.	Brecha .....	90
5.2.7.	Aisladores.....	91
5.2.8.	Herrajes.....	93
5.2.9.	Retenidas .....	93
5.2.10.	Interruptores de aire .....	94
5.2.11.	Pararrayos .....	96
5.3.	Inspecciones termográficas.....	96
5.3.1.	Conductor de fase .....	97
5.3.2.	Empalmes.....	97
5.3.3.	Puentes y conexiones.....	97
5.3.4.	Grapas de cadenas de aisladores .....	97
5.3.5.	Interruptores de aire instalados en líneas de 69 kV .....	98
5.4.	Procedimientos para la medición de redes de tierra .....	98

5.4.1.	Principio de prueba de resistencia de aterrizaje con el método de 3 puntos de medición .....	99
5.4.1.1.	Posición de los electrodos auxiliares de medición.....	99
5.4.1.2.	Metodo a utilizar para la medición de resistencia de tierra .....	100
5.4.1.3.	Procedimiento de medición de la resistencia de tierra con el método de tres puntos .....	101
5.4.2.	Método de 2 puntos de medición (medición simplificada) .....	102
5.4.2.1.	Procedimiento de medición de la resistencia de tierra con el método de dos puntos.....	103
5.4.3.	Mediciones incorrectas (método de 3 puntos) .....	104
6.	PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS .....	105
6.1.	Procedimientos para el cambio de aislamiento y herrajes.....	105
6.1.1.	En estructura de suspensión .....	105
6.1.2.	En estructura de remate.....	111
6.2.	Procedimientos para cambio de aislamiento y herrajes para líneas vivas .....	117
6.2.1.	En estructura de suspensión .....	117
6.2.2.	En estructura de remate.....	135
6.3.	Procedimientos para tala de vegetación .....	147
6.4.	Procedimientos para limpieza de aislamiento .....	155
7.	PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS .....	161
7.1.	Reparación del conductor de fase.....	161
7.1.1.	Daño cerca de la estructura .....	161
7.1.2.	Daño en el conductor lejos de la estructura.....	167
7.1.3.	Daño severo en el conductor.....	174

7.2.	Cambio de cruceros .....	185
7.2.1.	Cambio de cruceros descendiendo los conductores de fase a tierra (estructuras de remate) .....	185
7.3.	Cambio de postes .....	207
7.3.1.	Cambio de postes descendiendo los conductores de fase a tierra (estructuras de remate).....	208
7.3.2.	Cambio de postes suspendiendo los conductores de fase e hilo de guarda (estructuras de suspensión) .....	224
8.	DESCRIPCIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO .....	239
8.1.	Costo de planificación del proyecto (beneficio de la institución) .	239
8.2.	Costos de actividades complementarias.....	240
8.3.	Costo de la supervisión .....	240
8.3.1.	Costo directo .....	240
8.3.2.	Costo indirecto.....	241
	CONCLUSIONES .....	243
	RECOMENDACIONES .....	245
	BIBLIOGRAFÍA .....	247
	APÉNDICE.....	251
	ANEXOS .....	297

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Conductores mixtos de aluminio acero.....	4
2.	Dimensiones generales de los aisladores tipo alfiler .....	11
3.	Dimensiones generales de los aisladores tipo suspensión.....	12
4.	Zonas de protección formadas por 1, 2 y 3 hilos de guarda (Schwaiger).....	22
5.	Zonas protegidas y ángulo de protección .....	23
6.	Distribución de la corriente de un rayo en una línea con hilos de guarda.....	24
7.	Tipo de compensación de tierra tipo continuo o paralelo.....	31
8.	Tipo de compensación de tierra tipo radial.....	32
9.	Puesta a tierra mediante contraantenas.....	33
10.	Causas de fallas en líneas de transmisión 2004-2006 .....	59
11.	Otras causas de fallas en líneas de transmisión 2004-2006.....	59
12.	Fallas varias en líneas de transmisión 2004-2006.....	60
13.	Unión del tensor de cable y mica .....	114
14.	Enganchado la pértiga de enlace sobre el conductor .....	120
15.	Instalación de los bastones elevadores a la silleta .....	121
16.	Colocando la chaveta en la grapa del conductor .....	124
17.	Instalación del bastón con rueda y escaleras .....	130
18.	Retirando el conductor de la cadena de aisladores .....	131
19.	Cambio de aisladores con horqueta ajustable.....	133
20.	Instalación de plataforma .....	138
21.	Instalación de los yugos del bastidor.....	140



22.	Apretando los tornillos de toma .....	141
23.	Retiro de aislador o cadena de aisladores .....	143
24.	Colocando la chaveta en la grapa del conductor .....	145
25.	Derecho de vía en terrenos sin inclinación .....	147
26.	Derecho de vía en terrenos con inclinación .....	148
27.	Descenso de ramas.....	152

## TABLAS

I.	Número de empalmes en los conductores del vano (inspecciones pedestres) .....	68
II.	Número de empalmes en los conductores del vano (inspecciones aéreas) .....	87
III.	Distancias de los electrodos auxiliares .....	101
IV.	Selección de rangos para la medición .....	102
V.	Costos de planificación del proyecto.....	239
VI.	Costos de actividades complementarias.....	240
VII.	Costo directo de supervisión.....	241
VIII.	Costo indirecto de supervisión.....	241

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>A</b>	Amperios
<b>cm</b>	Centímetros
<b>cm<sup>2</sup></b>	Centímetros cuadrados
<b>I</b>	Corriente eléctrica
<b>°</b>	Grados angulares
<b>°C</b>	Grados celcios
<b>G</b>	Gramos
<b>Hz</b>	Hertz
<b>Z</b>	Impedancia
<b>kA</b>	Kilo – amperios
<b>kW</b>	Kilo – vatios
<b>kV</b>	Kilo – voltios

>	Mayor que
<b>MW</b>	Mega – vatios
<	Menor que
<b>m</b>	Metros
<b>mA</b>	Miliamperios
<b>mg</b>	Miligramos
<b>mm</b>	Milímetros
<b>mm<sup>2</sup></b>	Milímetros cuadrados
<b>Q</b>	Quetzales de Guatemala (moneda)
<b>Ω</b>	Ohmios
'	Pies
%	Porcentaje
"	Pulgadas
<b>S.A.</b>	Sociedad anónima
<b>V</b>	Voltaje

## GLOSARIO

<b>Aislador</b>	Es un soporte no conductor para un conductor eléctrico.
<b>Aislador tipo suspensión</b>	Es un conjunto de unidades de aisladores de suspensión adecuados para soportar no rígidamente conductores eléctricos.
<b>Alma de un conductor reforzado</b>	Alambre central o capas interiores de material muy resistente a la tensión mecánica, en un conductor reforzado.
<b>Amortiguador de vibración</b>	Dispositivo unido a un conductor o a un cable de tierra para suprimir o minimizar las vibraciones provocadas por el viento.
<b>Anclaje de la retenida</b>	Varilla u otro elemento metálico, que conecta la retenida o estructura, con un punto de unión firme para resistir el levantamiento.
<b>Anillo de guarda</b>	Dispositivo de protección en forma de anillo.
<b>Arcilla</b>	Término que designa un mineral que tiene un grano tan fino que es virtualmente imposible de identificar granos individuales, aún con una lente de mano, de modo que no se puede identificar megascópicamente.

<b>Brecha</b>	Franja de terreno en la que se extraen árboles y maleza para hacer una construcción y facilitar los accesos, la protección y vigilancia de una construcción o instalación.
<b>Cabeza de apoyo</b>	Parte superior de una torre.
<b>Cable de tierra</b>	Conductor conectado a tierra en algunos o todas las estructuras, que generalmente se encuentra suspendido, pero no necesariamente sobre los conductores de la línea para proveer un grado de protección frente a las descargas de rayos.
<b>Cadena de aisladores</b>	Dos o más unidades de aisladores en cadena acoplados cuyo fin es dar un soporte flexible a los conductores de las líneas aéreas. Una cadena de aisladores es sometida principalmente a los esfuerzos de tensión.
<b>Cadena de aisladores de remate</b>	Cadena de aisladores con todos los accesorios y aditamentos necesarios para asegurar un conductor o haz de conductores en tensión.
<b>Cadena de aisladores de suspensión</b>	Cadena de aisladores con todos los aditamentos y accesorios para sostener a un conductor o un haz de conductores en su extremo inferior.



<b>Catenaria</b>	Forma de la curva tomada por un conductor perfectamente flexible e inextensible suspendido en sus extremos y que resulta de la ecuación: $Y = \rho((\text{Cosh } x/\rho) - 1)$ ; En la práctica, frecuentemente se utiliza la parábola simple: $Y = (1/(2\rho)) * x^2$ ; Que representa los dos primeros términos de la expansión de serie de la ecuación para la catenaria. NOTA: la curva catenaria representa un cable con un peso constante por unidad horizontal de longitud. La flecha calculada por la ecuación parabólica es más corta que la calculada por la ecuación catenaria. En el caso de varios más largos, o para varios sumamente inclinados, la aproximación parabólica puede introducir errores inaceptables.
<b>Celosía</b>	Disposición de las barras en una torre de celosía.
<b>Cimentación</b>	Estructura enterrada en el suelo a la que se le ha unido la base de una estructura para proveer el anclaje necesario para soportar todas las cargas aplicadas.
<b>Cimentación monobloque</b>	Cimentación formada por un solo bloque de concreto, en el que la(s) pata(s) de apoyo o los pernos de anclaje se encuentran empotrados.
<b>Cintura</b>	Encuadramiento que define los límites entre el cuerpo y la cabeza de apoyo de una torre.

<b>Circuito</b>	Conductor o sistema de conductores a través de los cuales puede circular la corriente eléctrica.
<b>Claro</b>	Parte de una línea aérea comprendida entre dos soportes consecutivos.
<b>Conductor (de una línea aérea)</b>	Alambre o conjunto de alambres no aislados uno del otro, cuya función es transportar la corriente eléctrica. Puede ser desnudo, cubierto o aislado.
<b>Conductor cableado</b>	Conductor formado por varios alambres no aislados colocados en capas de forma helicoidal alternadas a la izquierda y a la derecha.
<b>Conductor de aleación aluminio-acero (AACSR)</b>	Conductor reforzado con una o más capas de alambres cableados de aleación de aluminio alrededor de un núcleo de alambres de acero galvanizado.
<b>Conductor de aleación de aluminio</b>	Conductor cableado cuyos alambres son de una aleación de aluminio.
<b>Conductor de aluminio</b>	Conductor cableado cuyos alambres son de aluminio en su totalidad.
<b>Conductor de aluminio-acero (ACSR)</b>	Conductor reforzado, con una o más capas de alambres cableados de aluminio alrededor de un núcleo de alambres de acero galvanizado.

<b>Conductor de aluminio-acero de aluminio (ACAR)</b>	Conductor reforzado formado por alambres de aluminio con uno o más alambres de aleación de aluminio dispuestos simétricamente siguiendo la configuración de cableado convencional.
<b>Conductor de aluminio-acero recubierto de aluminio (ACSR/AC)</b>	Conductor reforzado formado por alambres de aluminio con uno o más alambres de acero recubierto de aluminio dispuestos simétricamente dentro de la configuración de cableado convencional.
<b>Conductor de línea (líneas aéreas de suministro eléctrico o de comunicaciones)</b>	Un alambre o cable diseñado para transmitir la corriente eléctrica, extendiéndose a lo largo de la ruta de la línea, y soportado por postes, torres u otras estructuras pero que no incluye conductores verticales o laterales.
<b>Conductor expandido</b>	Conductor en el que los alambres internos han sido omitidos o reemplazados por alambres no metálicos más livianos para obtener un aumento en el diámetro.
<b>Conductor lateral</b>	Un alambre o cable extendido generalmente en una dirección horizontal y formando un ángulo con la dirección general de los conductores de línea y que es enteramente soportado en una estructura.
<b>Conductor reforzado</b>	Conductor cableado formado por alambres de dos materiales diferentes con la finalidad de mejorar sus características mecánicas.

<b>Conductor sencillo</b>	Conductor que por sí mismo constituye una fase o un polo de una línea.
<b>Contra antena</b>	Conductor metálico y enterrado y extendido (en profundidad y longitud variables) que sirve para disipar la corriente de falla o de descargas atmosféricas. Se usa en lugar de electrodos.
<b>Contrapeso</b>	Masa fijada a una grapa en suspensión para proveer un incremento en la carga vertical aplicada a la grapa.
<b>Cruceta</b>	Componente que forma parte de una cabeza de apoyo de una torre; Herraje sujeto a un poste para soportar conductores aéreos desnudos o aislados.
<b>Descargadores</b>	Accesorio metálico, instalado en el extremo de la línea, a tierra o en ambos extremos de una cadena de aisladores con fines de protección eléctrica.
<b>Distancia de fuga</b>	La distancia de fuga de un aislador es la distancia más corta o la suma de las distancias más cortas a lo largo del contorno de las superficies externas de partes de vidrio o porcelana del mismo entre estas partes, en las que normalmente se tiene la tensión de operación entre ellas. Una distancia medida sobre la superficie del cemento u otro material de unión conductora, no debe ser considerada como parte de la distancia de fuga.

<b>Empalme</b>	Empalme insertado entre dos longitudes de un conductor para proveer continuidad eléctrica y mecánica al conductor.
<b>Estructura</b>	Dispositivo diseñado para sostener, mediante aisladores, un grupo de conductores de una línea.
<b>Estructura autoportante</b>	Estructura con estabilidad intrínseca, que no utiliza retenidas.
<b>Estructura de ángulo</b>	Estructura ubicada en un punto donde el trayecto de la línea, en el plano horizontal, presenta un cambio importante de sentido.
<b>Estructura de ángulo en suspensión</b>	Estructura utilizada para cambios pequeños de dirección de la línea, sobre el cual se suspenden los conductores mediante cadenas de aisladores tipo suspensión.
<b>Estructura de fin de línea</b>	Estructura diseñada para que los conductores puedan ser anclados de un solo lado.
<b>Estructura de paso</b>	Estructura ubicada en una sección de línea prácticamente recta de una línea aérea donde los conductores son fijados por aisladores de suspensión pin o tipo rígido (line post).



<b>Estructura de remate</b>	Estructura al que se unen los conductores o haz de conductores mediante cadenas de aisladores de tensión. Nota: se considera que las cargas producidas por vanos adyacentes se aplican independientemente a los puntos de unión.
<b>Estructura de transposición</b>	Estructura diseñada para permitir el cambio de la posición relativa de las fases a lo largo de la línea.
<b>Estructura en “H”</b>	Estructura en “H” formada por dos postes espaciados verticalmente con una cruceta.
<b>Estructura retenida</b>	Estructura cuya estabilidad es asegurada por retenidas.
<b>Fase (de una línea de corriente alterna)</b>	Designación de un conductor o grupo de conductores de una línea de corriente alterna polifásica que tendrá tensión en servicio normal.
<b>Flagelo (de toma de tierra)</b>	Conductor, o sistema de conductores, enterrados en el suelo, y conectados a las patas de las estructuras de la línea.
<b>Flecha</b>	Distancia vertical máxima en un vano de una línea aérea entre un conductor y la línea recta que une sus puntos de apoyos.

<b>Galope de conductores</b>	Movimiento plano de un conductor, o haz de conductores, predominante en un plano vertical, de baja frecuencia en el orden de una fracción de un Hz y gran amplitud, cuyo valor máximo puede estar en el mismo orden que la flecha inicial.
<b>Grapa</b>	Cualquier accesorio que pueda ser fijado al conductor.
<b>Grapa de amarre</b>	Grapa que une un conductor con un grupo de aisladores de suspensión o a una estructura y que está diseñada para soportar la tensión del conductor.
<b>Grapa de suspensión</b>	Accesorio que se une un conductor con una cadena de aisladores de suspensión.
<b>Haz de conductores</b>	Grupo de conductores individuales conectados en paralelo y dispuestos en una configuración geométrica uniforme, que constituye una fase o un polo de una línea.
<b>Hilo (alambre)</b>	Uno de los alambres utilizado en la fabricación de un conductor cableado. Es un conductor desnudo de sección muy pequeña, producido para cablearse o trenzarse en haces, con el fin de dotar al conductor de cierto grado de flexibilidad.
<b>Horquilla</b>	Elemento que forma parte de una cabeza de apoyo de una torre.

<b>Línea (eléctrica)</b>	Conjunto de conductores, materiales aislantes y accesorios utilizados para transferir electricidad entre dos puntos de una red.
<b>Línea aérea</b>	Línea eléctrica cuyos conductores están sobre el suelo, generalmente por medio de aisladores y apoyos apropiados.
<b>Línea de doble circuito</b>	Línea formada por dos circuitos que no necesariamente tienen la misma tensión y frecuencia instalados en el mismo apoyo.
<b>Línea de simple circuito</b>	Línea formada por un solo circuito.
<b>Línea de transporte</b>	Línea que es parte de un sistema de Transmisión de energía Eléctrica.
<b>Longitud del vano</b>	Distancia horizontal entre los puntos de unión de un conductor en dos apoyos consecutivos.
<b>Manguito de reparación (Camisa)</b>	Accesorio especial que puede colocarse sobre un conductor dañado para devolverle sus propiedades eléctricas y mecánicas.
<b>Poste</b>	Apoyo vertical simple, de madera, concreto, acero u otro material, con un extremo enterrado en el suelo, ya sea directamente o por medio de una cimentación.

<b>Puente</b>	Pequeño tramo de conductor, sin tensión mecánica, encargado de asegurar una conexión eléctrica entre dos secciones independientes de una línea.
<b>Resistividad</b>	Característica específica de la resistencia, usualmente resistencia por unidad de longitud y de área del conductor (volumétrica).
<b>Retenida</b>	Cuerda o varilla de alambre de acero bajo tensión, que conecta dos puntos del apoyo.
<b>Separador</b>	Dispositivo que mantiene los subconductores de un haz en una configuración geométrica dada.
<b>Separador amortiguador</b>	Separador flexible o semirígido que reduce las vibraciones eólicas y oscilaciones de los subconductores.
<b>Torre</b>	Estructura que podría estar fabricado con acero, madera, concreto y que tiene normalmente cuatro lados y crucetas.
<b>Torre de celosía</b>	Estructura compuesta formada por un conjunto de barras.
<b>Uniones o manguitos de unión</b>	Accesorios para permitir la continuidad de los conductores eléctricos y lograr una conexión eléctrica segura para las condiciones preestablecidas, incluyendo las sobrecorrientes.

<b>Vano</b>	Parte de una línea entre dos puntos de apoyo consecutivos de un conductor.
<b>Varilla</b>	Conductor formado por un sola alambre.
<b>Varillas de protección</b>	Grupo de varillas metálicas de protección enrolladas hélicamente alrededor de un conductor en un punto de suspensión, pre-formadas y colocadas antes de la instalación de la grapa de suspensión.
<b>Varillas de reparación</b>	Grupo de varillas metálicas pre-formadas, enrolladas en forma de hélice alrededor de un conductor en áreas dañadas para restaurar las propiedades eléctricas del conductor.
<b>Vibración de sub-vano</b>	Movimiento periódico de uno o más sub-conductores, predominantemente en un plano horizontal de frecuencia intermedia de algunos Hz y cuya amplitud está en el orden del espacio que existe entre conductores en un haz.
<b>Vibración de un conductor</b>	Movimiento periódico de un conductor
<b>Vibración eólica</b>	Movimiento periódico de un conductor inducido por el viento, predominantemente en un plano vertical, de frecuencia relativamente alta que varía entre una decena y varias decenas de Hz y poca amplitud, como del diámetro de un conductor.

<b>Viga de cruceta</b>	Elemento horizontal de un portal o de una torre y que está diseñado para la unión de los conductores.
<b>Yugo</b>	Pieza especial para unir varias cadenas de aisladores u otros elementos paralelos.
<b>Zona contaminada</b>	Es la zona con niveles de contaminación de 0,06 hasta 0,3 mg/cm <sup>2</sup> .
<b>Zona corrosiva</b>	Es la localidad donde existen ambientes industriales de alta humedad y marinos que afectan en grado tal que aceleran la degradación en partes metálicas del aislador.
<b>Zona normal</b>	Es la zona con niveles de contaminación de hasta 0,06 mg/cm <sup>2</sup> .



## RESUMEN

Mantenimiento o conservación son las actividades desarrolladas con el fin de conservar las instalaciones en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y económico. Existen diferentes sistemas de mantenimiento: correctivo, preventivo y predictivo, cada uno de estos sistemas tienen sus objetivos, desde los puntos de vista técnico y económico.

En el presente trabajo de graduación se dan a conocer los procedimientos para realizar los mantenimientos de las líneas de transmisión para la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE-INDE), en dichos procedimientos se redactan las operaciones administrativas y técnicas, necesarias para llevar a cabo cada uno de los tipos de mantenimientos (predictivo, preventivo y correctivo).

En los primeros capítulos se presenta información de la ETCEE-INDE, como la descripción de la empresa, estudio geográfico de las ubicaciones de las líneas de transmisión y un análisis estadístico de fallas en las mismas. También se presenta la descripción de los diferentes elementos que forman parte de las líneas de transmisión.

Dentro de los procedimientos para mantenimientos predictivos se encuentran: la medición de red de tierras e inspecciones pedestres, aéreas y termográficas. En los procedimientos para el mantenimiento preventivo se encuentran cambios de aisladores y herrajes en líneas de transmisión sin tensión y con tensión, tala de vegetación y limpieza de aisladores. Y por último



dentro de los procedimientos para el mantenimiento correctivo se tiene la reparación de conductores de línea, cambio de cruceros y postes.

## **OBJETIVOS**

### **General**

Aportar la mejora de la eficiencia en el mantenimiento de líneas de transmisión para la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, por medio de la realización de manuales de procedimientos normalizados.

### **Específicos**

1. Desarrollar un análisis y estudio de los procedimientos que la empresa de transporte y control de energía eléctrica del INDE emplea actualmente para el mantenimiento de líneas de transmisión, con el objetivo de crear un manual de procedimientos.
2. Establecer metodologías de mantenimiento con énfasis en la seguridad de personal.
3. Definir una metodología adecuada para el mantenimiento de líneas de transmisión en cada uno de sus diferentes tipos de mantenimiento.
4. Dar a conocer los diferentes motivos de fallas mediante la realización de un análisis estadístico histórico de fallas registradas en las líneas de transmisión durante los años 2004-2005.
5. Proporcionar un análisis de las ubicaciones geográficas de las líneas de transmisión de ETCEE-INDE en sus diferentes regiones.



## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución de energía tienen gran importancia en todos los países del mundo, ya que son los encargados de llevar hasta el usuario la energía eléctrica. La energía eléctrica es un índice infalible del desarrollo económico y del bienestar social, sin ésta no se pueden realizar las actividades productivas y de servicios de la vida moderna. Cuanta más energía consume un país, más alto es su nivel socioeconómico.

Debido a la necesidad de transportar la energía eléctrica a los centros de consumo, asegurar la continuidad de servicio y darle confiabilidad al sistema eléctrico en el ámbito de ETCEE-INDE y al sistema eléctrico nacional, es necesario tener un sistema de transmisión confiable que interconecte los diferentes centros de generación y consumo para el respaldo y el intercambio de energía eléctrica.

Este sistema de transmisión crece conforme se va desarrollando el país, y por lo tanto su operación y mantenimiento representan una parte muy importante dentro del transporte y distribución de energía eléctrica.

La operación confiable de las líneas de transmisión depende en gran medida de las revisiones periódicas adecuadas, así como del mantenimiento oportuno.

El mantenimiento es una serie de actividades desarrolladas con el fin de mantener las instalaciones en perfecto estado. Para ello existen tres tipos de

mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo. Cada uno de estos tipos tiene sus objetivos desde puntos de vista técnicos.

El más utilizado es el preventivo, su característica principal es la de detectar las fallas en su fase inicial y corregirlas en el momento oportuno. Este mantenimiento requiere de un alto grado de conocimientos y de organización eficiente del personal.

Para lograr dicha organización y programación del mantenimiento es necesario establecer procedimientos de cómo realizar estas actividades. Este manual va dirigido a establecer criterios y procedimientos de trabajo en las técnicas de maniobra para el mantenimiento en líneas de transmisión de ETCEE-INDE, buscando ser una base para la implantación del mantenimiento mediante este manual.

# **1. ELEMENTOS FUNDAMENTALES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Se llama línea aérea la instalación cuya finalidad es la transmisión aérea de energía eléctrica, ésta se realiza con elementos de conducción y elementos de soporte. Los soportes están formados por postes, fundaciones, puesta a tierra, la conducción con: conductores, aisladores, accesorios (herrajes).

Todos los elementos constructivos de una línea aérea deben ser elegidos, conformados, y construidos de manera que tengan un comportamiento seguro en condiciones de servicio, bajo las condiciones climáticas que normalmente es dado esperar, bajo tensiones de régimen, bajo corriente de régimen, y bajo las solicitaciones de cortocircuito esperables.

## **1.1. Conductores**

En la construcción de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica, se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos, que se obtienen mediante cableado de hilos metálicos (alambres) alrededor de un hilo central.

Los metales utilizados en la construcción de líneas aéreas deben poseer tres características principales:

- Presentar una baja resistencia eléctrica, y bajas pérdidas Joule en consecuencia.

- Presentar elevada resistencia mecánica, de manera de ofrecer una elevada resistencia a los esfuerzos permanentes o accidentales.
- Costo limitado.

Los metales que satisfacen estas condiciones son relativamente escasos, a saber:

- Cobre
- Aluminio
- Aleación de aluminio
- Combinación de metales (aluminio acero)

En transmisión de energía eléctrica los materiales utilizados son cobre, aluminio, combinación de metales (aluminio acero) y aleación de aluminio, pudiendo afirmarse que prácticamente no se utilizan otros materiales.

Pese a la menor resistencia eléctrica y superiores aptitudes mecánicas, el cobre ha dejado de ser utilizado en la construcción de líneas aéreas, ésto es especialmente notado en alta y muy alta tensión.

El aluminio es el material que se ha impuesto como conductor de líneas aéreas habiendo sido superadas por la técnica las desventajas que se le notaban respecto del cobre, además ayudado por un precio sensiblemente menor y por las ventajas del menor peso para igual capacidad de transporte.

Los conductores en base a aluminio utilizados en la construcción de líneas aéreas se presentan en las siguientes formas:

- Cables homogéneos de aluminio puro (AAC)
- Cables homogéneos de aleación de aluminio (AAAC)
- Cables mixtos aluminio acero (ACSR)
- Cables mixtos aleación de aluminio acero
- Cables aislados con neutro portante (cables preensamblados)

### **1.1.1. Tipos de conductores**

Oportunamente se harán comentarios ligados al material del conductor.

#### **1.1.1.1. Conductores homogéneos de aluminio**

El aluminio es después del cobre, el metal industrial de mayor conductividad eléctrica. Ésta se reduce muy rápidamente con la presencia de impurezas en el metal.

Lo mismo ocurre para el cobre, por lo tanto, para la fabricación de conductores se utilizan metales con un título no inferior al 99,7 %, esta condición también asegura resistencia y protección de la corrosión.

#### **1.1.1.2. Conductores homogéneos de aleación de aluminio**

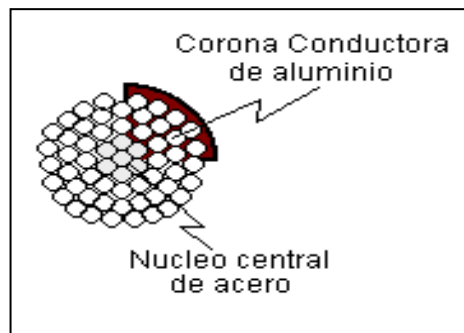
Se han puesto a punto aleaciones especiales para conductores eléctricos, contienen pequeñas cantidades de silicio y magnesio (0,5-0,6 % aproximadamente) y gracias a una combinación de tratamientos térmicos y mecánicos adquieren una carga de ruptura que duplica la del aluminio (haciéndolos comparables al aluminio con alma de acero), perdiendo solamente un 15 % de conductividad (respecto del metal puro).



### 1.1.1.3. Conductores mixtos de aluminio acero

Estos cables se componen de un alma de acero galvanizado recubierto de una o varias capas de alambres de aluminio puro. El alma de acero asigna solamente resistencia mecánica del cable, y no es tenida en cuenta en el cálculo eléctrico del conductor.

Figura 1. Conductores mixtos de aluminio acero



Fuente: [www.textoscientificos.com](http://www.textoscientificos.com). Consulta: junio de 2006.

Los valores más corrientes suelen ser:

300 / 50 mm <sup>2</sup>	240 / 40 mm <sup>2</sup>	150 / 25 mm <sup>2</sup>
95 / 15 mm <sup>2</sup>	70 / 12 mm <sup>2</sup>	50 / 8 mm <sup>2</sup>

La primera cifra es la sección útil del aluminio y que conduce la corriente; la segunda, es el acero.

También se realizan conductores mixtos de aleación de aluminio acero, lógicamente tienen características mecánicas superiores, y se utilizan para

vanos muy grandes o para zonas de montaña con importantes sobrecargas de hielo.

Las características expuestas anteriormente permiten extraer conclusiones que ayudan a seleccionar el tipo de conductor.

- Los conductores homogéneos de aluminio, por sus bajas características mecánicas tienen el campo de aplicación fuertemente limitado, ya que vanos relativamente grandes, llevarían a flechas importantes que obligarán a aumentar la altura de los soportes, como también fijar distancias notables entre las fases, originando cabezales de grandes dimensiones, este tipo de conductor se utiliza entonces para los vanos de las estaciones eléctricas o en las líneas con vanos relativamente cortos.
- Los conductores de aleación de aluminio, o de aluminio acero, con características mecánicas elevadas, cuando las trazas son rectilíneas, permiten trabajar a los conductores con los máximos esfuerzos que le son permitidos. Esto da por resultado grandes vanos, con el consiguiente ahorro de torres, aisladores, herrajes y fundaciones.

A su vez los conductores de aleación de aluminio presentan algunas ventajas respecto de los de aluminio acero, a saber:

- Mayor dureza superficial, lo que explica la más baja probabilidad de daños superficiales durante las operaciones de tendido, particularidad muy apreciada en las líneas de muy alta tensión, ya que como consecuencia se tendrán menos pérdidas corona, y menor perturbación radioeléctrica.

- Menor peso, el ser más liviano, para flecha y vanos iguales da como consecuencia a igual altura de torres menor peso en las torres terminales y angulares, por la menor sollicitación mecánica, esto influye en la economía especialmente cuando la traza es quebrada.

Para el caso de trazas rectilíneas, a igualdad de tensión mecánica de tendido, se tiene menor flecha para igual vano, y en consecuencia menor altura de las torres de suspensión.

Una desventaja que debe señalarse para la aleación de aluminio es que por ser sus características mecánicas consecuencia de tratamientos térmicos, el cable es sensible a las altas temperaturas (no debe superarse el límite de 120 °C) por lo que debe prestarse especial atención al verificar la sección para las sobrecorrientes y tener particularmente en cuenta la influencia del cortocircuito.

### **1.1.2. Conductores simples y múltiples**

La sección de los conductores debe ser suficiente para transportar la potencia con cierta densidad de corriente, de manera que el calor Joule sea disipado alcanzándose en el conductor temperaturas moderadas.

En alguna medida este criterio fija una sección mínima del conductor, y un diámetro correspondiente. Surge inmediata la conveniencia de aumentar la superficie de disipación utilizando conductores huecos, y esto se intentó, pero las líneas aéreas naturalmente se deben hacer con conductores llenos.

Otra idea que ayuda a aumentar la superficie de disipación es utilizando conductores en haz. Cuando el transporte se hace a tensiones elevadas, el

campo eléctrico en la superficie de los conductores comienza a ser proporcional al diámetro de los mismos.

Aquí se hace evidente la conveniencia de utilizar conductores en haz (múltiples) separados convenientemente (15 a 20 veces su diámetro). El haz de conductores equivale para el campo eléctrico a un solo conductor de diámetro relativamente grande, y para la conducción de corriente se observa, como dicho, una superficie de disipación mayor que con un conductor solo de igual sección total.

### **1.1.3. Disposición de conductores**

Normalmente, los sistemas son trifásicos, las líneas muestran tres disposiciones básicas de los conductores:

- Coplanar horizontal
- Coplanar vertical
- Triángulo

#### **1.1.3.1. Coplanar horizontal**

Minimiza la altura, corresponde mayor ancho, y en consecuencia mayor faja de servidumbre; se utiliza en altas tensiones y grandes vanos (las torres bajas son solicitadas por menor momento y resultan de tamaños y pesos menores que con otras disposiciones.

Es el diseño natural en sistemas de circuito simple (simple terna), si se requiere doble se hacen dos líneas independientes.

### **1.1.3.2. Coplanar vertical**

Da máxima altura, se utiliza para corredores estrechos y da por resultado torres más altas, presenta entonces alto impacto visual.

Como ventaja permite circuitos dobles en una única torre, doble terna, debiendo considerarse atentamente que esto en rigor no es equivalente a dos líneas, ya que la probabilidad de que ambas ternas fallen es mayor que cuando se tienen estructuras independientes.

### **1.1.3.3. Triangular**

La disposición triangular da alturas intermedias, los corredores son un poco más anchos, las alturas algo menores que para el caso anterior. En tensiones más bajas (medias) con aisladores rígidos, la disposición es triángulo con base horizontal, en tensiones mayores también se observan disposiciones con base vertical.

## **1.2. Aisladores**

Se entenderá como aislador a un soporte no conductor para un conductor eléctrico. Los aisladores pueden ser de acuerdo al material de fabricación, de porcelana vidriada, o vidrio templado.

Los aisladores de porcelana vidriada, por lo general, contienen un 50% de coolin, 25% de feldespatos y 25% de cuarzo, la porcelana debe ser moldeada por los procedimientos en húmedo, debe ser homogénea, compacta sin porosidad y toda la superficie después de armado debe ser vitrificada.

Los aisladores de vidrio tienen una resistencia dieléctrica del orden de 140 kV pico/cm estos aisladores son mecánicamente más fuertes que los de porcelana a la compresión y tienen aproximadamente la misma resistencia mecánica a la tensión que la porcelana.

Los aisladores compuestos (polímeros) están constituidos por un núcleo resistente dieléctrico, que transmite los esfuerzos mecánicos producidos por los conductores y proporciona el aislamiento eléctrico necesario.

Además contienen un revestimiento dieléctrico hidrófugo alrededor del núcleo que comprende también las aletas de igual o diferente diámetro. Estas protegen el núcleo de los agentes exteriores proporcionándole estanqueidad.

Impide la formación de una película continua de agua proporcionando una línea de fuga necesaria para obtener el aislamiento superficial requerido, también este tipo de aisladores tienen acoplamientos de extremos solidarios con el núcleo, que transmiten los esfuerzos mecánicos del conductor a un extremo del núcleo y del otro extremo del núcleo al apoyo.

La conexión al núcleo se realizará mediante compresión radial, de tal forma que se obtenga una distribución uniforme de la carga mecánica alrededor de la superficie del núcleo, las cadenas de aisladores compuestos están constituidas además por los herrajes y grapas necesarias para completarlas.

La posición de los conductores respecto de la torre depende de los tipos de aisladores adoptados. El punto de sujeción del conductor puede ser fijo (aislador rígido) o presentar algún grado de libertad (cadena de aisladores).

### 1.2.1. Clasificación de aisladores

En términos generales los aisladores de vidrio tienen las siguientes ventajas sobre la porcelana.

- Se pueden observar las perforaciones y constituciones no homogéneas.
- Después de una onda de sobrevoltaje un aislador fallado se puede identificar más rápidamente por lo que el vidrio se estrella y la porcelana se rompe cuando falla el dieléctrico.
- El vidrio tiene un menor coeficiente de expansión térmica lo cual minimiza los esfuerzos causados por cambios en la temperatura ambiente.
- Los aisladores de vidrio sufren un sobrecalentamiento menor debido a los rayos solares ya que la mayoría de ellos pasan a través de estos y no son absorbidos como en los de porcelana.

Desde el punto de vista de condiciones ambientales los aisladores se fabrican de dos tipos:

- Normal
- Para ambiente contaminante (tipo niebla)

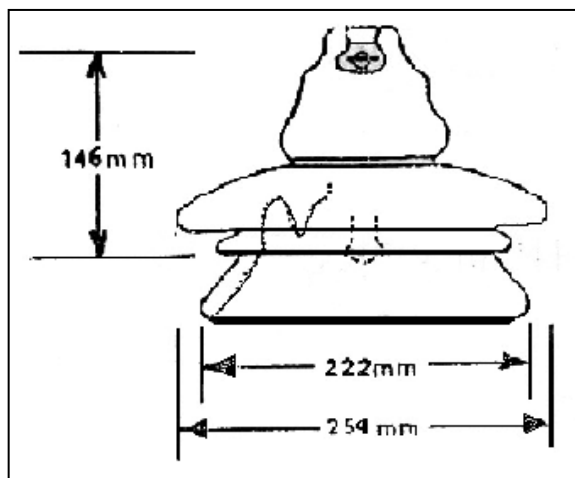
Por su construcción los aisladores pueden ser:

- Tipo alfiler
- Tipo suspensión

### 1.2.1.1. Aislador tipo alfiler

Como su nombre lo sugiere los aisladores tipo alfiler se encuentran fijados por medio de un perno o alfiler que está sujeto a su vez a la cruceta en el poste o la estructura (torre). Aún este tipo de aisladores se construye para ser usado en forma múltiple para unidades grandes y en tensiones hasta de 33 kV por unidad, la tendencia es limitar el uso de estos aisladores a tensiones menores de 50 kV dado que para tensiones mayores puede resultar antieconómico su uso en virtud de que el costo se incrementa rápidamente la medida que la tensión aumenta.

Figura 2. Dimensiones generales de los aisladores tipo alfiler



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Coordinación de aislamiento*. p. 21.

### 1.2.1.2. Aislador tipo suspensión

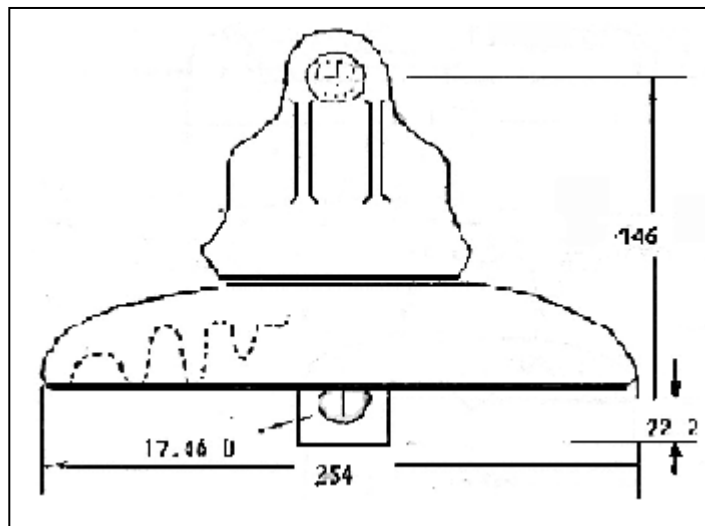
Los aisladores de suspensión o disco, son los más empleados en las líneas de transmisión, se fabrican de vidrio o porcelana uniéndose varios



elementos para conformar cadenas de aisladores de acuerdo al nivel de tensión de la línea y el grado de contaminación del entorno.

Estos aisladores se usan casi exclusivamente en líneas de tensión superior a 66 kV, en vanos largos y con conductores pesados.

Figura 3. **Dimensiones generales de los aisladores tipo suspensión**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Coordinación de Aislamiento*. p. 22.

La tensión de arco por contorno en cadenas de aisladores de suspensión es casi proporcional a la distancia a tierra en el aire y aproximadamente igual a la tensión de arco entre varillas con la misma distancia, a 60 Hz y con las sobretensiones que se originan en las maniobras.

El uso de aisladores tipo suspensión tiene ventajas sobre el aislador tipo alfiler, tales como:

- Cada aislador se diseña para una tensión de trabajo relativamente baja y entonces el voltaje total requerido se obtiene usando una cadena con un número deseable de aisladores.
- En el caso de una falla en un aislador, sólo se requiere cambiar un aislador y no la cadena completa.
- Los esfuerzos mecánicos se reducen en virtud de que la línea se encuentra suspendida flexiblemente en el caso de los aisladores tipo alfiler la naturaleza rígida del soporte produce fatiga y debido a la característica intermitente del esfuerzo se vuelve quebradizo del aislador.
- En el caso de aumentar la tensión nominal de operación de una línea, los requerimientos de aislamiento se pueden lograr aumentando el número de aisladores necesarios a la cadena y no un cambio total de aisladores como ocurre con los de tipo alfiler.

Las principales desventajas del tipo suspensión son:

- A igualdad de tensión y sin modificaciones el gasto inicial de un aislador tipo alfiler es menor de 50 kV y hacia arriba que uno tipo suspensión.
- La flexibilidad que los aisladores tipo suspensión dan en el montaje, reduciendo los esfuerzos mecánicos durante la operación de las líneas, provocan a su vez mayor oscilación por efecto de temblores o viento que los de tipo alfiler para claros intercostales y consecuentemente se requiere de la distancia mayor entre fases y de fase a estructura lo que hace que esto aumente ligeramente el costo de las líneas de transmisión.

Un tamaño normalizado de aisladores para cadena es de 254 x 146 cm (10 x 5  $\frac{3}{4}$  ").

### **1.3. Estructuras**

Las estructuras de una línea constituyen propiamente el apoyo de una línea, los conductores se clasifican con relación a su empleo y la función que ocupan en aquella. Como se verá más adelante pueden ser diferentes tipos según su función: de alineación, de flexión, de tipos especiales, etc. en algunos casos su altura depende de su amplitud del vano, de la disposición de los conductores, la configuración del terreno y flecha máxima de los conductores.

#### **1.3.1. Función de las estructuras**

Las estructuras de una línea pueden ser clasificadas en relación a su función, la forma de resistir los esfuerzos, y los materiales constructivos. Por su función las estructuras se clasifican en:

##### **1.3.1.1. Estructuras de suspensión**

En ellas los conductores están suspendidos mediante cadenas de aisladores, que cuelgan de las ménsulas de las torres. Resisten las cargas verticales de todos los conductores (también los cables de guarda), y la acción del viento transversal a la línea, tanto sobre conductores como sobre la misma torre.

No están diseñadas para soportar esfuerzos laterales debidos al tiro de los conductores, por eso se las llama también de alineamiento.

### **1.3.1.2. Estructuras de retención**

Estas estructuras básicamente se distinguen tres tipos:

- **Terminal:** la disposición de los conductores es perpendicular a las ménsulas, la torre se dimensiona para soportar fundamentalmente el tiro de todos los conductores de un solo lado, y en general es la estructura más pesada de la línea.
- **Angular:** se ubica en los vértices cuando hay cambio de dirección de la línea, la carga más importante que soporta es la componente del tiro (debida al ángulo) de todos los conductores.
- **Rompetramos:** algunas normas de cálculo sugieren el uso de estas estructuras con la finalidad básica de limitar la caída en cascada (dominó) de las estructuras de suspensión, y para facilitar el tendido cuando los tramos rectilíneos son muy largos. Cuando el diseño de las suspensiones se hace con criterio de evitar la caída en cascada (de acuerdo con las normas IEC) el uso de estructuras rompetramo se hace innecesario.

### **1.3.2. Esfuerzos sobre la estructura**

Respecto de los esfuerzos, puede decirse que las estructuras de la línea resisten en general tres tipos de esfuerzos en condiciones normales:

- Cargas verticales debidas al propio peso, conductores, aisladores
- Cargas transversales debidas al viento sobre estructuras y conductores
- Cargas longitudinales debidas al tiro de los conductores

En condiciones excepcionales (rotura de un conductor, y en condiciones de montaje la torre debe soportar esfuerzos de torsión, de lo dicho se deduce que una torre se asimilará a una viga empotrada en el suelo, que debe calcularse para soportar pandeo y esfuerzos de flexotorsión.

Por la manera de resistir estos esfuerzos se las clasifica en estructuras autoportantes y arriendadas.

### **1.3.2.1. Estructuras autoportadas**

Son verdaderas vigas empotradas en el suelo y transmiten los esfuerzos a las fundaciones.

#### **1.3.2.1.1. Autoportadas rígidas**

Se dimensionan para resistir los esfuerzos normales y excepcionales sin presentar deformaciones elásticas perceptibles, son estructuras pesadas, fabricadas en acero (reticulados) o en hormigón pórticos atirantados.

#### **1.3.2.1.2. Autoportadas flexibles**

Resisten las cargas normales sin deformaciones perceptibles, y frente a sobrecargas presentan grandes deformaciones, los postes metálicos tubulares, y los pórticos no atirantados son ejemplos de este tipo de estructuras.

### **1.3.2.2. Estructuras arriendadas**

Son estructuras flexibles que transmiten a la fundación casi exclusivamente esfuerzos verticales (peso) y los esfuerzos transversales y

longitudinales son absorbidos por las riendas, son estructuras muy convenientes en zonas de grandes vientos.

### **1.3.3. Materiales para estructuras**

Los materiales empleados usualmente para realizar la estructura son: madera, hormigón, acero y en zonas de difícil acceso en algunos casos se emplea el aluminio.

En Guatemala se emplean comúnmente los siguientes materiales:

#### **1.3.3.1. Madera**

Este material poco empleado debe cumplir las siguientes condiciones para ser utilizado:

- Resistencia mecánica a flexión
- Resistencia a la intemperie
- Resistencia al ataque de hongos y microorganismos

A la madera convenientemente tratada se le puede asignar una vida útil de 20 años, o más. La línea con postes de madera es muy económica, de fácil montaje, y en consecuencia se puede hacer mas obra con un capital dado, extendiendo más los beneficios de la electrificación.

La fragilidad de la línea está ampliamente compensada por la facilidad de montaje que frente a accidentes se traduce en facilidad de reposición, o reparación, en la actualidad, este material no es utilizado para la construcción de estructuras en Guatemala.

### **1.3.3.2. Hormigón armado**

De amplio uso, se lo fabrica con técnicas de vibrado, centrifugado, pretensado. Se lo utiliza en baja tensión, aunque no correspondería (a veces la mala economía no destaca la ventaja de la madera), desde media tensión hasta 132 kV es su campo natural de aplicación, cuando las cargas (secciones) son importantes, también se le utiliza en forma de pórticos para líneas de transmisión.

Como los componentes son muy pesados, el costo de transporte incide notablemente cuando las distancias desde la fábrica son importantes, y aun más cuando hay dificultades de acceso a los lugares de montaje. En el montaje se debe cuidar no cargarlo en forma anormal, se requieren grúas para el manipuleo.

En la fabricación es muy importante el control de calidad tanto de los materiales, como del proceso, bien fabricado garantiza larga vida útil sin ningún mantenimiento.

### **1.3.3.3. Acero**

El carbono St 37 o St 52 en forma de perfiles normalizados, permiten la fabricación seriada de piezas relativamente pequeñas, fácilmente transportables a cualquier punto para su montaje en el sitio en que se levanta la torre. La forma constructiva permite un elevado grado de normalización en el proyecto, lográndose con muy pocos diseños satisfacer prácticamente todos los requerimientos de la traza de la línea (en particular se resuelve en modo excelente el problema que se presenta cuando hay estructuras de diferentes alturas).

La protección contra la oxidación se hace normalmente por cincado en caliente, que garantiza 20 o más años libres de mantenimiento.

Con acero en forma de tubos o con chapa de acero, doblada o cilindrada también se construyen torres, éstas soportan cargas grandes y se observan en los puntos singulares de líneas de 132 kV de hormigón.

#### **1.3.4. Tipos de estructuras en líneas de transmisión**

Todos los tipos de estructuras que se presentan a continuación son ilustradas en el apéndice “A” junto a las estructuras que predominan en ETCEE-INDE según los diferentes tipos de voltajes.

##### **1.3.4.1. Estructuras de concreto**

IS = Poste de concreto tipo 1 suspensión.

ISG = Poste de concreto tipo 1 suspensión, con 2 retenidas

ISR = Poste de concreto tipo 1 suspensión, con remate hilo de guarda con 4 retenidas.

ISB = Poste de concreto tipo 1 suspensión, con bayoneta.

IR = Poste de concreto tipo 1 remate tangente, 6 retenidas.

IRD = Poste de concreto tipo 1 remate con deflexión, 8 retenidas, 6 lineales y 2 laterales.

IRG = Poste de concreto tipo 1 remate grande en tangente claros 400 a 500 metros.

IRGD = Poste de concreto tipo 1 remate grande con deflexión 400 a 500 metros.



#### **1.3.4.2. Estructuras de madera**

MS	= Poste de madera de suspensión
MSG	= Poste de madera de suspensión, con cruceta reforzada.
MSR	= Poste de madera de suspensión, remata hilo de guarda.
MR	= Poste de madera remate en tangente.
MRD	= Poste de madera remate con deflexión.
MRG	= Poste de madera remate grande en tangente claros 400 a 500 metros volados.
MRGD	= Poste de madera remate grande con deflexión claros 400 a 500 metros volados.

#### **1.3.4.3. Estructuras metálicas.**

Torres totalmente autoportadas.

TAS	= Torre autoportada suspensión.
TAR	= Torre autoportada remate.
TARD	= Torre autoportada remate con deflexión.
TAR-E	= Torre autoportada remate doble circuito.
TAR-ED	= Torre autoportada remate doble circuito con deflexión.
TAS-E	= Torre autoportada suspensión doble circuito.

#### **1.4. Hilos de guarda**

Una descarga atmosférica impactando directamente en el conductor de fase, desarrolla una elevada sobretensión, la que en la mayoría de los casos provocará la falla del aislamiento de la línea.

El 50% de los rayos supera los 30 kA, y por ejemplo un rayo de 30 kA impactando en un conductor de fase de una línea desarrollará una tensión de:

$$V = I Z / 2 = (30 \times 400) / 2 = 6\ 000 \text{ kV}$$

Habiendo supuesto la impedancia de onda de la línea de 400 ohm, el 2 tiene en cuenta que la línea se prolonga hacia ambos lados del impacto.

Obviamente líneas y equipamientos no pueden ser aislados para soportar sobretensiones de este orden. La alternativa es limitar las sobretensiones a valores inferiores. Esto se consigue utilizando cables de guarda de manera de blindar los equipamientos y circuitos contra descargas directas.

En blindaje de líneas de transmisión la mejor solución para proteger líneas aéreas contra sobretensiones atmosféricas sería impedir que éstas entren en los conductores de líneas aéreas.

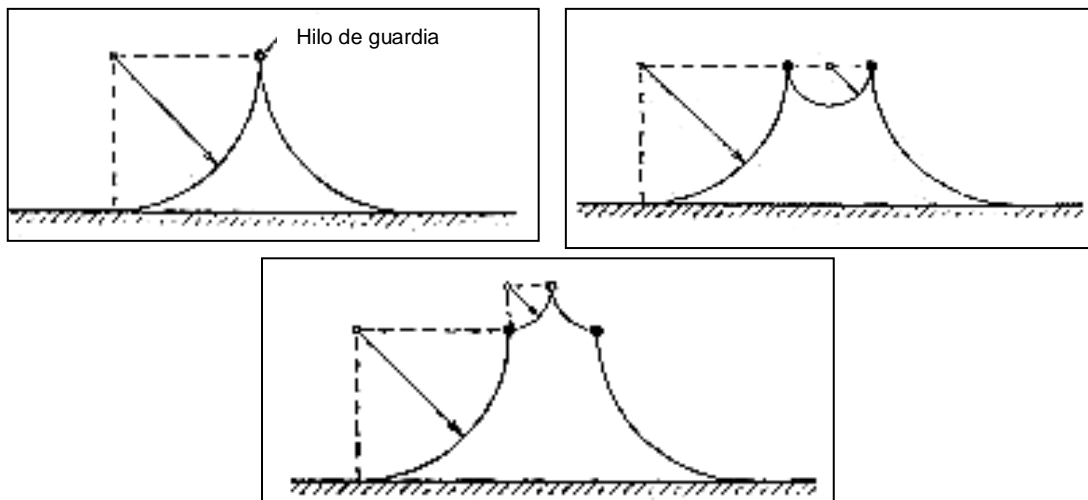
Para eliminar totalmente la influencia del campo electrostático atmosférico sobre los conductores habría que construir alrededor de ellos una jaula de Faraday, lo que es económica y técnicamente imposible, sin embargo, la experiencia confirma que uno o dos cables colocados sobre los conductores de fase y paralelos a éstos garantizan una discreta protección contra golpes de rayo directos, tales cables de protección denominados hilos de guarda o hilos de tierra se colocan en el extremo más alto de los soportes y se conectan mediante la misma estructura del soporte a tierra, generalmente se utilizan como hilos de guarda cables de acero con secciones de 25 hasta 50 mm<sup>2</sup>.

La probabilidad de golpes de rayo directos en los conductores disminuye en líneas protegidas con dos hilos de guarda hasta un valor casi despreciable.

La eficiencia de la protección con hilos de guarda depende de la posición de los hilos respecto de los conductores, pero siendo las relaciones muy complicadas ya que existen muchos factores independientes, no es posible hallar una solución analítica del problema, sino solamente una aproximación experimental.

Existen varios criterios sobre la mejor posición de los hilos de guarda. Según Schwaiger, la zona protegida por los hilos de guarda, está determinada por círculos de radios iguales a la altura sobre el suelo del hilo de protección, como está representado en la figura siguiente

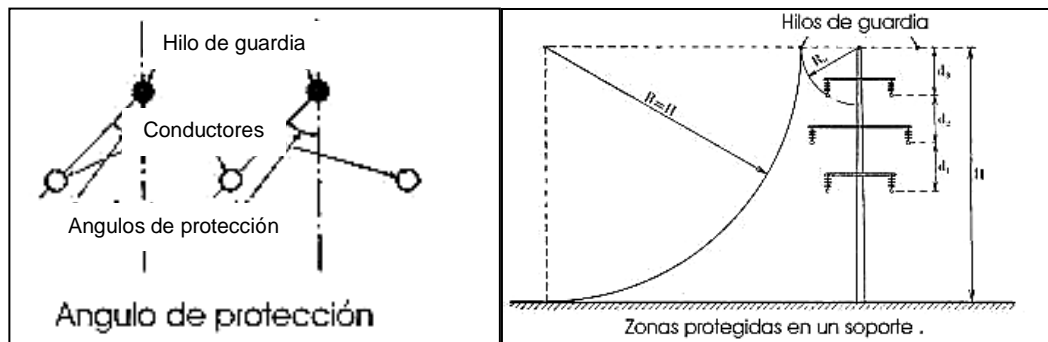
Figura 4. **Zonas de protección formadas por 1, 2 y 3 hilos de guarda (Schwaiger)**



Fuente: [www.sapiensman.com](http://www.sapiensman.com). Consulta: junio de 2006.

La zona propiamente protegida, está aún disminuida por una zona de dispersión que hay que tomar en cuenta con un ancho del 2 al 4 % del radio correspondiente.

Figura 5. Zonas protegidas y ángulo de protección



Fuente: [www.sapiensman.com](http://www.sapiensman.com). Consulta: junio de 2006.

La aplicación del método a un soporte para doble línea, está representado en la figura superior.

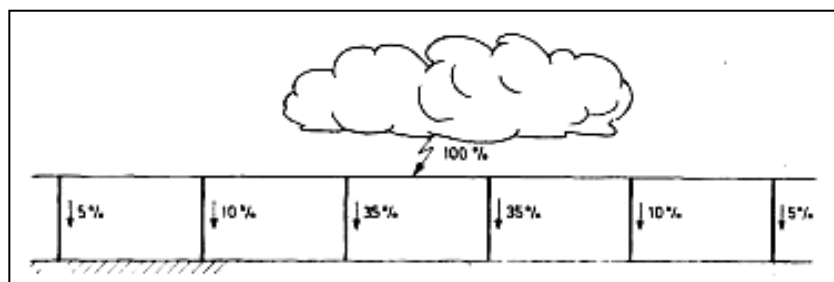
Se puede definir la posición de los hilos de guarda, mediante el ángulo de protección. Se considera que un ángulo menor de  $40^\circ$  ó  $30^\circ$ , entre el hilo de protección y conductores, asegura la línea contra los golpes directos. Las alturas de los soportes construidos de acuerdo con este criterio, resultan menores que las exigidas por la teoría de Schwaiger.

Con lo dicho quedarían definidos los criterios para la disposición de los conductores y de los hilos de guarda, pero los hilos de guarda colocados sobre los conductores de línea, aún si soportan el golpe de rayo, no garantizan por sí mismos una eficaz protección del sistema, si el aislamiento de la línea no se ajusta a las consecuencias que produce el golpe de rayo en el hilo de guarda. Como ya se dijo, el rayo da origen a corrientes del orden hasta  $10^5$  A, esta corriente que fluye hacia tierra se distribuye sobre varios soportes de línea si la línea está provista de hilos de guarda pero los soportes próximos al lugar donde cayó el rayo pueden ser recorridos por intensidades de hasta  $10^4$  A.

Esta corriente produce en el hilo de guarda, soporte y puesta a tierra una caída de tensión debida a la resistencia de estos elementos. El producto  $I_{\text{rayo}} * R_{\text{tierra}}$  resulta del orden de  $10^5$  hasta  $10^6$  voltios, ya que, las puestas a tierra en los demás casos representan resistencias de 10 hasta  $10^2$  ohmios. En consecuencia el soporte toma un potencial muy alto, que puede producir una descarga secundaria entre soporte y conductor, si el aislamiento de los conductores de fase no soporta tal diferencia de potencial. En el momento de la descarga, el potencial de los conductores no será el correspondiente a la tensión normal de la línea, porque antes la caída del rayo las nubes influenciaron también en éstos una carga electrostática.

Al caer el rayo ésta se vuelve libre y produce ondas migratorias llamadas ondas errantes en los conductores, el valor de la carga electrostática depende del gradiente atmosférico existente a la altura de la línea antes la caída del rayo, y, por tanto, no se puede definirla. En las consideraciones que siguen se asumirá que el potencial de los conductores de línea que están recorridos por la tensión alterna  $U$ , es decir  $+ U_{\text{máx}}$  y  $- U_{\text{máx}}$  es cero, suposición que es más desfavorable que la realidad.

Figura 6. **Distribución de la corriente de un rayo en una línea con hilos de guarda.**



Fuente: [www.sapiensman.com](http://www.sapiensman.com). Consulta: junio de 2006.

## **1.5. Puesta a tierra**

Las líneas de transmisión de alto voltaje están diseñadas y construidas para resistir los efectos de rayos y tormentas con un mínimo de daño e interrupción del servicio, cuando un rayo está en contacto con un neutro o con el hilo de guarda, la corriente del rayo se conduce a tierra por la torre o estructura se eleva a un potencial que depende de la magnitud de la corriente del rayo y la impedancia de la puesta a tierra; cuando la impedancia de la puesta a tierra es alta, el nivel de voltaje resultante del rayo puede ser de miles de voltios.

Este potencial o nivel de voltaje es mayor que el aislamiento de los equipos, puede causar arcos que activan la operación de los relevadores de protección (relés) que resultan en la interrupción de la línea. Si la estructura de transmisión está bien conectada a la puesta de tierra y existe una adecuada coordinación entre la resistencia de puesta a tierra y el aislante del conductor, se pueden evitar los arcos.

La puesta a tierra de las líneas de transmisión debe estar instalada de acuerdo a las especificaciones. Usualmente, se utilizan las varillas de puesta a tierra para obtener una baja resistencia a tierra.

### **1.5.1. Necesidad de puesta a tierra**

Un buen sistema de puesta a tierra es necesario para mantener altos niveles de seguridad del personal, operación de los equipos y desempeño de los mismos.

En sistemas de potencia la puesta a tierra mantiene la referencia necesaria. La forma en que el sistema se conecta a tierra puede tener un gran efecto en la magnitud de los voltajes de línea a tierra que deben ser mantenidos en condiciones normales y bajo condiciones transitorias. En sistemas no puestos a tierra, algunas tensiones pueden provocar fallas en el aislamiento de los equipos y sistemas.

La puesta a tierra del neutro del sistema permite la operación de sistemas de protección basados en la detección de corrientes que circulan por la misma, despejándose así el circuito bajo falla.

La puesta a tierra de los equipos se refiere a la conexión intencional de las carcasas, bastidores o estructuras metálicas no portadores o transmisores de corriente de los mismos, para lograr los siguientes propósitos:

- Mantener una diferencia de voltaje baja entre las diferentes estructuras metálicas con lo que se busca resguardar al personal de cualquier choque eléctrico.
- Contribuir a un mejor desempeño de los sistemas de protección.
- Evitar incendios provocados por materiales volátiles o la combustión de gases al proveer un camino efectivo y seguro para la circulación de corrientes de falla, descargas atmosféricas, estáticas y así eliminar los arcos y elevadas temperaturas en los equipos eléctricos, que pueden provocar daños mayores.
- Buen desempeño de equipos.

Éstas son, entre otras, las razones de la necesidad de un buen sistema de puesta a tierra, así como de su mantenimiento.

### **1.5.2. Sobre resistividad y resistencia de puesta a tierra**

Existen dos parámetros importantes a la hora de diseñar o realizar el mantenimiento de un sistema de puesta a tierra, los cuales son: resistividad del suelo y resistencia del sistema de puesta a tierra (electrodo, malla, etc.).

La medición de resistividad es útil para los siguientes propósitos:

- Estimación de la resistencia de puesta a tierra de una estructura o un sistema.
- Estimación de gradientes de potencial incluyendo voltajes de toque y paso.
- Cálculo del acoplamiento inductivo entre circuitos de potencia y comunicación cercanos.
- Diseño de sistemas de protección catódica.

La medición de la resistencia o impedancia de puesta a tierra así como los gradientes de potencial en la superficie de la tierra debido a corrientes de tierra es necesaria por diferentes razones, entre ellas:

- Determinar la resistencia actual de las conexiones a tierra.
- Verificar la necesidad de un nuevo sistema de puesta a tierra.



- Determinar cambios en el sistema de puesta a tierra actual. Se verifica si es posible o no incorporar nuevos equipos o utilizar el mismo sistema de puesta a tierra para protección contra descargas atmosféricas y otros.
- Determinar los valores de voltajes de paso y toque y su posible aumento que resulta de una corriente de falla en el sistema.
- Diseñar protecciones para el personal y los circuitos de potencial y comunicación.

### **1.5.3. Resistividad versus resistencia**

Aun cuando pudiesen confundirse estos dos términos, tienen significados diferentes. La eficiencia de un sistema de un electrodo enterrado (barra, jabalina, malla, plato, etc.) es evaluado en términos de resistencia. Es una medida de cuán bien el electrodo puede dispersar corriente en el suelo circundante.

Las propiedades eléctricas del suelo son descritas en términos de resistividad, al hacer una medición de resistencia, se está probando un sistema particular de tierra y al hacer una medición de resistividad, se está haciendo una prueba al propio suelo.

La resistencia es medida en Ohms. La resistencia es dada comúnmente en Ohm-cm. La resistencia de un suelo determinado combinado con la configuración del electrodo conforma la resistencia que dicho electrodo en particular experimenta.

En la práctica, la medición de resistividad es realizada primero, para identificar un buen sitio para la puesta a tierra y hacer cálculo teórico para su diseño óptimo. Después se realiza la medición de resistencia para verificar que se ha logrado el valor deseado según los requerimientos.

Por lo indicado anteriormente es de gran importancia que se investigue la resistividad del suelo cada vez que se tenga como objeto la instalación de un sistema de puesta a tierra, la resistividad del suelo varía por muchas razones. Entre ellas la profundidad desde la superficie, el tipo y la concentración de químicos en el suelo, el contenido de humedad y la temperatura. En otras palabras, la resistividad del suelo es aquella que posee el electrolito contenido en el mismo, la presencia de agua en la superficie, por ejemplo, no indica necesariamente una resistividad baja.

Debido a que la resistividad del suelo varía notablemente por el tipo de suelo, así como por las condiciones climáticas, el sistema de puesta a tierra debe ser diseñado para el peor caso posible.

Las características del suelo y el contenido de agua son más estables en estratos más profundos, de allí que se recomienda que los electrodos sean instalados lo más profundo posible en la tierra, alcanzando los estratos más húmedos, asimismo, deben ser instalados donde la temperatura es más estable.

Se debe tener en cuenta que el suelo con baja resistividad es normalmente más corrosivo debido a la presencia de sales y agua. Por ello puede destruir los electrodos y sus conexiones, de allí que se recomienda realizar una inspección anual al sistema de puesta a tierra y medir su resistencia. Aunque ésta variará dependiendo de la época o estación del año,

un aumento mayor al 20 por ciento de la resistencia de tierra debe ser investigado y tomar las medidas correctivas para bajar el valor de la misma.

#### **1.5.4. Arreglos de puesta a tierra**

Si el suelo tiene una alta resistencia, puede ser necesario usar un sistema de puesta a tierra denominada compensación de tierra.

La compensación de tierra para una línea de transmisión consiste en un Terminal especial de puesta a tierra que reduce la oposición total de sobretensión al flujo de corriente (impedancia) de la conexión a tierra y los otros conductores, las compensaciones de tierra normalmente se instalan para estructuras de líneas de transmisión ubicadas en áreas con suelos arenosos o donde hay roca cerca de la superficie.

Los tipos de compensación de tierra que se utilizan son el continuo o tipo paralelo y el "radial o tipo pata de gallo. El continuo o compensación de tierra paralelo que se muestra en la figura siguiente, consiste en uno o más conductores enterrados debajo de toda la longitud de la línea de transmisión o debajo de las secciones de línea donde existen suelos con alta resistencia. Los conductores de la compensación de tierra se conectan al sistema de puesta de tierra aérea o al hilo de guarda en cada torre o estructura.

Figura 7. Tipo de compensación de tierra tipo continuo o paralelo

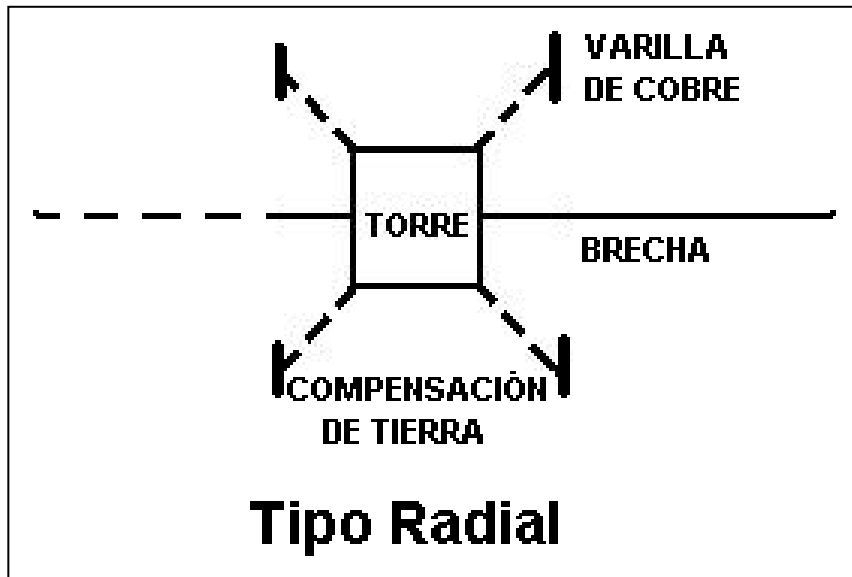


Fuente: Merchant. *Programa de capacitación y seguridad en líneas eléctricas*. p. 11-7.

La compensación de tierra tipo radial mostrada a continuación, consiste en un número de conductores que se extienden radialmente desde las columnas de apoyo de la torre, el número y longitud de los conductores dependerá de la ubicación de la torre y las condiciones del suelo.

Los conductores de las compensaciones de tierra “continuas” generalmente se instalan con un arado de cable a una profundidad de 0.5 metros o más. Los conductores deben estar lo suficientemente profundos para no correr el riesgo de ser movidos si fuese cultivado dicho suelo.

Figura 8. Tipo de compensación de tierra tipo radial

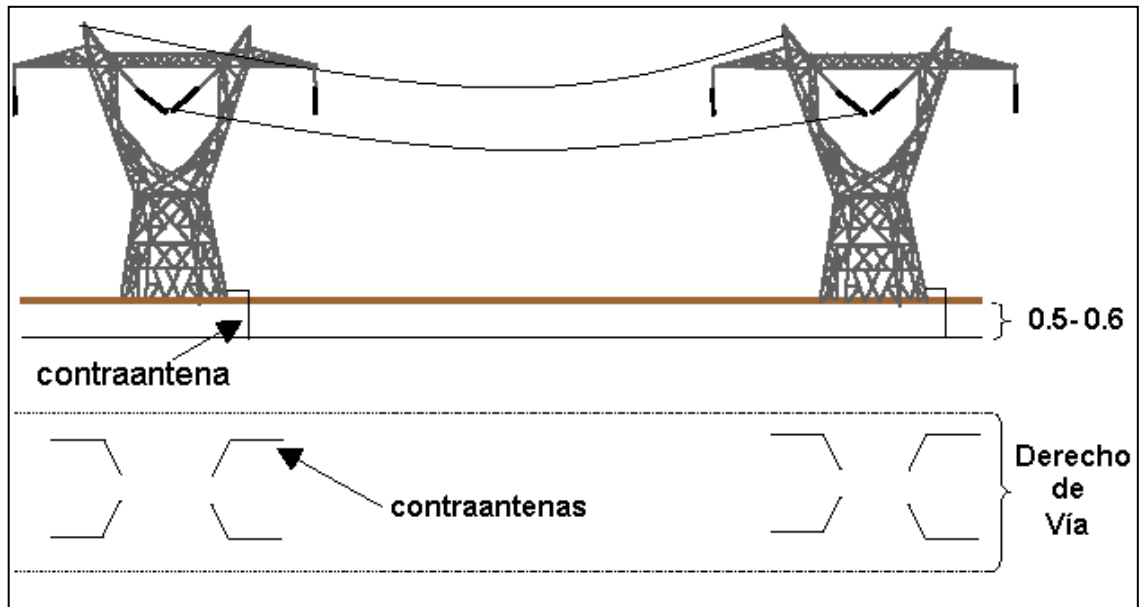


Fuente: Merchant. *Programa de capacitación y seguridad en líneas eléctricas*. p. 11.

Uno de los procedimientos para las redes de tierra utilizado actualmente por la ETCEE-INDE es el procedimiento por medio de contraantenas que son conductores de acero (en terrenos no corrosivos, como son los terrenos de cultivo o seco), aluminio o cobre (solo se utilizan en terrenos corrosivos), lo cuales se instalan conectados a las patas de la torre y sobre la trayectoria de la misma, con una longitud total determinada, pero sin formar trayectorias cerradas.

Este tipo de redes busca mayor área de contacto con el terreno y por eso se diseñan como trayectorias horizontales, no se entierran a gran profundidad (50 – 60 cm.) y es deseable que el calibre del conductor o su diámetro sea el mismo que el cable de guarda.

Figura 9. **Puesta a tierra mediante contraantenas**



Fuente: INDE, *Notas sobre transitorios electromagnéticos*, p. 38.

## 1.6. Herrajes

Con el nombre de herrajes se designa el conjunto de dispositivos y accesorios que cumplen los siguientes propósitos principales:

- La fijación en suspensión o amarre, de los conductores e hilos de guardia a las estructuras.
- La unión mecánica y/o eléctrica de los conductores, hilos de guardia y puestas a tierra.
- La protección mecánica de los conductores, aisladores e hilos de guardia.

### **1.6.1. Clasificación**

De acuerdo a la función específica que cumplen en una línea, podemos clasificar los herrajes de la siguiente manera:

#### **1.6.1.1. Herrajes de suspensión**

Permite fijar el conductor o el haz de conductores al aislamiento de una línea, soportando los conductores de vanos adyacentes, análogamente para el hilo de guarda.

#### **1.6.1.2. Herrajes de retención**

Permite fijar el conductor o haz de conductores al aislamiento de la línea, soportando todo el tiro de los mismos, en estructuras terminales o de remate.

#### **1.6.1.3. Camisas de empalme**

Dispositivo apto para asegurar la continuidad eléctrica y mecánica del conductor o hilo de guardia, su aplicación típica se da en la unión de conductores de distintas bobinas en las operaciones de tendido.

#### **1.6.1.4. Preformados de reparación**

Dispositivo apto para restituir la continuidad eléctrica cuando un conductor ha sufrido daños en los alambres de su capa externa.

#### **1.6.1.5. Anillos equipotenciales**

Los dispositivos cuya función es lograr una mejor distribución del potencial a lo largo de la cadena de aisladores, y también proteger conductor y herrajes de los efectos de un arco de potencia.

#### **1.6.1.6. Separadores**

Componente que asegura y mantiene a los conductores de un haz en su posición relativa. Pueden ser rígidos, aunque la tendencia es construirlos de modo que cumplan funciones antivibratorias.

### **1.6.2. Características particulares**

Los elementos de retención y suspensión instalados en las líneas, tienen características particulares, las cuales, serán abordadas en el presente apartado.

#### **1.6.2.1. Herrajes de suspensión**

No debe transmitir a la estructura otra carga que no sea el peso del conductor. Por esta razón se la diseña y construye de modo que pueda moverse libremente, que sea liviana y que tenga bajo momento de inercia.

Dado que en el punto de suspensión el conductor queda flexionado, y sometido a compresión radial, la forma del herraje debe ser tal que no pueda causar daño a los alambres externos, y permita una entrada y salida gradual del conductor.



Las pinzas de suspensión se clasifican por el ángulo que forman las perpendiculares al cable en los puntos de inflexión del mismo, pinzas cortas con ángulo de hasta 20 grados, utilizadas en vanos poco cargados o cortos, pinzas medias o largas, respectivamente hasta 40 grados o 90 grados, utilizadas con grandes vanos, grandes esfuerzos verticales, grandes desniveles.

#### **1.6.2.2. Herrajes de retención**

Puede ser de tipo a conductor pasante (a presión), o a compresión; en el primer caso, en modo similar a la morsa de suspensión el conductor queda sujeto por la acción de los bulones que lo presionan sobre una pieza que lo cubre, para evitar el deslizamiento el asiento es de forma ondulada.

La morsa de compresión se utiliza siempre cuando las secciones son importantes (300 mm<sup>2</sup> por ejemplo) ya que la solución de conductor pasante no asegura una presión uniforme sobre las capas de los alambres, y esto es importantísimo en conductores de aluminio acero.

La compresión hexagonal asegura la presión uniforme sobre las capas de alambres de aluminio y el alma de acero. Las partes de esta morsa, dentro de las cuales penetra el conductor se comprimen sobre el mismo mediante este método. Si se trata de conductores de aluminio acero primero se comprime sobre el núcleo de acero la parte de morsa que debe soportar el tiro del conductor y luego sobre ella las partes de aluminio.

Como estos herrajes deben conducir corriente, se imponen condiciones en cuanto al calentamiento y caída de tensión que pueden aparecer, las normas especifican valores y detallan los métodos de ensayo para comprobarlos.

### 1.6.2.3. Manguitos de empalme y reparación

Aunque se trata de un componente de extraordinaria simplicidad (forma de cilindro hueco donde penetran las puntas de los conductores a empalmar, o tramo a reparar) la función, especialmente para el manguito de empalme es tan esencial que este elemento ha sido objeto de profundos estudios y serios ensayos.

En efecto, teniendo en cuenta que el empalme debe asegurar la resistencia mecánica del conductor, y además su continuidad eléctrica se deben cumplir dos condiciones para que la compresión no provoque una disminución de resistencia mecánica:

- Todos los alambres deben ser apretados uniformemente, lo que requiere una distribución uniforme de la presión.
- Ningún alambre debe ser deformado (no debe sobrepasarse el límite elástico del material).

Además, desde el punto de vista eléctrico debe asegurarse un buen contacto independientemente de las variaciones en el tiro del conductor.

El sistema a compresión hexagonal satisface estas exigencias, y el estudio de la sección transversal de uniones obtenidas por este método, así lo ha demostrado.

Se define coeficiente de compresión la relación entre la distancia entre dos lados paralelos de la matriz y el diámetro del manguito antes del prensado. Para lograr una buena unión es necesario respetar un valor adecuado de este

coeficiente, para cada caso (material, formación, etc.) hay un valor óptimo de este coeficiente y es importante respetarlo para no correr el riesgo de comprimir demasiado y dañar los alambres, o comprimir poco, con lo que puede producirse deslizamiento y caída del conductor.

Los fabricantes de herrajes especifican el tipo de manguito y la matriz a usar con cada conductor, a fin de cumplir con lo antedicho, y teniendo en cuenta el peligro potencial de que un empalme genere puntos calientes o de menor resistencia mecánica, el control de que en la ejecución en obra se respete el procedimiento especificado es fundamental.

Las condiciones en cuanto a calentamiento y caídas de tensión son similares a las exigidas para los herrajes de retención.

En cuanto al método empleado para obtener el manguito se prefiere la extrusión, que asegura la uniformidad del material en toda la sección del empalme.

#### **1.6.2.4. Espaciadores**

Se construyen preferentemente de aluminio, de modo que la pieza obtenida sea liviana, dada su distribución uniforme a lo largo del vano pueden cumplir una importante función antivibratoria, especialmente en los casos de vanos muy grandes, los espaciadores diseñados para reducir o impedir la vibración eólica se denominan espaciadores amortiguadores, y las normas les imponen una serie de condiciones:

- Resistencia al deslizamiento
- Resistencia a la tracción

- Resistencia a esfuerzos electrodinámicos debidos a cortocircuito
- Resistencia a deformaciones verticales y longitudinales
- Resistencia a la fatiga

Se detalla cada caso, el método de ensayo correspondiente para verificar la característica.

El usuario de los espaciadores exige que se garantice la no aparición de oscilaciones sobre cada conductor de valor tal que se pase de una sollicitación determinada, generalmente se especifica que no deben aparecer oscilaciones de amplitud superior a 150 micro strains pico a pico.

La incidencia del costo de los herrajes en el costo total de la línea es de aproximadamente un 5%, evidentemente su importancia económica no es proporcional a su función como factor de seguridad.

Por esta razón, sin perder de vista la buena práctica profesional, cuyo objetivo es lograr diseños económicos, es importante considerar que ahorros aparentemente significativos en los herrajes, se traducirán en porcentajes muy modestos en el costo total, pero podrán generar gastos de mantenimiento mayores, o daños materiales e interrupciones de servicio que en definitiva excederán en mucho los aparentes ahorros logrados.

En este aspecto, y con más razón cuanto mayor sea la importancia de la línea conviene poner el acento en la calidad del material a emplear y el mantenimiento del mismo.

## **1.7. Fundaciones**

Otro componente principal en la constitución de una línea de transmisión, lo componen las fundaciones, las características y particularidades de las mismas, serán descritas en el presente apartado.

### **1.7.1. Función y tipo**

Las fundaciones forman parte del soporte, y tienen la finalidad de transmitir las cargas que se presentan sobre el soporte al suelo, y proteger al soporte de movimientos del terreno.

Las hay compactas, de bloque único, y separadas, de varios bloques (uno por pata).

Los tipos de terreno se clasifican en:

- Suelo natural:
  - Suelos no cohesivos (arena, grava, piedra y combinaciones)
  - Suelos cohesivos (arcillas, limos arcillosos, limos y combinaciones con suelos no cohesivos).
  - Suelos orgánicos y suelos con mezcla orgánica (turba o cieno y suelos inorgánicos).
  - Roca, suelos firmes

- Rellenos, no compactados, compactados

Este tema es de gran importancia, la ignorancia o el temor hacen que a veces se entierra hormigón en exceso, que podría servir para construir una casa, viceversa extrapolar datos para ahorrar el análisis de suelo puede ser causa de fallas de la transmisión ante condiciones que no llegan a ser extremas cuyo daño también es desmedido.

Son los especialistas en suelos y fundaciones quienes deben prestar con toda profesionalidad su conocimiento, pero las fundaciones de líneas presentan aspectos particulares que deben formar parte del conocimiento del ingeniero electricista.



## **2. ANÁLISIS DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

Toda la actividad de transmisión de energía eléctrica en Guatemala, se realiza dentro del denominado Sistema Nacional Interconectado o SNI por sus siglas, en el presente apartado se describirá su constitución, así como la reglamentación y los entes que participan en el mismo.

### **2.1. Descripción del Sistema Nacional Interconectado**

El concepto según el Reglamento para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional, el Sistema Nacional Interconectado (SNI), está integrado por un conjunto de Instalaciones, centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión, redes de distribución y, en general, por la infraestructura eléctrica propiedad del INDE, de la EEGSA, empresas eléctricas municipales o privadas, los generadores privados y los cogeneradores, instalada en la República de Guatemala y destinado a la prestación del servicio público de energía eléctrica, en forma y términos establecidos en los ordenamientos legales sobre la materia.

La componente fundamental del SNI es la red troncal, constituida por el conjunto de transformadores, que debido a su función principal de generar e interconectar las principales instalaciones y a su ubicación estratégica, se consideran de importancia vital para el Sistema Nacional Interconectado.

Gracias a que la empresa cuenta con la tecnología, el equipo y personal técnico calificado para operar y controlar el Sistema Nacional Interconectado (SIN); y a la adecuada implementación de los programas de mantenimiento así



como del programa de mejoramiento de la infraestructura existente, los indicadores del desempeño técnico del sistema se ha mejorado hasta tenerlo en valores aceptables.

En los puntos de entrega del sistema, se ha tenido un mejoramiento a partir del 2003 para lograr el 100% en cuanto a mantener la regulación de voltaje dentro de la normativa establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

El objetivo es desarrollar integral y ordenadamente los nuevos proyectos que contribuyan a la ampliación y mejoramiento de la infraestructura existente de líneas de transmisión y subestaciones de transformación de alto voltaje, para que la energía eléctrica siempre sea entregada con el mínimo de pérdidas y de la mejor calidad.

Para una mejor atención y eficiente operación, se constituyen los siguientes niveles de operación dentro de la ETCEE y que estarán operativamente subordinados al Centro Nacional de Operaciones (CENADO). Dichos niveles de operación tendrán funciones específicas sobre la materia, dentro del ámbito territorial que se determine en cada caso:

El CENADO es una dependencia de la División de Programación y Despacho, a la que le corresponden las funciones de dirigir, operar y supervisar la operación de la red troncal de la ETCEE-INDE, así como de las líneas de transmisión existentes, hasta el nivel de voltaje de 69 kV en los sistemas oriental y occidental. Sus objetivos básicos son la operación en forma segura y eficiente de la red de ETCEE-INDE. Para cumplir con estos objetivos el CENADO cuenta con un equipo de ingenieros y operadores encargados de la operación del sistema en forma continua durante al 24 horas del día.

La Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica, ETCEE, para poder desarrollar el proceso de transmisión de energía, además de contar con el recurso humano calificado cuenta con líneas de transmisión de 400 kV, 230 kV, 138 kV y de 69 kV.

Los tres primeros voltajes cumplen funciones de transmisión debido a que enlazan las plantas de generación con los grandes centros de consumo así como las importaciones-exportaciones. Por su parte las líneas de 69 kV, en su mayor parte cumplen funciones de subtransmisión y distribución.

En total se tienen 2 756 km. de líneas: 1 889 km. en 69 kV, 644 km. en 230 kV y 223 km. en 138 kV y cuenta también con 59 subestaciones de transformación: 45 de 69 kV, 8 de 230 kV y 3 de 138 kV, con una capacidad total de 2 778 MVA de transformación. En la sección de anexos, se presenta el mapa que muestra la cobertura del sistema de transporte de ETCEE-INDE en la República de Guatemala junto a las líneas de transmisión y subestaciones eléctricas que lo conforman.



### **3. ESTUDIO GEOGRÁFICO DE LAS REGIONES DONDE SE UBICAN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE**

El estudio geográfico de las regiones por donde se encuentra el Sistema Nacional Interconectado de ETCEE-INDE, es una herramienta importante para el diseño y mantenimiento de protecciones en torres y líneas de transmisión, ya que muchas de estas protecciones se ven afectadas por condiciones climatológicas como humedad, lluvia o descargas atmosféricas. Los procedimientos de mantenimiento y criterios de diseño dependen mucho también de datos topológicos como tipos de suelo, peligro de erosión, relieve y declive del terreno, etc.

#### **3.1. Importancia del estudio geográfico para aislamiento**

Los sistemas de aislamiento en líneas de transmisión comprenden principalmente dos elementos: el aire y los elementos aisladores, al ubicarse las líneas de transmisión al aire libre y cubrir, en muchos casos, cientos de kilómetros se hace necesario considerar diversos factores para un buen desempeño del aislamiento, estos factores deben tomar en cuenta los espaciamientos mínimos línea-estructura, línea-tierra y entre fases, el grado de contaminación del entorno, la cantidad de elementos aisladores a considerar y la correcta selección de estos.

El aire es sin lugar a dudas el más usado de los aislantes para líneas de transmisión de energía. Los factores que pueden influir a la rigidez dieléctrica del aire son: densidad del aire, altura sobre el nivel del mar, humedad y

presencia de partículas contaminantes, este último factor adquiere gran importancia en el diseño y mantenimiento de los elementos aisladores.

Como se verá en el próximo capítulo los aisladores suelen tener ciertas fallas debido a aspectos climatológicos, entre los que podemos mencionar descargas atmosféricas, suciedad por contaminación del ambiente, fuertes vientos, etc.

### **3.2. Importancia del estudio geográfico para puestas a tierra**

En cuanto a puesta a tierra que se le define como a la unión eléctrica de un conductor con la masa terrestre, esta unión se lleva a cabo mediante electrodos enterrados, obteniendo con ello una toma de tierra cuya resistencia de empalme depende de varios factores, tales como: superficie de los electrodos enterrados, profundidad de enterramiento, clase de terreno, humedad y temperatura del terreno, etc. en el capítulo dos de este manual se define a profundidad lo que es una puesta a tierra y sus diferentes tipos de configuraciones.

La resistividad del terreno es un dato básico e importante, el objetivo de conocerla es determinar la resistencia de la puesta a tierra de la torre o subestación eléctrica.

En general el suelo no es homogéneo, y a veces se observan estratos de distinto valor de resistividad por lo que es necesario lograr un valor (o un par de valores) representativos de estas características para los cálculos.

### **3.3. Nivel Isoceráunico**

Una subestación eléctrica es una obra de superficie relativamente pequeña, y en consecuencia el riesgo de que sea alcanzada por una descarga atmosférica también es pequeño en relación con una línea. La línea puede considerarse como una obra de gran superficie, ya que su longitud es importante aunque su ancho sea pequeño.

Se llama nivel Isoceráunico a la cantidad de tormentas eléctricas (en las que se escuchan truenos) que hay en un año. El número de tormentas eléctricas tiene indudable relación con el número de descargas que ocurren por unidad de superficie y unidad de tiempo.

Este dato permite planificar el desarrollo de nuevo proyectos, mejoramiento de instalaciones existentes y la prevención de accidentes a la hora de hacer mantenimiento de líneas aéreas debido a la cercanía de tormentas eléctricas. Como se verá en el próximo capítulo el nivel isoceráunico tiene vital importancia también en conceptos de diseño de blindaje y coordinación de aislamiento, ya que las descargas atmosféricas tienen relación con transitorios, sobretensiones en líneas de transmisión y subestaciones.

En la parte de anexos, se presentan mapas con información de la República de Guatemala en promedio anual, acerca de niveles humedad relativa, niveles isoceráunicos de días con relámpagos locales y en la lejanía, velocidad del viento y niveles isoceráunicos de días con descargas eléctricas o truenos, esta información se proporciona como se explico anteriormente con el objetivo de tener datos de los principales factores climatológicos que afectan las líneas de transmisión en cuanto a diseño y mantenimiento de aislamientos se refiere.

También en el apéndice “B” se presentan datos topográficos de los departamentos de la República de Guatemala por donde se encuentran las Líneas de Transmisión de ETCCE-INDE, los datos presentados en dichas tablas dan a conocer información de los suelos de los diferentes lugares como material madre, relieve, declive, textura, espesor, peligro de erosión, altura sobre el nivel del mar y la resistividad del terreno, toda esta información es una base muy importante para mantenimientos y diseño de redes de tierra.

#### **4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LAS FALLAS OCURRIDAS EN LOS ÚLTIMOS DOS AÑOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE INDE-ETCEE**

El equipo eléctrico de las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión está sujeto a condiciones anormales, como resultado de las descargas atmosféricas directas, las ondas de sobre tensión que viajan a través de los conductores y las fallas en el sistema; estas condiciones anormales producen sobretensiones, que pueden dar como resultado flameos en el equipo o fallas de aislamientos.

Las sobretensiones que se presentan en los sistemas eléctricos pueden ser en general de varios tipos y dentro de estos tipos, la más común y que produce los efectos más severos en la mayoría de las instalaciones, es la debida a rayo o descarga atmosférica, y es esta la razón por la que en la protección contra sobretensiones en las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión, se le da especial atención a este concepto.

Los esfuerzos dieléctricos a que se ven sometidos los aislamientos de las líneas de transmisión de un sistema eléctrico se pueden clasificar como sigue:

- Tensión de operación
- Falla por sobretensiones internas de tipo temporal
- Falla por sobretensiones internas por maniobra
- Fallas por sobretensiones externas atmosféricas



#### **4.1. Tensión de operación**

La tensión de operación de un sistema o de una línea de transmisión en particular sufre normalmente variaciones alrededor de un cierto valor, no obstante, para los propósitos del cálculo de los aislamientos, se supone que su valor es constante e igual a la tensión máxima de operación.

#### **4.2. Falla por sobretensiones temporales y de maniobra**

Este tipo de fallas se pueden presentar por desconexión de cargas de valor considerable, fallas a tierra y fenómenos de ferresonancia, generalmente son oscilaciones débilmente amortiguadas y próximas a la frecuencia nominal a 1,5 veces tensión de operación.

Se conoce como falla por maniobra o sobretensiones por maniobra a las sobretensiones de fase a tierra o fase a fase en un punto dado del sistema, debido a una operación específica de maniobra de interruptores, falla u otra causa. Tales sobretensiones tienen, por lo general, un alto amortiguamiento y corta duración.

Como se demostrará más adelante la ETCEE-INDE no ha sido víctima de este tipo de fallas durante vario tiempo, por lo que es difícil que hoy en día se presenten dichas fallas.

#### **4.3. Fallas por sobretensiones de origen atmosférico (por rayo)**

Estas fallas se deben a la incidencia de rayos sobre las líneas de transmisión son transitorios de muy corta duración fuertemente amortiguados por lo cual solo se toma la primera parte.

Los efectos que producen estas sobretensiones en los aislamientos se simulan mediante ondas de impulso normalizado de 1,2/50 microsegundos.

Como las descargas atmosféricas constituyen un fenómeno de naturaleza aleatoria en algunos parámetros como son los puntos de caída de rayos, la intensidad del rayo, ángulo de incidencia, etc., no es posible que se defina mediante un valor concreto para cualquier instalación, más bien es necesario trabajar con distribuciones probabilísticas que en una primera aproximación se consideran de distribución normal con una desviación estándar que se encuentra dentro del rango del 40% al 60% con respecto al valor medio.

Favor de agregar párrafos breves describiendo las generalices sobre los otros tipos de fallas:

- Fallas por contacto con árboles
- Fallas por incendios forestales
- Fallas por quema de caña de azúcar
- Fallas por deterioro de herrajes

Asimismo, en cada uno de los aspectos se deben indicar cuáles son las causas principales que las ocasionan e indicar en forma general cuáles son las alternativas de solución, por ejemplo para fallas por descargas electroatmosféricas las posibles soluciones para reducir la incidencia podrían ser:

- Realizar mediciones de estados de puesta a tierra
- Realizar reparaciones de puestas a tierra si las mismas están defectuosas.
- Instalar pararrayos de línea

Para el caso de árboles se podrían realizar las siguientes actividades:

- Inspecciones pedestres
- Inspecciones áreas
- Tala y poda de árboles
- Programas de optimización de podas

#### **4.4. Características principales de los rayos**

Las descargas atmosféricas que se presentan de línea a tierra son las que producen efectos de sobretensión principalmente en las líneas de transmisión, generalmente este tipo de descargas está precedida por la formación de un canal guía en el que se acumulan las cargas eléctricas que se producen por la ionización del aire. Si el espacio nube tierra se cortocircuita se presenta una corriente de neutralización de las cargas y que constituye lo que se conoce como descarga.

Dependiendo de la polaridad del centro de carga de la nube, la descarga puede ser positiva o negativa, las estadísticas indican que del 80 al 90% de los rayos son negativos. Por el sentido de avance del canal de guía, cuando éste va de nube a tierra se denomina rayo descendente y cuando va al contrario se llama rayo ascendente.

Los rayos positivos están formados por lo general por una descarga única y su corriente tiene una duración del frente de onda de 20 a 50 microsegundos con una amplitud que según mediciones que se han hecho puede llegar a ser hasta de 100 kA; en cambio un rayo de polaridad negativa está formado normalmente por varias descargas sucesivas con una duración del frente de onda para la primera de ellas de 10 a 15 microsegundos y con una amplitud que

normalmente es menor que la que se alcanza con los rayos de polaridad positiva.

#### **4.5. El mecanismo de impacto del rayo en las líneas de transmisión**

Actualmente, aún cuando existen distintas teorías y estudios respecto al mecanismo de las descargas atmosféricas sobre líneas de transmisión, el llamado modelo electrogeométrico continua siendo la técnica más aceptada para estos estudios, con la observación de que los resultados obtenidos resultan ser en términos generales optimistas.

El modelo electrogeométrico para analizar el mecanismo del impacto del rayo en las líneas de transmisión se basa en las siguientes hipótesis:

- La descarga atmosférica (rayo) está precedida de la formación de un canal guía conductor que cuando alcanza la tierra da paso a la descarga del rayo propiamente.
- La magnitud de la corriente del rayo es proporcional a la tensión del canal guía previo a la descarga.
- En su trayectoria a tierra el canal guía brinca hacia aquel objeto que está a una distancia de la punta del canal guía igual a un valor que depende del potencial del canal y consecuentemente de la intensidad de la descarga a que da lugar.

Para tomar en consideración la diferencia existente en la magnitud de la corriente del rayo cuando cae sobre un conductor de fase o sobre el terreno y que se considera del 10% mayor. En el caso del impacto del rayo sobre una

línea de transmisión se puede presentar la descarga sobre un conductor de fase y haber un rompimiento dieléctrico entre el conductor y la estructura o bien en la estructura y el conductor de guarda.

#### **4.5.1. Caída de rayos sobre los conductores de fase**

Un rayo puede incidir sobre un conductor de fase porque no exista blindaje en la línea o bien porque el blindaje sea deficiente; cuando ocurre esto se originan ondas de corriente que viajan en direcciones opuestas y de valor igual a  $I/2$  produciendo las ondas de tensión.

Si esta tensión es mayor que la de ruptura dieléctrica del aislamiento conductor-estructura se produce la falla probablemente en las dos estructuras más próximas al punto de incidencia del rayo, produciéndose las ondas cortadas que viajan a lo largo de la línea hasta las subestaciones extremas.

#### **4.5.2. Caída de los rayos sobre las estructuras (torres)**

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 de la torre-cables de guarda para la onda de rayo correspondiente.

Para una impedancia característica de la torre  $Z_T$ , el voltaje en la parte superior de la misma se puede calcular en una forma muy simplificada como una primera aproximación como:

$$V_T = Z_T \times I$$

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 dieléctrica resistente (expresada como el nivel básico de aislamiento al impulso) entonces se presenta lo que se conoce como el flameo inverso.

Desde luego que está implícito el problema de obtener un baja resistencia al pie de la torre que para las ondas de impulso que tienen un frente escarpado, es difícil obtener valores inferiores a 10 ohms, por lo que se toma en consideración las curvas de distribución de corrientes del rayo la probabilidad de flameo inverso puede ser elevada para líneas de 115, 138, y 161 kV y menor para líneas de 400 kV debido a que en estas últimas es mayor la distancia conductor-estructura.

#### **4.5.3. Caída de rayos sobre los cables de guarda**

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

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 ( $Z_g$ ).

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

#### **4.6. Fallas en líneas de transmisión de ETCEE-INDE**

Después de haber analizado los diferentes tipos de fallas que ocurren en líneas de transmisión, se procede a analizar los diferentes motivos de fallas dentro del sistema de ETCEE-INDE.

Para ello se ha tomado de la base de datos del departamento de estadística de ETCEE-INDE, las fallas ocurridas a partir del año 2004 al 2006, en dicha base de datos se encuentra información como: fecha, hora de inicio, hora final, subestación y línea de transmisión de cuando y donde ocurrió la falla. Además se encuentra el voltaje de línea, el tipo de operación para la protección del sistema y los motivos por los cuales se produjo la falla.

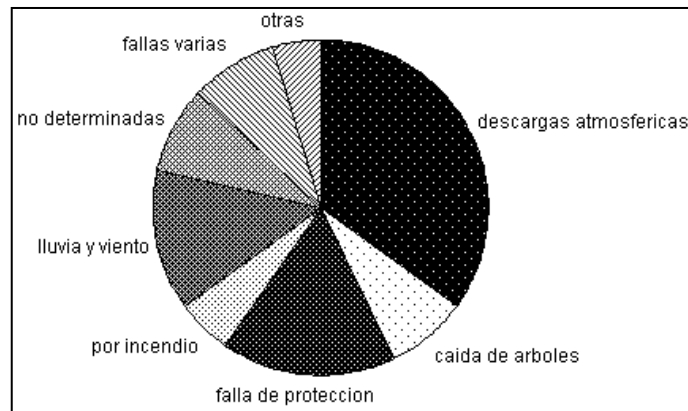
Este último dato de suma importancia para el objetivo de este capítulo que es el de dar a conocer los motivos por los cuales son importantes los mantenimientos en líneas de transmisión.

En los reportes obtenidos se encuentran diferentes motivos, entre ellos: descargas atmosféricas, caída de árboles, incendios, lluvias, fuertes vientos, corto circuito provocado por aves, puentes rotos, etc. Estas causas se pueden considerar de tipo externas donde las líneas de transmisión son afectadas por razones ajenas al sistema.

Se tienen también como fallas tipo internas, motivos como: falla en coordinación de protección, falla a tierra, falla por riego, por automotor, y por oscilación de potencia. Dentro de este tipo de fallas se encuentran motivos como fallas en equipos como el interruptor, cable de guarda, aislamientos, estructuras, pararrayos, etc. este tipo de fallas son provocadas por falta y durante el mantenimiento del equipo.

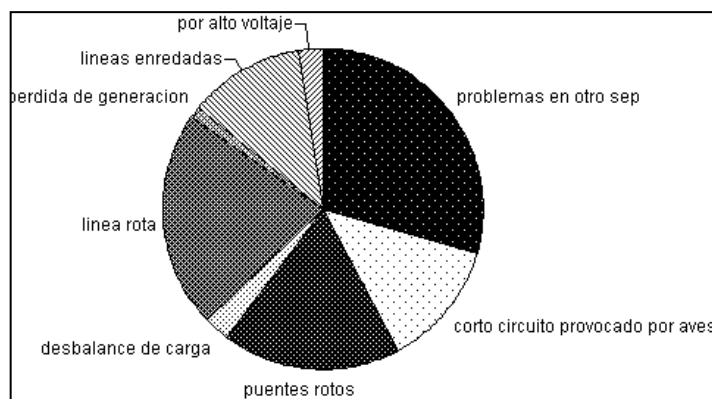
Después de haber realizado cálculos estadísticos basados en la base de datos proporcionada, se presentan a continuación las gráficas que muestran los porcentajes de los diferentes motivos de fallas

Figura 10. **Causas de fallas en líneas de transmisión 2004-2006**



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Reporte de mantenimientos 2007*. p. 25.

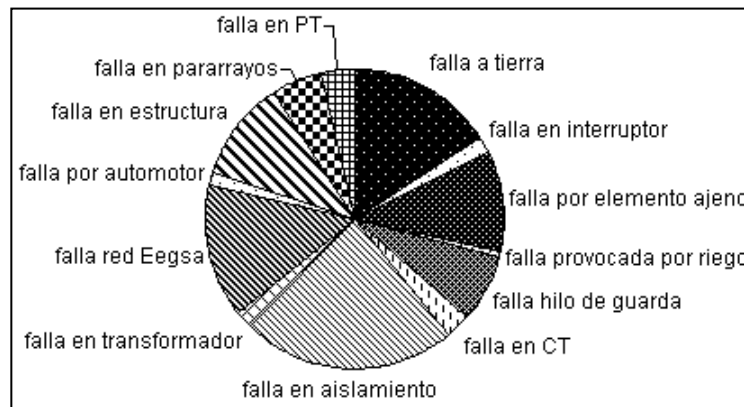
Figura 11. **Otras causas de fallas en líneas de transmisión 2004-2006**



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Reporte de mantenimientos 2007*. p. 25.



Figura 12. **Fallas varias en líneas de transmisión 2004-2006**



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Reporte de mantenimientos 2007*. p. 25.

Se tiene que tomar en cuenta que la falta de mantenimiento forma parte de las causas mostradas anteriormente, ya que los mantenimientos como en aislamientos evitan que estos se llenen de suciedad y contaminación que son las razones principales por las cuales se llegan a tener fallas en los mismos. Otro de los diferentes motivos de falla es la falta de corte de brecha, su respectivo mantenimiento evita la caída de árboles y ramas sobre los conductores de fase, así como las anteriores fallas existen varios motivos que se suelen dar falla por la falta de mantenimiento en equipos.

La falla en equipos en líneas de transmisión no se debe completamente a la falta de mantenimiento. El equipo de aislamiento suele tener daños como fisuras, quebraduras o daño en sus herrajes tras tormentas eléctricas, estos son daños que provocan la falla en los aisladores y por consecuencia en la línea, en pararrayos por ejemplo, se da la falla que por motivo de fuertes vientos su conexión a fase se llega a romper por lo cual no cumple con su función al momento de presentarse una sobretensión lo cual es motivo de falla en línea.

## **5. PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS PREDICTIVOS**

En el presente apartado, se hará referencia a los procedimientos necesarios para realizar los mantenimientos predictivos en las líneas de transmisión, especificando para cada caso la actividad a realizar.

### **5.1. Inspecciones pedestres**

Las inspecciones pedestres se llevan a cabo mediante caminatas a lo largo del tramo de línea en donde se realiza el mantenimiento, en estas caminatas se verifica el estado de los diferentes componentes de la línea en forma visual (a simple vista u otros medios visuales), para realizar dicha inspección, se debe de contar como mínimo con dos personas para cada tramo a inspeccionar. A continuación se presentan los procedimientos para inspeccionar en los diferentes elementos de una línea de transmisión.

#### **5.1.1. Conductor de fase**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo del conductor de fase de una línea de transmisión son:

- Estado físico del conductor: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el estado de los conductores, con relación a hilos rotos y altas corrosiones, especialmente en las zonas cercanas a empalmes y grapas de remate, suspensión y/o amortiguadores.

- Verificación de la nivelación del conductor: comprobar visualmente, con pértiga aislada de medida, teodolito u otros medios, en los conductores, la diferencia de las flechas (combas) de una fase respecto a la otra, no sobrepasa los valores normales.

Se considerará normal y aceptable una diferencia de flecha, no mayor a 40 centímetros siempre y cuando la distancia de seguridad del conductor al suelo esté dentro del límite permitido.

- Protector preformado (roto, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado del protector preformado del conductor, con relación a deformaciones en le trenzado, rotura de los hilos con énfasis, especialmente en la zona cercana a la grapa.
- Amortiguador de conductor de fase (roto, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado de los antivibradores o amortiguadores del conductor, con relación a rotura o falta de ellos con énfasis, especialmente para verificar si las vibraciones del conductor se transmiten en la zona cercana a la grapa.
- Contrapesos (rotos, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado de los contrapesos del conductor, con relación a rotura o falta de ellos con énfasis, especialmente para verificar si ejerce correctamente su función de mantener el conductor en el punto deseado y si la distancia de seguridad se conserva adecuadamente.
- Distancias verticales mínimas entre cruzamientos de conductores: comprobar mediante teodolito, equipo de medición digital, pértiga aislada telescópica de medida u otros medios, la distancia entre cruzamientos de

conductores de con líneas primarias, secundarias cable telefónico, tirantes, etc.

Las distancias medidas, no deberán ser menores a los valores que se indican en la sección de anexos denominada, distancias de seguridad NTDOID

- Distancia de conductores a edificios: comprobar mediante teodolito, equipo de medición digital, pértiga aislada telescópica de medida u otros medios, la distancia del conductor más cercano a edificios, techos, balcones, ventanas, rótulos y en general partes fijas o móviles. Las distancias medidas, no deberán ser menores a los valores que se indican en la sección de anexos denominada, distancias de seguridad NTDOID.
- Distancia del conductor al suelo: comprobar mediante teodolito, equipo de medición digital, pértiga aislada telescópica de medida u otros medios, la distancia de los conductores al suelo, en la posición más cercana y en las condiciones más desfavorables, flecha (comba) máxima. Las distancias medidas en las condiciones anteriores, no deberán ser menores a los valores que se indican en la sección de anexos denominada, distancias de seguridad NTDOID.
- Estado de los puentes de los conductores de la línea: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el estado de los puentes en cruces de líneas, en lo referente a rotura de hilos o corrosiones.
- Longitud de puentes en cruces de líneas: comprobar visualmente que la longitud de los puentes de las líneas, sea lo suficientemente amplia y la conformación sea la adecuada, como para poder cortar y realizar un

empalme sin necesidad de cambiarlo, y que esta dentro de lo permitido por las distancias mínimas de seguridad, fase a tierra o entre líneas.

- Revisión del derecho de vía: se medirá con cinta métrica o cualquier otro aparato de medida, la distancia correspondiente al derecho de vía, cuando los cables de fase, cuelgan de la estructura; así como, el crecimiento de la vegetación o construcciones desde el centro de la estructura.

En ETCEE-INDE los derechos de vía se encuentran de la siguiente manera: Para la línea de 69 kV, es de 25 metros (desde el centro de la estructura, 12.5 metros para cada lado). Para la línea de 138 kV, es de 30 metros (desde el centro de la estructura, 15 metros para cada lado). Y para la línea de 230 kV, es de 40 metros (desde el centro de la estructura, 20 metros para cada lado).

- Paso de la línea por piscinas, centros deportivos, parques y gasolineras: comprobar que los conductores del tramo, no sobrevuelan piscinas, campos deportivos, parques o gasolineras.

### **5.1.2. Hilo de guarda**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo del hilo de guarda de una línea de transmisión son:

- Estado físico del cable de guarda: observar con larga vistas u otros medios visuales, el estado del cable de guarda, con relación a deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis,

especialmente en las zonas cercanas a empalmes y grapas de suspensión y/o remate.

- Cable de guarda fuera de su lugar: observar mediante largavistas, teodolito u otros medios visuales, que el estado del cable de guarda por causa de defecto de la bayoneta o grapa, esté situado fuera de su lugar y no tenga ángulo de blindaje adecuado, y que excede los 26 °.
- Verificación de la nivelación del cable de guarda: comprobar con largavistas u otros medios visuales, que la diferencia de la flecha del cable de guarda, con respecto a la flecha de los conductores de las fases, no sobrepasa los valores normales.
- Amortiguador del hilo de guarda (roto, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado de los antivibradores o amortiguadores del hilo de guarda, con relación a rotura o falta de ellos con énfasis, especialmente para verificar si las vibraciones del conductor se transmiten en la zona cercana a la grapa.
- Estado de las grapas para cable de guarda: observar con largavistas u otros medios visuales, si es necesario, la grapa en tangente o en ángulo, para línea de guarda, si presenta alto grado de oxidación, pérdida del galvanizado o dobladura, flojedad en los tornillos, etc.

### **5.1.3. Puesta a tierra**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de la puesta a tierra de una línea de transmisión son:

- Estado de las conexiones de bajada a tierra: comprobar con largavistas u otros medios visuales, el estado de las conexiones de los cables de bajada a tierra, con el hilo del cable de guarda, con relación a conectores con alta corrosión, etc.
- Estado físico del cable de bajadas a tierra: observar con largavistas u otros medios visuales donde sea posible, el estado del cable de las bajadas a tierra, con relación a deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis, especialmente en las zonas cercanas a empalmes en el punto de ensamble de los postes de concreto.
- Existencia de varilla de tierra, contra antenas: observar al pie de la estructura, y se excavará si es necesario al pie de la estructura para localizar la varilla de puesta a tierra o contraantenas, el estado de las conexiones del cable de bajada a la varilla de tierra, con relación a corrosión, oxidación, flojedad; así como, carencia de la misma.
- Medición de resistencia en puesta a tierra: se medirá con MEGGER de tierra del tipo varilla o de gancho, la resistencia de la varilla de puesta a tierra, la cual se deberá efectuar de preferencia cuando el suelo se encuentre seco. La lectura no deberá ser mayor de 10 ohmios, de modo que la corriente producida por descargas electroatmosféricas sea drenada hacia el suelo efectivamente y no se produzcan flameos en los aisladores.

#### **5.1.4. Vano**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo del vano de una línea de transmisión son:

- **Objetos extraños en conductor o aislador del vano:** comprobar con largavistas u otros medios visuales, si existe algún objeto extraño en el conductor y/o aislador del vano como: alambres, barriletes, cintas, etc., que puedan presentar peligro para el buen funcionamiento de la línea, el personal o para el sistema.
- **Marcador de líneas:** comprobar con largavistas u otros medios visuales, si existe marcador de línea en los tramos que se encuentran cercanos a pistas de aterrizaje, aeropuertos, etc., que puedan presentar peligro para la navegación aérea y riesgo para el sistema.
- **Estado de las reparaciones en el vano:** observar con largavistas u otro medio visual, si es necesario, si las reparaciones o empalmes de los conductores del vano, presentan dobladuras o roturas que reduzca su capacidad mecánica, impidiéndoles cumplir su misión con seguridad.
- **Reparaciones inadecuadas:** comprobar con largavistas u otro medio visual, si los empalmes de conductores de fase del vano, son los adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, de modo que aseguren su continuidad mecánica y eléctrica.



- Cantidad de empalmes en vano: comprobar que el número de empalmes en los conductores del vano, no sobrepasen los indicados en la siguiente tabla.

Tabla I. **Número de empalmes en los conductores del vano (inspecciones pedestres)**

DESCRIPCIÓN	No. EMPALMES / FASE
Líneas con o sin cruzamientos a otras líneas.	> 2
Líneas con cruzamientos a líneas telefónicas, caminos vecinales.	>2
Resto de cruzamientos	>2
Zonas de arbolado	>2
Zonas urbanas, edificios, construcciones y terrenos	>1

Fuente: Iberdrola, *Mantenimientos predictivos líneas de alta tensión*. p. 16.

### 5.1.5. Estructuras

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de las estructuras de una línea de transmisión son:

- Acceso a la estructura: observar que el crecimiento de malezas (no necesariamente árboles) cerca de postes, torres, anclas, etc., sea considerablemente grande, como para perjudicar el acceso al personal (tener que hacer brecha), para realización de maniobras o reparaciones en las líneas.
- Objeto extraño en estructura: comprobar si existe algún objeto extraño en la estructura, revisando en el tramo objetos tales como: mantas, rótulos,

señales de tránsito, cables de señal de televisión, etc., que puedan presentar peligro para el personal o para el sistema.

- Cruceros de hierro para estructuras tipo “H”: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, toda la superficie exterior del crucero de hierro galvanizado, con mayor detenimiento en las zonas de soporte, si presenta alto grado de oxidación, pérdida de galvanizado o dobladura.
- Estado físico de las estructuras de concreto: observar toda la superficie de la estructura (poste), comprobando si existen grietas, roturas y/o desconchamientos del concreto que presupongan un próximo afloramiento del hierro (o penetración de agua hasta él o la existencia propia del afloramiento parcial de varillas y en qué grado, parcial o total).
- Estructura de concreto desplomada: observar y se medir con clinómetro o plomada que la estructura de concreto (poste) mantenga su posición y que no esté desplomada un ángulo mayor de  $2^{\circ}$ , con respecto a la vertical en cualquier dirección.
- Estado físico de la estructura de madera: observar si la estructura de madera (poste) está roto o si las eventuales grietas longitudinales y transversales, sobrepasan los valores normales. Asimismo, comprobar la pérdida de sección, tanto interna como externa del poste de madera, debido a causas tales como: pudrición, carcoma, ataques por insectos, hongos, aves, quemaduras, etc., que hubieran alterado física y químicamente la madera y que presenten riesgo de desplomarse o caída del mismo. El proceso para esta comprobación, es el siguiente:

- Revisar virtualmente toda la superficie exterior del poste, con un mayor detenimiento de las zonas cercanas a la línea de tierra, ( $\pm$  20 cms.) e incluso excavando un poco la tierra, comprobando la pudrición externa y otro tipo de disminución de la sección empotrada del poste. Si se observa pudrición o la pérdida de sección, por causas mecánicas superior al 20%, el poste se considera en mal estado.
- Si el poste de madera está empotrado en banquetas de concreto, se debe verificar si presenta algún indicio de anomalía, sobre el nivel de la banqueta que de sospechas de mal estado debajo del cemento, se debe realizar la inspección respectiva mencionada en el párrafo anterior.
- Golpear con un trozo de madera toda la superficie del poste, hasta una altura aproximada de 2 mts., por encima del suelo, identificado el sonido emitido. Si el sonido es sordo, la madera está en condiciones deficientes, en caso contrario la madera se considera sana.
- Estructura de madera desplomada: observar y se medirá con clinómetro que la estructura de madera (poste), mantenga su posición y que no esté desplomado un ángulo mayor de  $20^\circ$ , con respecto a la vertical, en cualquier dirección.
- Estado físico de la estructura metálica: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, la estructura metálica (poste), si presenta algún grado de oxidación, desplome pérdida del galvanizado, dobladura que reduzcan sus características mecánicas.

- Estructura metálica desplomada: observar y se medirá con clinómetro o plomada que la estructura metálica (poste), mantenga su posición y que no esté desplomado un ángulo mayor de  $2^{\circ}$ , con respecto a la vertical en cualquier dirección.
- Pernos de anclaje de las estructuras metálicas: observar el estado de los pernos de anclaje, tuercas, arandelas de presión de la cimentación, si presenta oxidación, corrosión, que representan riesgo de desplomarse o caída de la estructura.
- Brazos metálicos para estructura: observar que los brazos para soporte de las cadenas de aisladores de las estructuras metálicas (poste), si presenta dobladuras, rajaduras, oxidación, corrosión, o roturas que representen riesgo de caída del conductor.
- Estado físico de las estructuras: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, las estructuras (torres), si presenta alto grado de oxidación, desplome, pérdida del galvanizado, flojedad, hembras rotas o falta de ellas, dobladura que reduzcan sus características mecánicas.
- Estructuras desplomadas: observar y se medir con clinómetro que las estructuras (torres), mantengan su posición y que no estén desplomadas un ángulo mayor de  $20^{\circ}$ , con respecto a la vertical en cualquier dirección.
- Numeración de estructuras: observar que las estructuras estén debidamente identificadas y que la numeración sea completamente legible.

- Ubicación de la estructura: observar la ubicación de las estructuras para determinar si por alguna razón (ampliación de carretera, camino, etc.), alguna estructura se encuentra localizada en un lugar donde pueda ofrecer peligro a los automovilistas, sea un obstáculo o que ponga en riesgo el sistema.
- Estructuras con abejas: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si hay presencia de abejas en panal (postes de madera y torres) o dentro de las estructuras de concreto para proceder a su tratamiento y eliminar el riesgo para el personal que necesite ejecutar alguna maniobra en los mismos.
- Estado del terreno de la estructura: observar el estado del terreno en donde se encuentra la estructura, para determinar si por alguna razón (ampliación de carretera, camino, cruce de ríos, lluvias, derrumbes, etc.), se encuentre inundado, agrietado o socavado y no pueda realizar su función con seguridad, de tal manera que sea necesaria su reparación.
- Estado de la cimentación de la estructura: observar el estado de la base de la estructura, para determinar si por alguna razón (cercanía a laderas, ampliación de carretera, cruce de ríos, lluvias, posibles derrumbes de taludes, etc.), se encuentre agrietada y no pueda realizar su función con seguridad, de tal manera que sea necesaria su reparación.

#### **5.1.6. Brecha**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de la brecha de una línea de transmisión son:

- Verificación del estado de la brecha: observar que el crecimiento de malezas (no necesariamente árboles) cerca de los conductores, no alcancen a cubrir las distancias mínimas establecidas, ya sea por la topografía del suelo o por existencia de arbustos en muros paralelos a las líneas, que representen riesgo de contacto con cables energizados.
- Verificar distancia de la brecha al conductor: observar que la distancia de la vegetación al conductor de fase más cercana en sus diferentes posiciones (arriba, al lado, debajo de y a través de) sea conforme al derecho de vía, por lo que cualquier obstáculo (arbustos, ramas enredaderas u otros) dentro de dicha distancia, deberá ser retirada. Además observar si las ramas cercanas a los conductores presentan quemaduras, un notorio cambio de coloración de las hojas o daño que indique que el conductor ha estado en contacto con las ramas, debido a oscilaciones provocadas por el viento o al incremento de peso, debido al rebrote de follaje.
- Tala de árboles debajo del conductor: cuando se observen árboles debajo de las líneas y que su crecimiento afecte o amenace con interferir en las mismas, se recomendará la tala del mismo, tomando en cuenta la inaccesibilidad del área urbana en donde se facilite el manejo de la vegetación en una forma más constante.
- Crecimiento de enredaderas en estructuras y retenidas: observar el crecimiento de plantas de hábito trepador, cerca de postes, retenidas, anclas y/o otros que sirvan de sostén para que la vegetación que dichas plantas no alcancen, las líneas aéreas.

### **5.1.7. Aisladores**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de los aisladores de una línea de transmisión son:

- Aisladores con alta contaminación: observar por medios visuales, el grado de contaminación de los aisladores tipo poste o cadena, teniendo en cuenta, si el material contaminante depositado, reduce en condiciones de humedad, sus características aislantes o que presente flameos o chisporroteos principalmente en horas de la noche o la madrugada.
- Estado de las grapas de suspensión para aisladores: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, el estado de las grapas de suspensión para aislador tipo poste o cadena, comprobando si presenta dobleces o roturas, corrosión avanzada, falta de pasadores de seguridad, tornillos, tuercas y arandelas de presión, que reduzcan su resistencia mecánica.
- Flameo o rotura de aisladores: observar con largavistas u otros medios visuales, los posibles flameos, roturas o grietas en la superficie de los aisladores tipo poste y/o cadena que pueda dar indicio que el aislador puede fallar en condiciones de humedad.
- Anillos corona en mal estado: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si los anillos para distribución uniforme del campo eléctrico y/o efecto corona, presentan alto grado de corrosión, rotura o inexistencia de los mismos.

- Aisladores de discos de remate con alta contaminación: Observar mediante largavistas u otros medios visuales, el grado de contaminación de la cadena de aisladores de porcelana o epóxicos, teniendo en cuenta si la contaminación es muy notoria, si presenta chisporroteo especialmente durante las horas de la noche y madrugada cuando hay presencia de humedad y que puede reducir sus características aislantes.
- Estado de las grapas en las cadenas de aisladores: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, el estado de las grapas de remate o de suspensión de las cadenas de aisladores, si presenta dobleces o roturas, corrosión avanzada, falta de pasadores de seguridad, tornillos, tuercas y arandelas de presión, que reduzcan su resistencia mecánica.
- Estado de los discos de las cadenas de aisladores: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si las cadenas de remate o de suspensión, presentan alto grado de contaminación, desgaste, rajaduras, flameado parcial o totalmente destruido, que les impida cumplir su función aislante con seguridad.
- Soporte de extensión para aislador tipo poste: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, el soporte de extensión para aislador tipo poste, si presenta alto grado de oxidación, pérdida del galvanizado o dobladura, flojedad en los tornillos, etc.



### **5.1.8. Herrajes**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de los herrajes de una línea de transmisión son:

- Estado físico de los herrajes: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, el estado de los herrajes, si presentan alto grado de oxidación, corrosión, pérdida del galvanizado, flojedad, dobladura en abrazaderas, tonillos, arandelas, hembras de extensión, eslabones, pasadores, bayonetas, etc.
- Conectores tipo “T”, paletas y carritos: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el estado de los conectores tipo “T”, paletas y grapas en los cruces de líneas, en lo referente a corrosión, deformación, contaminación, flojedad, etc.

### **5.1.9. Retenidas**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de las retenidas de una línea de transmisión son:

- Estado físico de la retenida para anclaje: observar si el anclaje de la retenida entre estructuras y entre estructura al suelo se encuentra: movido, flojo, desalineado, reventado, no existe, deformaciones en el trenzado, rotura de hilos, corrosiones y abombamientos, deteniéndose especialmente en las zonas cercanas al remate preformado, prensas triples, al extremo “ojo” de la varilla para anclaje, etc., de manera que

reduzca su resistencia mecánica o que no le permita realizar su función con seguridad.

- Estado físico del poste de concreto para retenida: observar toda la superficie del poste para retenida, comprobando si existen grietas, roturas y/o desconchamientos del concreto que presupongan un próximo afloramiento del hierro (o penetración del agua hasta él), desplome o la existencia propia del afloramiento parcial de varillas y en que grado (parcial o total).
- Estado de los herrajes de la retenida: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si los herrajes de los anclajes de la propia retenida o los del aislador de tracción, si lo tuviese; así como: abrazaderas, remates preformados, seguros, tornillos de máquina, dedos galvanizados, prensas triples, etc., se encuentren deteriorados por contaminación avanzada, corrosión o rotos que reduzcan sus características mecánicas y no les permita realizar su función con seguridad, de tal manera que sea necesaria su sustitución.
- Estado del protector de la retenida: observar las retenidas que estén mal ubicadas en banquetas o calles y ofrezcan peligro de lesión a las personas o riesgo de daños a vehículos y por consiguiente daños a la red, principalmente en horas de la noche si cuentan con la protección respectiva (protección reflectiva de PVC) o si ésta se encuentra rota, fuera de su lugar, etc., que no le permita realizar su función de precaución. Asimismo, comprobar con cinta métrica u otros medios que la protección cubre a la retenida hasta una altura igual o superior a 2 mts. sobre el terreno.

- Tensado del cable de la retenida: observar el tensado de la retenida, ejerciendo un pequeño esfuerzo sobre le mismo, si fuera necesario.
- Ubicación de la retenida: observar si la retenida está ubicada en propiedad privada, fuera del ángulo de calles donde represente riesgo de choque por vehículos o que propicie un posible accidente.
- Estado de la varilla de anclaje: observar si la varilla de anclaje de uno o dos ojos, se encuentra deteriorada por contaminación avanzada, corrosión galvánica, rota o doblada, que reduzcan sus características mecánicas y no les permita realizar su función con seguridad, de tal manera que sea necesaria su sustitución. Asimismo, comprobar con cinta métrica que la longitud de la varilla, no esté salida más de 3 pies del suelo.

#### **5.1.10. Interruptores de aire**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de los interruptores de aire de una línea de transmisión son:

- Aislamiento de interruptores de aire: observar mediante largavistas u otros medio visuales, el grado de contaminación de los aisladores de los interruptores de aire, para 69 kV, teniendo en cuenta si el material contaminante depositado, reduce en condiciones de humedad sus características aislantes.
- Flameo o rotura de aisladores del interruptor de aire: observar con largavistas u otros medios visuales, los posibles flameos, roturas o

grietas en la superficie de los aisladores del interruptor de aire, para líneas de transmisión.

- Estado físico del candado de la manivela de accionamiento de los interruptores de aire: observar el grado de contaminación de los candados del mecanismo de accionamiento de los interruptores de aire, teniendo en cuenta si el estado de los mismos, no permite realizar su operación normal de abrir y cerrar o si los registros son distintos a los utilizados en la respectiva empresa.
- Estado de las conexiones del Interruptor de aire: observar mediante largavistas u otro medio visual, el estado de los conectores tipo “T” y las paletas, en el interruptor de aire, en lo referente a corrosión, deformación, contaminación, flojedad, etc.
- Estado del mecanismo de accionamiento del interruptor de aire: observar mediante largavistas u otro medio visual, el estado de los tubos del accionamiento del mecanismo de maniobra del interruptor de aire, sus coplas, manivela, gonces, etc., en lo referente a corrosión, deformación, contaminación, flojedad, etc.; así como, el estado de la varilla de fibra de vidrio que le impida al personal realizar maniobras con seguridad y rapidez.
- Montura de interruptor de aire oxidada y/o doblada: observar con largavistas u otros medio visuales si es necesario, toda la montura del interruptor de aire, si presenta alto grado de oxidación, pérdida del galvanizado o dobladura, flojedad en los tornillos, etc.

- Numeración de interruptores de aire kpf: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, si los interruptores de aire cuentan con su respectiva numeración, si es legible o presenta algún deterioro que no le permita realizar su función de información.
- Recibidores de interruptores de aire: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, los recibidores de los interruptores de aire, si presenta alto grado de oxidación, dobladura, flojedad en los tornillos, etc.
- Tubos de barras eléctricas del interruptor de aire: observar mediante largavistas u otro medio visual, el estado del tubo de las barras eléctricas del interruptor de aire, en lo referente a corrosión, deformación, contaminación, flojedad, etc.; así como del cable que lo acompaña para su mejor conductividad.
- Estado de los puentes del conductor hacia terminales del interruptor de aire: observar mediante largavistas u otro medio visual, el estado de los puentes del conductor hacia las terminales del interruptor de aire, en lo referente a rotura de hilos o corrosiones.
- Longitud de puentes del conductor hacia terminales del interruptor de aire: comprobar visualmente que la longitud de los puentes del conductor hacia las terminales del interruptor de aire, sea lo suficientemente amplia y la conformación sea la adecuada, como para poder cortar y volver a empalmar sin necesidad de cambiarlo.
- Estado de las varillas de interrupción rápida del interruptor de aire: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, el

estado de las varillas de interrupción rápida de los interruptores de aire, si presenta alto grado de oxidación, dobladura, flojedad en los tornillos, etc.

- Estado del dispositivo rompecarga del interruptor de aire: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, el dispositivo de rompecarga (si el interruptor de aire, cuenta con este sistema), de los interruptores de aire, se presenta alto grado de oxidación, dobladura, flojedad en los tornillos, cámara de extinción, etc.

#### **5.1.11. Pararrayos**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar el mantenimiento predictivo de los pararrayos de una línea de transmisión son:

- Conexiones de pararrayos: se examinará con largavistas u otros medios visuales si es necesario, las conexiones de los pararrayos instalados en líneas de transmisión, tanto en el lado de alta tensión como en el lado de conexión a tierra para determinar si cumplen con su función de protección.
- Flameo o rotura de los pararrayos: observar mediante largavistas u otros medios visuales, los posibles flameos, rotura o grietas en la superficie de los pararrayos.
- Montura de pararrayos (oxidada y/o doblada): observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, toda la montadura del pararrayos instalados en líneas de transmisión, si presenta alto grado

de oxidación, pérdida del galvanizado o dobladura, flojedad en los tornillos, etc.

## **5.2. Inspecciones aéreas**

Las inspecciones aéreas son realizadas por medio de transporte aéreo (helicóptero o avioneta), en las cuales se tienen los mismos principios que las inspecciones pedestres. La diferencia de este tipo de revisiones con respecto a las revisiones pedestres, es el ángulo de visión, ya que el punto de inspección se encuentra por encima de los tramos a revisar y esto es una ayuda para cubrir puntos que no son cubiertos por las inspecciones pedestres. Unas de las ventajas más importantes de las inspecciones aéreas son: la de cubrir mayor cantidad de kilómetros en un tiempo relativamente corto, y la de inspeccionar tramos en donde es muy difícil realizar las inspecciones pedestres debido a lo inaccesible de los terrenos.

Como desventaja de las inspecciones aéreas se tiene la dificultad de ubicar fallas a detalle, debido al corto tiempo disponible en un punto en específico del tramo.

Para contrarrestar este tipo de problema se puede usar como ayuda la toma de video, este tipo de ayuda se utiliza para realizar una inspección más minuciosa del tramo. A continuación se describen los diferentes aspectos que se deben de tomar en cuenta al realizar las inspecciones aéreas en los dispositivos de las líneas de transmisión.

### **5.2.1. Conductor de fase**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas del conductor de fase de una línea de transmisión son:

- Estado físico del conductor: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el estado de los conductores, con relación a hilos rotos y altas corrosiones, especialmente en las zonas cercanas a empalmes y grapas de remate, suspensión y/o amortiguadores.
- Verificación de la nivelación del conductor: comprobar visualmente, en los conductores, la diferencia de las flechas (combas) de una fase respecto a la otra, no sobrepasa los valores normales.
- Protector preformado (roto, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado del protector preformado del conductor, con relación a deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis, especialmente en la zona cercana a la grapa.
- Amortiguador de conductor de fase (roto, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado de los antivibradores o amortiguadores del conductor, con relación a rotura o falta de ellos con énfasis, especialmente para verificar si las vibraciones del conductor se transmiten en la zona cercana a la grapa.
- Contrapesos (rotos, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado de los contrapesos del conductor, con relación a rotura o falta de ellos con énfasis, especialmente para verificar si ejerce



correctamente su función de mantener el conductor en el punto deseado y si la distancia de seguridad se conserva adecuadamente.

- Distancias verticales mínimas entre cruzamientos de conductores: comprobar visualmente que la distancia de los conductores de fase con otras líneas no sobrepasan las distancias normales.
- Distancia de conductores a edificios: comprobar visualmente, la distancia del conductor más cercano a edificios, techos, balcones, ventanas, viviendas o edificaciones en construcción, rótulos y en general partes fijas o móviles.
- Distancia del conductor al suelo: comprobar visualmente, que la distancia de los conductores al suelo no deben de estar fuera de las distancias normales.
- Estado de los puentes de los conductores de la línea: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el estado de los puentes en cruces de líneas, en lo referente a rotura de hilos o altas corrosiones.
- Revisión del derecho de vía: comprobar visualmente, la distancia correspondiente al derecho de vía, así como, el crecimiento de la vegetación o construcciones desde el centro de la estructura.
- Paso de la línea por piscinas, centros deportivos, parques y gasolineras: comprobar que los conductores, no sobrevuelan piscinas, campos deportivos, parques o gasolineras.

### **5.2.2. Hilo de guarda**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas del hilo de guarda de una línea de transmisión son:

- Estado físico del cable de guarda: observar con larga vistas u otros medios visuales, el estado del cable de guarda, con relación a deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis, especialmente en las zonas cercanas a empalmes y grapas de suspensión y/o remate.
- Cable de guarda fuera de su lugar: observar mediante largavistas, u otros medios visuales, el estado del cable de guarda, que por causa de defecto de la bayoneta o grapa, esté situado fuera de su lugar y se encuentre fuera del ángulo de blindaje.
- Verificación de la nivelación del cable de guarda: comprobar con largavistas u otros medios visuales, que la diferencia de la flecha del cable de guarda, con respecto a la flecha de los conductores de las fases, no sobrepasa los valores normales.
- Amortiguador del hilo de guarda (roto, deshilado, etc.): observar con largavistas u otros medios visuales, el estado de los antivibradores o amortiguadores del hilo de guarda, con relación a rotura o falta de ellos.
- Estado de las grapas para cable de guarda: observar con largavistas u otros medios visuales, si es necesario, la grapa en tangente o en ángulo, para línea de guarda, si presenta alto grado de oxidación o dobladura.

### **5.2.3. Puesta a tierra**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de la puesta a tierra de una línea de transmisión son:

- Estado de las conexiones de bajada a tierra: comprobar con largavistas u otros medios visuales, el estado de las conexiones de los cables de bajada a tierra, con el hilo del cable de guarda, con relación a conectores con alta corrosión, etc.
- Estado físico del cable de bajadas a tierra: observar con largavistas u otros medios visuales donde sea posible, el estado del cable de las bajadas a tierra, con relación a deformaciones en el trenzado, rotura de los hilos con énfasis, especialmente en las zonas cercanas a empalmes en el punto de ensamble con las estructuras.

### **5.2.4. Vano**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas del vano de una línea de transmisión son:

- Objetos extraños en conductor o aislador del vano: comprobar con largavistas u otros medios visuales, si existe algún objeto extraño en el conductor y/o aislador del vano como: alambres, barriletes, cintas, etc., que puedan presentar peligro para el buen funcionamiento de la línea, el personal o para el sistema.

- Marcador de líneas: comprobar con largavistas u otros medios visuales, si existe marcador de línea en los tramos que se encuentran cercanos a pistas de aterrizaje, aeropuertos, etc., que puedan presentar peligro para la navegación aérea y riesgo para el sistema.
- Estado de las reparaciones en el vano: observar con largavistas u otro medio visual, si es necesario, si las reparaciones o empalmes de los conductores del vano, presentan dobladuras o roturas que reduzca su capacidad mecánica, impidiéndoles cumplir su misión con seguridad.
- Reparaciones inadecuadas: comprobar con largavistas u otro medio visual, si los empalmes de conductores de fase del vano, son los adecuados a la naturaleza, composición y sección de los cables, de modo que aseguren su continuidad mecánica y eléctrica.
- Cantidad de empalmes en vano: comprobar que el número de empalmes en los conductores del vano, no sobrepasen los indicados en la siguiente tabla.

Tabla II. **Número de empalmes en los conductores del vano (inspecciones aéreas)**

DESCRIPCIÓN	No. EMPALMES / FASE
Líneas con o sin cruzamientos a otras líneas.	> 2
Líneas con cruzamientos a líneas telefónicas, caminos vecinales.	>2
Resto de cruzamientos	>2
Zonas de arbolado	>2
Zonas urbanas, edificios, construcciones y terrenos	>1

Fuente: Iberdrola, *Mantenimientos predictivos líneas de alta tensión*. p. 15.

### 5.2.5. Estructuras

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de las estructuras de una línea de transmisión son:

- Acceso a la estructura: observar que el crecimiento de malezas (no necesariamente árboles) cerca de postes, torres, anclas, etc., sea considerablemente grande, como para perjudicar el acceso al personal (tener que hacer mantenimiento de brecha), para realización de maniobras o reparaciones en las líneas.
- Objeto extraño en estructura: comprobar visualmente si existe algún objeto extraño en la estructura, tales como: mantas, rótulos, señales de tránsito, cables de señal de televisión, etc., que puedan presentar peligro para el personal o para el sistema.
- Cruceros de hierro para estructuras tipo “H”: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, toda la superficie exterior del crucero de hierro galvanizado, con mayor detenimiento en las zonas de soporte, si presenta alto grado de oxidación o dobladura.
- Estado físico de las estructuras de concreto: observar toda la superficie de la estructura (poste), comprobando si existen desconchamientos del concreto que presupongan un próximo afloramiento del hierro.
- Estructura de concreto desplomada: observar que la estructura de concreto (poste) mantenga su posición y que no esté desplomada un

ángulo fuera de los valores normales, con respecto a la vertical en cualquier dirección.

- Estado físico de la estructura de madera: observar si la estructura de madera (poste) está roto o la pérdida de sección, debido a causas tales como: pudrición, carcoma, ataques por insectos, hongos, aves, quemaduras, etc., que hubieran alterado física y químicamente la madera y que presenten riesgo de desplomarse o caída del mismo.
- Estructura de madera desplomada: observar que la estructura de madera (poste), mantenga su posición y que no esté desplomado un ángulo fuera de los valores normales, con respecto a la vertical, en cualquier dirección.
- Estado físico de la estructura metálica: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, la estructura metálica (poste), si presenta algún alto grado de oxidación o dobladura que reduzcan sus características mecánicas.
- Estructura metálica desplomada: observar que la estructura metálica (poste), mantenga su posición y que no esté desplomado un ángulo fuera de los valores normales, con respecto a la vertical en cualquier dirección.
- Brazos metálicos para estructura: observar que los brazos para soporte de las cadenas de aisladores de las estructuras metálicas (poste), si presenta dobladuras, oxidación, corrosión, o roturas que representen riesgo de caída del conductor.

- Estado físico de las estructuras: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, las estructuras (torres), si presenta alto grado de oxidación, desplome, dobladuras, hembras rotas o falta de ellas, que reduzcan sus características mecánicas.
- Estructuras desplomadas: observar que las estructuras (torres), mantengan su posición y que no estén desplomadas un ángulo fuera de los valores normales, con respecto a la vertical en cualquier dirección.
- Ubicación de la estructura: observar la ubicación de las estructuras para determinar si por alguna razón (ampliación de carretera, camino, etc.), alguna estructura se encuentra localizada en un lugar donde pueda ofrecer peligro a los automovilistas, sea un obstáculo o que ponga en riesgo el sistema.
- Estado del terreno de la estructura: observar el estado del terreno en donde se encuentra la estructura, para determinar si por alguna razón (ampliación de carretera, camino, cruce de ríos, lluvias, derrumbes, posibles deslaves de taludes, etc.), se encuentre inundado, agrietado o socavado y no pueda realizar su función con seguridad, de tal manera que sea necesaria su reparación.

#### **5.2.6. Brecha**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de la brecha de una línea de transmisión son:

- Verificación del estado de la brecha: observar que el crecimiento de malezas (no necesariamente árboles) cerca de los conductores, no alcancen a cubrir las distancias mínimas establecidas, ya sea por la topografía del suelo o por existencia de arbustos en muros paralelos a las líneas, que representen riesgo de contacto con cables energizados.
- Verificar distancia de la brecha al conductor: observar que la distancia de la vegetación al conductor de fase más cercana en sus diferentes posiciones (arriba, al lado, debajo de y a través de) sea conforme al derecho de vía.
- Crecimiento de enredaderas en estructuras y retenidas: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el crecimiento de plantas de hábito trepador, cerca de estructuras, retenidas, anclas y/o otros que sirvan de sostén para que la vegetación que dichas plantas no alcancen, las líneas aéreas.

### **5.2.7. Aisladores**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de los aisladores de una línea de transmisión son:

- Aisladores con alta contaminación: observar por medios de largavistas u otros medios visuales, el alto grado de contaminación de los aisladores tipo poste o cadena.
- Estado de las grapas de suspensión para aisladores: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, el estado de las



grapas de suspensión para aislador tipo poste o cadena, comprobando si presenta dobleces o alto grado de corrosión, que reduzcan sus características aislantes y su resistencia mecánica.

- Flameo o rotura de aisladores: observar con largavistas u otros medios visuales, los posibles flameos, roturas o grietas en la superficie de los aisladores tipo poste y/o cadena que pueda dar indicio que el aislador puede fallar en condiciones de humedad.
- Anillos corona en mal estado: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si los anillos para distribución uniforme del campo eléctrico y/o efecto corona, presentan alto grado de corrosión, rotura o inexistencia de los mismos.
- Aisladores de discos de remate con alta contaminación: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el grado de contaminación de la cadena de aisladores de porcelana o epóxicos, teniendo en cuenta si la contaminación es muy notoria, si presenta chisporroteo especialmente durante las horas de la noche y madrugada cuando hay presencia de humedad y que puede reducir sus características aislantes.
- Estado de las grapas en las cadenas de aisladores: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, el estado de las grapas de remate o de suspensión de las cadenas de aisladores, si presenta dobleces o corrosión avanzada, que reduzcan su resistencia mecánica.
- Estado de los discos de las cadenas de aisladores: se observará mediante largavistas u otros medios visuales, si las cadenas de remate o

de suspensión, presentan alto grado de contaminación, o totalmente destruido, que les impida cumplir su función aislante con seguridad.

#### **5.2.8. HERRAJES**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de los herrajes de una línea de transmisión son:

- Estado físico de los herrajes: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si es necesario, el estado de los herrajes, si presentan alto grado de oxidación, corrosión o dobladura en abrazaderas, que reduzcan sus características mecánicas.
- Conectores tipo “T”, paletas y carritos: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el estado de los conectores tipo “T”, paletas y grapas en los cruces de líneas, en lo referente a corrosión, deformación, contaminación, etc.

#### **5.2.9. RETENIDAS**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de las retenidas de una línea de transmisión son:

- Estado físico de la retenida para anclaje: observar si el anclaje de la retenida entre estructuras y entre estructura al suelo se encuentra: movido, desalineado, reventado, no existe, deformaciones en el trenzado, rotura de hilos, corrosiones y abombamientos, especialmente

en las zonas cercanas al remate preformado, prensas triples, al extremo “ojo” de la varilla para anclaje, etc., de manera que reduzca su resistencia mecánica o que no le permita realizar su función con seguridad.

- Estado físico del poste de concreto para retenida: observar mediante largavistas u otros medios visuales la superficie del poste para retenida, comprobando si existen roturas y/o desconchamientos del concreto que presupongan su caída.
- Estado de los herrajes de la retenida: observar mediante largavistas u otros medios visuales, si los herrajes de los anclajes de la propia retenida o los del aislador de tracción, si lo tuviese; si se encuentran con alta contaminación o rotos que reduzcan sus características mecánicas y no les permita realizar su función con seguridad, de tal manera que sea necesaria su sustitución.
- Ubicación de la retenida: observar si la retenida está ubicada en propiedad privada, fuera del ángulo de calles donde represente riesgo de choque por vehículos o que propicie un posible accidente.

#### **5.2.10. Interruptores de aire**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de los interruptores de aire de una línea de transmisión son:

- Aislamiento de interruptores de aire: observar mediante largavistas u otros medios visuales, el grado de contaminación de los aisladores de los interruptores de aire, para 69 kV.
- Flameo o rotura de aisladores del interruptor de aire: observar con largavistas u otros medios visuales, los posibles flameos o roturas en los aisladores del interruptor de aire, para líneas de transmisión.
- Estado de las conexiones del interruptor de aire: observar mediante largavistas u otro medio visual, el estado de los conectores tipo “T” y las paletas, en el interruptor de aire, en lo referente a alta corrosión, deformación y contaminación.
- Montura de interruptor de aire oxidada y/o doblada: observar con largavistas u otros medio visuales si es necesario, toda la montura del interruptor de aire, si presenta alto grado de oxidación o dobladura.
- Recibidores de interruptores de aire: observar con largavistas u otros medios visuales si es necesario, los recibidores de los interruptores de aire, si presenta alto grado de oxidación o dobladura.
- Estado de los puentes del conductor hacia terminales del interruptor de aire: observar mediante largavistas u otro medio visual, el estado de los puentes del conductor hacia las terminales del interruptor de aire, en lo referente a rotura de hilos o corrosiones.

### **5.2.11. Pararrayos**

Los elementos a observar, actividades a realizar y los procedimientos necesarios para realizar las inspecciones aéreas de los pararrayos de una línea de transmisión son:

- Conexiones de pararrayos: se examinará con largavistas u otros medios visuales si es necesario, las conexiones de los pararrayos instalados en líneas de transmisión, tanto en el lado de alta tensión como en el lado de conexión a tierra para determinar si cumplen con su función de protección.
- Flameo o rotura de los pararrayos: observar mediante largavistas u otros medios visuales, los posibles flameos, rotura o grietas en la superficie de los pararrayos.

### **5.3. Inspecciones termográficas**

Las inspecciones termográficas son realizadas por medio de un aparato de termografías, el cual indica la temperatura a la cual se encuentran los diferentes dispositivos. Para este tipo de mantenimiento, las temperaturas de los elementos de las Líneas de Transmisión suelen variar según su localización Geográfica. Por ello se debe de realizar una inspección general a través de todo el tramo, con el objetivo de obtener una temperatura promedio de los elementos a revisar y lograr identificar cuando uno de ellos se encuentra fuera de los rangos.

El aparato de termografías puede ser ajustado a manera que se logre visualizar claramente cuando uno de los elementos de la línea se encuentre

fuera de la temperatura promedio. Este tipo de inspecciones pueden ser realizadas de forma aérea, manteniendo los mismos criterios. A continuación se describen los diferentes aspectos que se deben de tomar en cuenta al realizar las inspecciones termográficas en los dispositivos de las líneas de transmisión.

#### **5.3.1. Conductor de fase**

Mediante un aparato de termografías, se determinará la temperatura de los conductores del tramo, comprobando si esta temperatura supera los 60° C.

#### **5.3.2. Empalmes**

Mediante un aparato de termografía, se determinará la temperatura de los conductores del tramo, comprobando si esta temperatura supera a la temperatura del conductor más próximo en 20° C.

#### **5.3.3. Puentes y conexiones**

Mediante un aparato de termografía, se determinará la temperatura de los conectores y del propio puente, objeto de la revisión, comprobando si esta temperatura supera a la temperatura del conductor más próxima en 20° C.

#### **5.3.4. Grapas de cadenas de aisladores**

Mediante un aparato de termografía, se determinará la temperatura de la grapa de remate o suspensión del conductor a la cadena de aisladores, comprobando si esta temperatura supera a la temperatura del conductor más próxima en 20° C.

### **5.3.5. Interruptores de aire instalados en líneas de 69 kV**

Mediante un aparato de termografía, se determinará la temperatura de los conectores de los interruptores de aire con relación a paletas, conectores tipo “T”, grapas, comprobando si esta temperatura supera a la temperatura del conductor más próximo en 20° C.

### **5.3.6. Pararrayos**

Mediante un aparato de termografía, se determinará la temperatura de las conexiones de los pararrayos, en relación con: paletas, conectores tipo “T”, grapas, comprobando si esta temperatura supera a la temperatura del conductor más próximo en 20 °C.

## **5.4. Procedimientos para la medición de redes de tierra**

Los sistemas de redes de tierra deben de proveer una baja resistencia para la circulación de corrientes a tierra, estas corrientes pueden presentarse por fallas a tierra del sistema o la operación de un pararrayos. Un sistema de redes de tierra está formado por un conjunto de electrodos u otros elementos enterrados, que tienen como misión forzar la derivación al terreno de las corrientes de cualquier naturaleza que se puedan originar en el sistema. para el aterrizaje de líneas de transmisión de alta tensión se requieren de varillas, donde el valor máximo de resistencia recomendado es de 15  $\Omega$ .

La medición de resistencia a tierra puede ser realizada solamente con equipo especialmente diseñado para ello (megger) y deben estar en los rangos permitidos según las normas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. En

equipo con el que cuenta ETCEE-INDE para realizar estas mediciones es el 4500 marca AEMC *Instruments*.

A continuación se presentan los principios de prueba de resistencia de aterrizaje para los métodos de tres y dos puntos de medición y los procedimientos para realizar cada uno de ellos.

#### **5.4.1. Principio de prueba de resistencia de aterrizaje con el método de 3 puntos de medición**

Tres puntos de medida son usados para medir la resistencia a tierra de las varillas y las abrazaderas. El electrodo a prueba será el punto X, el electrodo auxiliar de potencial será el punto Y y el electrodo auxiliar de corriente será el punto Z.

En consecuencia la diferencia de potencial entre las varillas X y Y es medida por un voltímetro, y el flujo de corriente entre las varillas X y Z es medida por un amperímetro.

Por la ley de ohm  $V = RI$  o  $R = V / I$ , de donde se puede obtener la resistencia a tierra del electrodo.

##### **5.4.1.1. Posición de los electrodos auxiliares de medición**

El objetivo en una medición precisa de resistencia a tierra es colocar el electrodo auxiliar de corriente Z suficientemente lejos del electrodo a prueba de tal forma que el electrodo auxiliar de potencial Y esté fuera de las áreas efectivas de ambos electrodos, de tierra y el auxiliar de corriente. La mejor



forma de encontrar si la varilla auxiliar de potencial está fuera de las áreas efectivas es moverla entre X y Z y tomar una lectura en cada punto. Si la varilla de potencial auxiliar Y está en un área de resistencia efectiva (o en ambas si se traslapan) al moverla las lecturas variarán notablemente.

#### **5.4.1.2. Metodo a utilizar para la medición de resistencia de tierra**

El método a utilizar para la medición de resistencia de tierra es el del 62%. Este método ha sido adoptado después de consideraciones gráficas y después de pruebas. Es el método más preciso pero está limitado por el hecho que la tierra probada es una unidad simple. Este método se aplica solo cuando los electrodos se hallan en una línea recta y el aterrizaje es un electrodo, pipa o plato.

Las varillas X y Z se colocan a una distancia tal que haya un cierto punto donde no se traslapen las áreas efectivas de resistencia, puede colocarse en este punto la varilla Y. Si graficamos la resistencia, hallaremos que el valor de resistencia se nivela cuando Y se coloca al 62% de la distancia que va de X a Z, y las lecturas estarán dentro de una banda de tolerancia aceptable. Esta banda de tolerancia es definida por el usuario y expresada en porcentaje de la lectura inicial.

No existe una distancia definida entre X y Z que pueda ser establecida, dado que la distancia es relativa al diámetro del electrodo bajo prueba, su longitud, la homogeneidad del suelo, y particularmente, las áreas efectivas de resistencia. Sin embargo, una distancia aproximada puede ser determinada de la siguiente tabla la cual es dada para un suelo homogéneo y una varilla de 1”

de diámetro. (Para un diámetro de ½” se debe reducir la distancia en un 10%; para un diámetro de 2” se debe incrementar un 10%).

Tabla III. **Distancias de los electrodos auxiliares**

<b>Profundidad de la varilla (pies)</b>	<b>Distancia a “Y” (pies)</b>	<b>Distancia a “Z” (pies)</b>
6	45	72
8	50	80
10	55	88
12	60	96
18	71	115
20	74	120
30	86	140

Fuente: Ground Resistance Testers. *AEMC Instruments*, p. 26.

#### **5.4.1.3. Procedimiento de medición de la resistencia de tierra con el método de tres puntos**

El procedimiento para realizar la medición de la resistencia, mediante la utilización del método de tres puntos, consta de los siguientes pasos:

- Primero, se deben de cortocircuitar las terminales X y Xv del equipo a utilizar.
- Después, se procede a conectar la terminal X a la varilla de aterrizaje a probar.
- Luego se conecta la terminal Y al electrodo auxiliar central de prueba.

- Y de la misma manera se conecta la terminal Z al electrodo auxiliar alejado de prueba.
- Ya conectadas todas las terminales, se debe de usar el selector de rango y seleccionar el rango de 2 a 200  $\Omega$ .
- Usando el selector de corriente, seleccionar la mayor corriente para la cual se observe una lectura estable.

NOTA: Si al realizar las mediciones, los resultados desplegados no son estables, utilizar la siguiente tabla.

Tabla IV. **Selección de rangos para la medición**

Rangos ( $\Omega$ )	2	20	200	2 000	20 000
Resolución ( $\Omega$ )	0,001	0,010	0,1	1	10
Rango de corriente recomendado (mA)	10 o 50	2, 10 o 50	2, 10 o 50	2 o 10	2 o 10

Fuente: Ground Resistance Testers, *AEMC Instruments*, p. 27

#### 5.4.2. Método de 2 puntos de medición (medición simplificada)

Éste es un método alternativo al método de medición con 3 puntos cuando ya está disponible un aterrizaje excelente. En áreas congestionadas donde puede ser un problema encontrar espacio para colocar las varillas auxiliares, el método de medición de 2 puntos puede ser aplicado.

La lectura obtenida será la de dos tierras en serie. Por consiguiente, la tierra debe ser de un valor muy bajo de resistencia para que la medición final sea válida. Las resistencias de los cables también serán medidas y deberían ser deducidas de la medición final.

Este método no es tan preciso como el método con 3 puntos (método de 62%), ya que es particularmente afectado por la distancia entre el electrodo de prueba y la tierra muerta. Este método no debería ser usado como un procedimiento estándar, sino como un respaldo en áreas ajustadas.

#### **5.4.2.1. Procedimiento de medición de la resistencia de tierra con el método de dos puntos**

El procedimiento para realizar la medición de la resistencia, mediante la utilización del método de dos puntos, consta de los siguientes pasos:

- Primero, se deben de cortocircuitar las terminales X y Xv del equipo a utilizar.
- De igual manera se cortocircuitan las terminales Y y Z
- Luego, se procede a conectar la terminal X a la varilla de aterrizaje a probar.
- Después, se conecta la terminal Z al electrodo auxiliar de prueba
- Y de la misma forma que el método de tres puntos, se procede a realizar las mediciones correspondientes.

### **5.4.3. Mediciones incorrectas (método de 3 puntos)**

El indicador de mediciones incorrectas muestra una resistencia excesiva del electrodo y un ruido transitorio excesivo y corriente de fuga; también indica cuando la corriente de prueba seleccionada es muy alta.

En el caso de que haya una indicación de medición incorrecta se debe hacer lo siguiente:

- Seleccionar una corriente de prueba menor
- Mejorar la calidad de los electrodos de aterrizaje auxiliares Y y Z; Z es por lo general la causante de la mayoría de los problemas de resistencia excesiva.
- Revisar las conexiones de continuidad entre los cables de prueba y los electrodos.
- Si hay sospecha de corrientes de fuga, una solución es reducir su influencia moviendo los electrodos Y y Z y girar 90° relativo a X, y probar de nuevo.

## **6. PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS PREVENTIVOS**

En el presente apartado, se hará referencia a los procedimientos necesarios para realizar los mantenimientos preventivos en las líneas de transmisión, especificando para cada caso, la actividad a realizar.

### **6.1. Procedimientos para el cambio de aislamiento y herrajes**

Éstos corresponden a las actividades que deberán ser realizadas previo la realización del los mantenimientos preventivos de los componentes de la línea de transmisión.

#### **6.1.1. En estructura de suspensión**

Comprenden las actividades previas a realizar el mantenimiento preventivo en las estructuras de suspensión, las siguientes:

- Solicitud de desenergización de la Línea.
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico, la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.

- Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
- Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
- Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.
- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y una polea.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando

por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.

- El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
- El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo.
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en la estructura de trabajo y en las estructuras anterior y posterior a ella.

- Cambio de aislamiento o herrajes

A continuación se describen los procedimientos para realizar un cambio de aislamiento y debido a su posición, se deben de seguir los mismos procedimientos para la sustitución de herrajes.



- Para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
- Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la mica y estrobos para realizar el cambio correspondiente.
- El liniero 2, procede a instalar la mica en la estructura, colocando un estrobo en la estructura, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la mica por medio del gancho de la misma.
- El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar el estrobo al conductor de fase y a unirlo a la cadena de la mica. El estrobo deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte el cambio del aislador.
- Ya seguramente colocados y acoplados el estrobo y la mica se procede a quitarle tensión mecánica a la cadena de aisladores mediante la mica.
- Una vez la cadena de aisladores este fuera de tensión mecánica, se procede a amarrar la cadena de aisladores a la línea de mando, este amarre se realiza comúnmente en el tercer aislador más cercano a la estructura de la cadena de aisladores.
- Ya bien amarrada la cadena de aisladores a la línea de mando, se procede a quitarle las chavetas comenzando por la chaveta de la grapa de paso y después la chaveta de la extensión clevis a bola.

- Después de haber liberado la cadena de aisladores se procede cuidadosamente a mandarla a tierra por medio de la línea de mando. En caso de cambio de herraje se debe de desacoplar el herraje correspondiente y a solicitarlo al personal en tierra, para ser reemplazado.
- Una vez en tierra se procede a cambiar o reparar la cadena de aisladores.
- La nueva cadena se debe de mandar por medio de la línea de mando, amarrada de la misma manera como fue recibida.
- El liniero 2 recibe la cadena y con la ayuda del liniero 1 se coloca la cadena en forma correcta.
- Una vez colocada en la posición correcta, se procede a colocar las respectivas chavetas, las de la extensión clevis a bola y luego la de la grapa de paso.
- Luego de que ya este colocada la cadena de aisladores, se procede cuidadosamente a devolverle la tensión mecánica por medio de la mica, hasta que la cadena de aisladores asuma completamente la tensión del cable.
- Ya colocada correctamente la nueva cadena de aisladores, se procede a enviar el equipo (estrobos, mica, etc.) por medio de la línea de mando a tierra.

- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó el cambio de aislamiento o herrajes, a tierra, se procede a quitar las puestas a tierra, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.
  - El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
  - Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
  - Por medio de la línea de mando se procede a enviar la pértiga pistola y las puestas a tierra al personal en tierra.
  - El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.
- Solicitud de reestablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.

- Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.

### **6.1.2. En estructura de remate**

Comprenden las actividades previas a realizar el mantenimiento preventivo en las estructuras de remate, las siguientes:

- Solicitud de desenergización de la línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico, la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
  - Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
  - Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
  - Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.

- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y una polea.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
  - El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
  - El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.

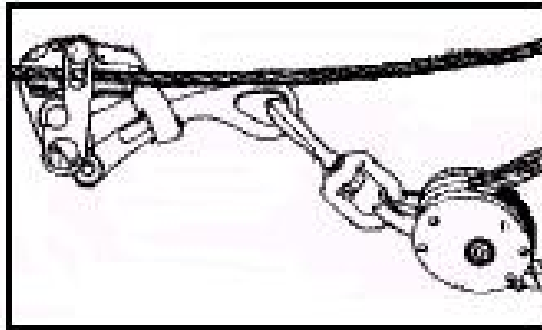
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en la estructura de trabajo y en las estructuras anterior y posterior a ella.

- Cambio de aislamiento: a continuación se describen los procedimientos para realizar un cambio de aislamiento y debido a su posición, se deben de seguir los mismos procedimientos para la sustitución de herrajes.
  - Para llevar a cabo el cambio de aislamiento deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
  - Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la mica, el tensor de conductores y estrobos.
  - El liniero 2, procede a instalar la mica en la estructura, colocando un estrobo en la estructura, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la mica por medio del gancho de la misma.
  - El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar el tensor al conductor y a unirlo a la cadena de la mica mediante la horquilla

de tiro. El tensor deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte el cambio del aislador.

Figura 13. **Unión del tensor de cable y mica**



Fuente: O.G. Anderson, *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*.  
p. 27.

- Ya seguramente colocados y acoplados el tensor y la mica se procede a quitarle tensión mecánica a la cadena de aisladores mediante la mica.
- Conforme la cadena de aisladores va perdiendo tensión mecánica, esta tiende a convearse y esto debe de ser evitado por medio de estrobos sujetos a la cadena de la mica, esto para conservar su posición horizontal.
- Una vez la cadena de aisladores este fuera de tensión mecánica, se procede a quitar las chavetas, quitando primero la chaveta de la extensión clevis a bola *socket* del lado del conductor y después la chaveta de la extensión del lado de la estructura.

- Luego se procede a amarrar la cadena de aisladores a la línea de mando, este amarre se realiza comúnmente en el tercer aislador más cercano a la estructura de la cadena de aisladores.
- Ya bien amarrada la cadena de aisladores a la línea de mando, los dos linieros proceden a quitarle los estobos que sujetan la cadena de aisladores a la cadena de la mica, uno de los linieros sujeta la cadena del extremo amarrado a la línea de mando, mientras que el otro liniero irá bajando cuidadosamente la cadena de aisladores hasta que esta cuelgue en posición totalmente vertical, para luego mandarla a tierra por medio de la línea de mando.
- Una vez en tierra se procede a cambiar o reparar la cadena de aisladores.
- La nueva cadena se debe de mandar por medio de la línea de mando, amarrada de la misma manera como fue mandada.
- El liniero 2 recibe la cadena y con la ayuda del liniero 1 se coloca la cadena en forma horizontal con la ayuda de estobos sujetos a la cadena de la mica.
- Una vez colocada en la posición correcta, se procede a colocar las respectivas chavetas.
- Luego de que ya este colocada la cadena de aisladores, se procede cuidadosamente a devolverle la tensión mecánica por medio de la mica, hasta que la cadena de aisladores asuma completamente la tensión del cable.



- Ya colocada correctamente la nueva cadena de aisladores, se procede a enviar el equipo (estrobos, mica, tensor, etc.) por medio de la línea de mando a tierra.
- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó el cambio de aislamiento a tierra, se procede a quitar las puestas a tierra, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.
  - El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
  - Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
  - Por medio de la línea de mando se procede a enviar las puestas a tierra al personal en tierra.
  - El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.
- Solicitud de reestablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de Radio Transmisor u otro medio de

comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.

- Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.

## **6.2. Procedimientos para cambio de aislamiento y herrajes para líneas vivas**

Para los siguientes procedimientos se debe de tener en cuenta las distancias de seguridad de las normas NTDOID presentadas en la sección de anexos.

### **6.2.1. En estructura de suspensión**

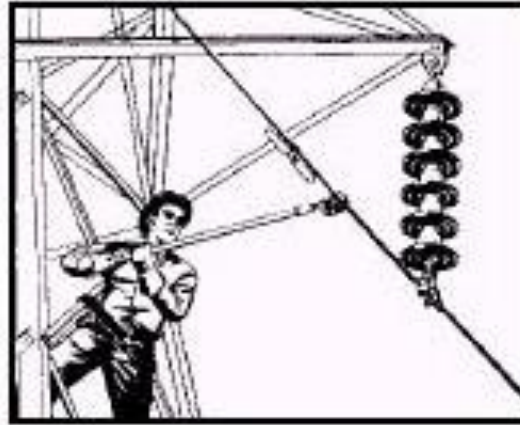
Para realizar este tipo de mantenimiento, las operaciones efectuadas son generalmente, en la misma forma que cualquier otra línea de alto voltaje, excepto que se requiere el uso de bastones más largos y gruesos. Las principales herramientas a emplear en este trabajo son: silletas para torre, bastones elevadores, pértigas de enlace, garruchas, cama para aisladores, plataforma y herramientas varias del tipo universal.

- Procedimiento para 69 y 138 kV
  - Solicitud de autorización
    - ✓ Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico, la autorización para realizar el mantenimiento en vivo.

- ✓ Verificar que ha sido autorizado el mantenimiento por el centro de mando.
  - ✓ Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herraje.
  - ✓ Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para informar que se iniciara con el mantenimiento (esto se hace con el objetivo de asegurar que se bloquee el reenganche de la línea).
  - ✓ Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control la aprobación para iniciar dicho mantenimiento.
- Preparación del equipo
    - ✓ Antes de instalar el equipo en la estructura, se deberá extender una lona por encima del suelo en donde se realizara el mantenimiento.
    - ✓ Luego se deberá colocar toda la herramienta a utilizar durante el mantenimiento (pértigas, plataformas, escaleras, ganchos, escuadras ajustadoras, etc.) sobre la lona anteriormente colocada, con el fin de revisar que toda la herramienta se encuentre totalmente seca.

- Instalación de pértigas de enlace
  - ✓ Para el mantenimiento y la instalación de la herramienta, deberán subir como mínimo dos linieros, los cuales antes de solicitar las herramientas deben de estar completamente asegurados mediante sus respectivos cinturones de seguridad.
  - ✓ Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - ✓ Instale una pértiga de enlace sobre el conductor, a un lado de la cadena de aisladores dañada.
  - ✓ Instale una garrucha en la estructura de la torre; lo suficientemente alta para que enganchado el extremo de la pértiga de enlace, pueda soportar el peso del conductor cuando se separe de la cadena de aisladores.
  - ✓ Enganche el extremo de la garrucha al anillo giratorio de la pértiga de enlace.

Figura 14. **Enganchado la pértiga de enlace sobre el conductor**



Fuente: O.G. Anderson, *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*.  
p. 60.

- Instalación de silletas
  - ✓ Después de instalar la pértiga de enlace, instale sobre la torre una silleta del tipo apropiado con abrazaderas para bastones de 6.35 cm. o 7.62 cm. (2½" o 3") de diámetro. La instalación de esta silleta se efectuará ligeramente por debajo del nivel del conductor que se va a mover.
- Instalación de los bastones elevadores
  - ✓ Instale un bastón elevador sobre el conductor, justamente al lado de la pértiga de enlace. Este bastón será del mismo diámetro que la abrazadera de la silleta.

- ✓ Ya bien ubicado el bastón elevador, se procede a engancharlo dentro de la abrazadera de la silleta y a asegurarlo.

Figura 15. **Instalación de los bastones elevadores a la silleta**



Fuente: O.G. Anderson, *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*.  
p. 61.

- Desenganchando el conductor
  - ✓ Estire la garrucha enganchada a la pértiga de enlace, hasta que soporte parte del peso del conductor.
  - ✓ Si fuera necesario el bastón elevador puede ser operado por medio de una garrucha.
  - ✓ Sujete el último aislador de la cadena con una horqueta ajustable instalada en una pértiga universal y remueva parcialmente la chaveta situada en la calavera de la grapa.

- ✓ Tire de la garrucha en la pértiga de enlace y opere el bastón elevador hasta remover el peso del conductor de la cadena de aisladores.
- ✓ Desenganche la grapa del aislador del extremo de la cadena de aisladores por medio de una escuadra ajustadora de herrajes instalada en una pértiga universal. La horqueta ajustable presta una gran ayuda en esta operación, puesto que con ella se sostiene el último aislador.
- Moviendo el conductor
  - ✓ Por seguridad aparte la cadena de aisladores con una horqueta ajustable para prevenir cualquier posible interferencia con el conductor. Mueva el conductor hacia afuera aflojando la garrucha hasta disponer de un área segura de trabajo.
  - ✓ Amarre la garrucha y asegúrese de que esté bien apretada la abrazadera de la silleta.
- Cambio de los aisladores dañados

A continuación se describen los procedimientos para realizar un cambio de aislamiento y debido a su posición, se deben de seguir los mismos procedimientos para la sustitución de herrajes.

- ✓ El cambio individual de aisladores se puede efectuar a mano siempre que la cadena completa pueda jalarse hasta el liniero en la torre, con una horqueta ajustable unida a una pértiga universal. Los aisladores de los extremos pueden cambiarse teniendo la cadena en suspensión y usando la horqueta o el deschavetador. Si se desea, la cadena completa puede ser desenganchada de la estructura, haciendo un amarre por encima del aislador superior para soportar el peso de la cadena.
- ✓ Baje los aisladores dañados, o la cadena completa, a tierra por medio de una línea de mando.
- Instalación de aisladores
  - ✓ Si la cadena de aisladores fue cambiada y bajada a tierra para hacer las reparaciones necesarias, vuelva a instalarla de forma inversa a lo explicado anteriormente en la estructura.
  - ✓ Si solamente fue cambiado un aislador sin quitar la cadena completa, cerciórese de haber introducido totalmente la chaveta en la unión entre los aisladores.
- Instalación del conductor
  - ✓ Sujete el último aislador de la cadena con una horqueta ajustable instalada en una pértiga universal.



- ✓ Restituya el conductor a su posición original por medio de la garrucha enganchada a la pértiga de enlace que está ayudando a soportar el peso del conductor. También será necesario operar conjuntamente el bastón elevador.
- ✓ Con una escuadra ajustadora de herrajes haga la unión de la grapa del conductor y el último aislador de la cadena.
- ✓ Aflojando la garrucha, permita que una parte del peso del conductor sea soportado por la cadena de aisladores y termine de introducir la chaveta en la calavera de la grapa, con el dorso de la escuadra ajustadora de herrajes.
- ✓ Devuélvale el peso del conductor a la cadena de aisladores aflojando por completo la garrucha de la pértiga de enlace.
- ✓ Retire todas las herramientas utilizadas de la estructura por medio de la línea de mando.

Figura 16. **Colocando la chaveta en la grapa del conductor**



Fuente: O.G. Anderson, *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*.  
p. 32.

- Confirmación de la finalización del mantenimiento
  - ✓ Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que toda la herramienta y el personal se encuentra en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el mantenimiento ha concluido y que se puede proceder a activar los reenganches de línea.
  - ✓ Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el conocimiento de la conclusión del mantenimiento y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.
- Procedimiento para 230 kV

Para la realización de este tipo de mantenimiento, es necesaria la utilización de herramientas como plataformas y escaleras, debido a que para este nivel de voltaje, las distancias para la manipulación de los herrajes y cadenas de aisladores son mayores.

Las plataformas provistas de una barandilla de sogas y las escaleras, servirán de gran ayuda al liniero para efectuar sustituciones de aisladores en las estructuras tipo torre. La plataforma y su barandilla serán armadas por el personal en tierra e instalada en el poste en una posición que permita manejar los aisladores directamente desde la plataforma.

- Solicitud de autorización
  - ✓ Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico, la autorización para realizar el mantenimiento en vivo.
  - ✓ Verificar que ha sido autorizado el mantenimiento por el Centro de Mando.
  - ✓ Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herraje.
  - ✓ Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el Centro de Control para informar que se iniciara con el mantenimiento (esto se hace con el objetivo de asegurar que se bloquee el reenganche de la línea).
  - ✓ Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el Centro de Control la aprobación para iniciar dicho mantenimiento.
- Preparación del equipo
  - ✓ Antes de instalar el equipo en la estructura, se deberá extender una lona por encima del suelo en donde se realizara el mantenimiento.
  - ✓ Luego se deberá colocar toda la herramienta a utilizar durante el mantenimiento (pértigas, plataformas, escaleras,

ganchos, escuadras ajustadoras, etc.) sobre la lona anteriormente colocada, con el fin de revisar que toda la herramienta se encuentre totalmente seca.

- Instalación de plataforma y escaleras
  - ✓ Para el mantenimiento y la instalación de la herramienta, deberán subir como mínimo dos linieros, los cuales antes de solicitar las herramientas deben de estar completamente asegurados mediante sus respectivos cinturones de seguridad.
  - ✓ Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - ✓ Estando ya ubicados los linieros en la estructura deberán amarrar una línea de mando en el extremo de la estructura para ser empleada en subir o bajar todo el equipo y herramientas.
  - ✓ Por medio de la línea de mando suba y asegure convenientemente a la estructura una plataforma.

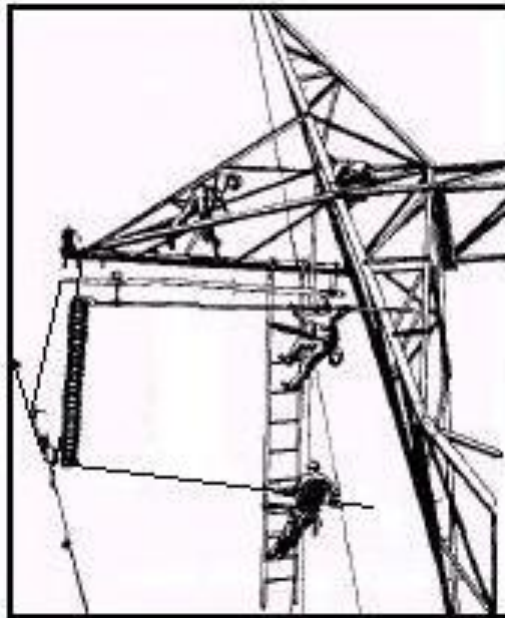
NOTA: Si se usa una plataforma giratoria, ésta se coloca a la estructura con un broche de cadena de seguridad arriba y abajo del ensamble giratorio.

- ✓ La plataforma se coloca en la estructura por el mismo lado de la estructura en que se encuentra la cadena de aisladores que está dañada, y se instala de tal forma que un liniero, parado sobre ella, pueda alcanzar con los bastones el extremo exterior de la cadena de aisladores. Para mayor seguridad la plataforma estará provista con la barandilla de sogas.
- ✓ Si se emplea una escalera de gancho, habrá que amarrarla firmemente a la torre o a objetos estacionarios o fijos en tierra para evitar el movimiento de péndulo.
- Instalación de herramientas elevadoras
  - ✓ Instale un yugo de torre encima de la cruceta, directamente sobre el conductor. Asegúrelo con bandolas debajo de la cruceta de la torre.
  - ✓ Con una pértiga universal mida la distancia desde el yugo de torre al fondo del conductor.
  - ✓ Instale en los postes ajustables de tensión dos grapas ajustables de suspensión usando la medida anterior.

- ✓ Coloque las grapas de suspensión de los postes de tensión al conductor, uno de cada lado de la grapa del conductor.
  - ✓ Coloque los tornillos de matraca de los postes de tensión en el yugo de la torre y asegúreselos en su lugar.
  - ✓ Asegure los tornillos de ojo en las grapas ajustables de suspensión para ajustar las grapas en el conductor.
  - ✓ Asegure los tornillos de matraca para colocar la herramienta en su lugar.
- Instalación del bastón con rueda
    - ✓ Coloque estrobos de 1,3 cm. ( $\frac{1}{2}$ " ) o más largos en cada extremo de un bastón de rueda de 6.5 cm. ( $2\frac{1}{2}$ " ). Amarre los estrobos debajo del brazo de la torre con el extremo exterior del bastón de rueda cerca de los aisladores.
    - ✓ Coloque las grapas y la rueda de hule en el aislador de suspensión a una distancia aproximada de 30,48 cm. (12" ) o 45,72 cm. (18" ) del disco del aislador y asegure la grapa.
    - ✓ Coloque el aislador de suspensión a lo largo del bastón de rueda y coloque el disco del aislador debajo del segundo o tercer aislador en la punta de la cadena de aisladores.

- ✓ Amarre una cuerda de 1,3 cm. ( $\frac{1}{2}$ " ) lo suficientemente larga para alcanzar al personal en tierra al anillo del extremo en el aislador de suspensión.

Figura 17. **Instalación del bastón con rueda y escaleras**



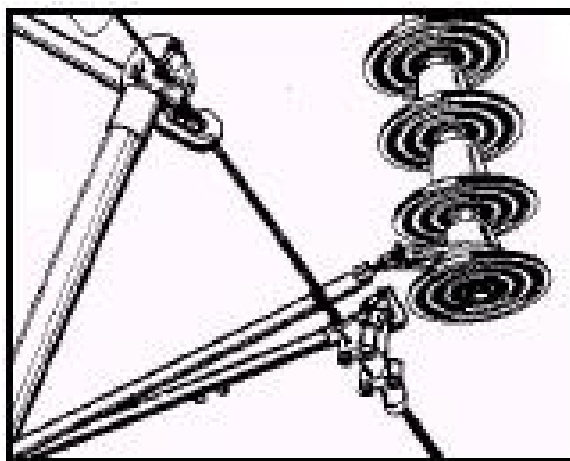
Fuente: O.G. Anderson. *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión.*  
p. 64.

- Desenganchando el conductor
  - ✓ Retire parcialmente la chaveta situada en la calavera de la grapa del conductor.
  - ✓ Operando los gatos de cadena (o los gatos tensores de trinquete o matraca) retire de la cadena de aisladores el

peso del conductor, para desenganchar la grapa del último aislador de la cadena.

- ✓ Con una escuadra ajustadora de herrajes instalada en una pértiga universal, desenganche la grapa del conductor del último aislador de la cadena. Muchas veces es necesario, para facilitar esta operación, sujetar el último aislador de la cadena con una horqueta ajustable instalada sobre una pértiga universal.
- ✓ Por medio de los gatos de cadena (o gatos tensores de matraca), baje el conductor lo suficiente para mantenerlo alejado de la cadena de aisladores. Se trata de evitar que la cadena de aisladores, libre del peso del conductor, pueda hacer contacto con éste al balancearse.

Figura 18. **Retirando el conductor de la cadena de aisladores**



Fuente: O.G. Anderson. *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*.  
p. 64.



- Cambio de los aisladores o herrajes

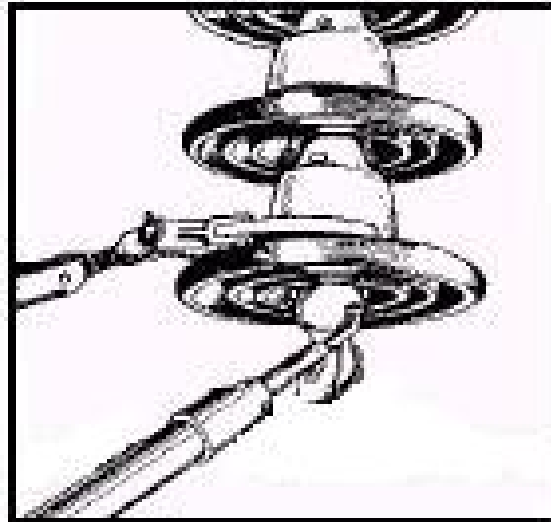
A continuación se describen los procedimientos para realizar un cambio de aislamiento y debido a su posición, se deben de seguir los mismos procedimientos para la sustitución de herrajes.

- ✓ Retire parcialmente la chaveta del aislador inferior de la cadena de aisladores.
- ✓ Con una horqueta ajustable instalada en una pértiga universal retire el aislador. Si solamente está dañado el último aislador de la cadena es posible cambiarlo sin necesidad de tocar el resto de los aisladores.

NOTA: Si el aislador dañado que se trata de cambiar, se encuentra cerca del centro o de la parte superior de la cadena, eleve la cadena completa de manera que un liniero, en el brazo de la torre pueda hacer la sustitución.

- ✓ Sujete el nuevo aislador con la horqueta ajustable y engánchelo al último aislador en la cadena. Con el dorso de una escuadra ajustadora de herrajes termine de introducir la chaveta.

Figura 19. **Cambio de aisladores con horqueta ajustable**



Fuente: O.G. Anderson. *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*. p. 62.

- Instalación del conductor
  - ✓ Enrolle los aisladores a lo largo del bastón de rueda y colóquelos en la cruceta de la torre. Retire las herramientas de aisladores.
  - ✓ Eleve el conductor operando los gatos de cadena (o gatos tensores de trinquete), lo suficiente para hacer la unión entre el último aislador y la grapa del conductor. Efectúe esta unión con una escuadra ajustadora de herrajes instalada en una pértiga universal. Si fuera necesario, ayude en esta operación reteniendo el último aislador con una horqueta ajustable.

NOTA: Si fuera necesario, instale sobre el conductor un bastón elevador o de tensión, para ayudar a efectuar la unión, guiando al conductor.

- ✓ En la forma que ha sido descrita anteriormente, termine de introducir la chaveta en la calavera de la grapa del conductor.
- ✓ Afloje los gatos tensores de matraca hasta que la cadena de aisladores soporte la carga del conductor.
- ✓ Desconecte y retire todo el equipo de herramientas instalado sobre la estructura.
- Retiro del equipo
  - ✓ Una vez instalado el conductor en la cadena de aisladores ya reparada se procede a desinstalar el equipo de la estructura de forma inversa a la explicada en los incisos C, D y E anteriores.
  - ✓ Al mismo tiempo que el equipo es desinstalado se procede a mandarlo a tierra por medio de la línea de mando.
  - ✓ Después de haber retirado toda la herramienta, los linieros proceden descender de la estructura retirando la línea de mando y su respectiva polea.

- Confirmación de la finalización del mantenimiento
  - ✓ Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que toda la herramienta y el personal se encuentra en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el mantenimiento ha concluido y que se puede proceder a activar los reenganches de línea.
  - ✓ Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el conocimiento de la conclusión del mantenimiento y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.

### **6.2.2. En estructura de remate**

El procedimiento descrito en la siguiente rutina es aplicable para efectuar el cambio de aisladores en estructuras tipo “H” y torres, situados en finales de líneas o remates. Las principales herramientas a usar son: bastones elevadores, silletas, tensor de bastidor de dos postes, cama para aisladores, plataforma con barandilla y herramientas de tipo universal. A continuación se presentan los procedimientos para la realización de este mantenimiento.

- Solicitud de autorización
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico, la autorización para realizar el mantenimiento en vivo.

- Verificar que ha sido autorizado el mantenimiento por el centro de mando.
- Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herraje.
- Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para informar que se iniciara con el mantenimiento (esto se hace con el objetivo de asegurar que se bloquee el reenganche de la línea).
- Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control la aprobación para iniciar dicho mantenimiento.
- Preparación del equipo
  - Antes de instalar el equipo en la estructura, se deberá extender una lona por encima del suelo en donde se realizara el mantenimiento.
  - Luego se deberá colocar toda la herramienta a utilizar durante el mantenimiento (pértigas, plataformas, escaleras, ganchos, escuadras ajustadoras, etc.) sobre la lona anteriormente colocada, con el fin de revisar que toda la herramienta se encuentre totalmente seca.
  - Una vez revisada la herramienta, se procede ensamblar las piezas necesarias para la realización del mantenimiento.

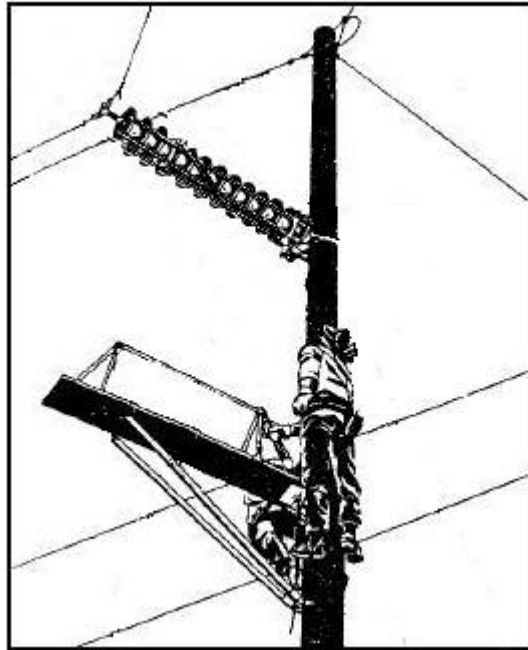
- Instalación de la plataforma
  - Para el mantenimiento y la instalación de la herramienta, deberán subir como mínimo dos linieros, los cuales antes de solicitar las herramientas deben de estar completamente asegurados mediante sus respectivos cinturones de seguridad.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - Estando ya ubicados los linieros en la estructura deberán amarrar una línea de mando en el extremo de la estructura para ser empleada en subir o bajar todo el equipo y herramientas.
  - Por medio de la línea de mando suba y asegure convenientemente a la estructura una plataforma.

NOTA: Si se usa una plataforma giratoria, ésta se coloca a la estructura con un broche de cadena de seguridad arriba y abajo del ensamble giratorio.

- La plataforma se coloca en la estructura por el mismo lado de la estructura en que se encuentra la cadena de aisladores que está dañada, y se instala de tal forma que un liniero, parado sobre ella,

pueda alcanzar con los bastones el extremo exterior de la cadena de aisladores. Para mayor seguridad la plataforma estará provista con la barandilla de sogas.

**Figura 20. Instalación de plataforma**



Fuente: O.G. Anderson. *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*.  
p. 66.

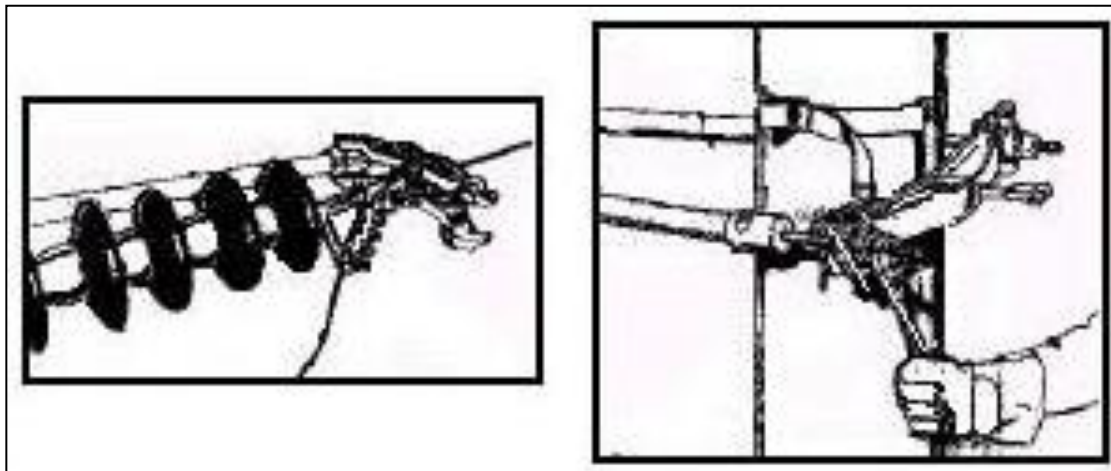
- Asegurando el puente permanente (*jumper*)
  - Los lineros deberán instalar sobre la estructura o en otro lugar conveniente, una silleta con abrazaderas para bastones de 3.81 cm. (1½") la cual soportará el bastón elevador que mantendrá el puente alejado del área de trabajo mientras se efectúa la sustitución de los aisladores o herrajes.

- Con un bastón elevador de 3.81 cm. (1½”), se debe sujetar el puente (*jumper*) aproximadamente al centro y se pondrá el bastón dentro de la abrazadera de la silleta.
- Luego se deberá mover el puente hacia afuera lo suficiente para disponer de un área segura de trabajo y apretar la abrazadera en la silleta.
- Instalación del tensor de bastidor de dos postes
  - Ya colocada la plataforma se procede a amarrar o asegurar con cadenas el yugo posterior del tensor de bastidor. Éste se asegurará a la cruceta situada en el lado opuesto de la cadena de aisladores por cambiar.
  - Luego se retira uno de los postes del tensor de bastidor y se ajusta el otro yugo delantero de manera que se pueda acomodar toda la cadena de aisladores.
  - Instale el poste al cual se ha ajustado el yugo delantero, sobre el conductor.
  - Después que el yugo delantero ha sido deslizado sobre el conductor y cerrado el pasador de seguridad, se asegurará el poste al yugo posterior y también se instalará el otro poste en ambos yugos.



- Luego se ajustará las tuercas de toma a manera de relevar parcialmente de la cadena de aisladores, la tensión mecánica del conductor.
- Al relevar parcialmente la tensión mecánica del conductor, se procede a enganchar el puente delantero de la cama de aisladores a los tornillos de ojo del tensor de bastidor.
- Después se amarra el extremo interior de la cama, una vez puesta en posición horizontal, a la cruceta o al mismo tensor de bastidor.

Figura 21. **Instalación de los yugos del bastidor**



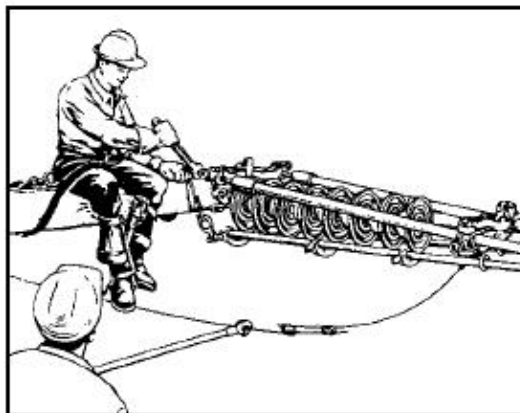
Fuente: O.G. Anderson. Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión.  
p. 56.

- Desenganchando el conductor
  - Retirar parcialmente la chaveta situada en la calavera de la grapa del conductor.

- Luego termine de ajustar las tuercas de toma en el yugo posterior del tensor de bastidor, hasta que releve totalmente la tensión del conductor de la cadena de aisladores y se pueda efectuar el desenganche entre la grapa de remate y el aislador final de la cadena.
- Con una escuadra ajustadora de herrajes instalada en una pértiga universal se debe efectuar el desenganche entre la grapa y el aislador. Se puede usar una horqueta ajustable sujetando el aislador para realizar esta operación.
- Por último se desengancha la cadena de aisladores de su soporte en la cruceta.

NOTA: Si la cadena de aisladores está unida a la abrazadera de la cruceta con una horquilla retire de chaveta y la horquilla.

Figura 22. **Apretando los tornillos de toma**



Fuente: O.G. Anderson. *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión.*  
p. 51.

- Cambio de la cadena de aisladores

A continuación se describen los procedimientos para realizar un cambio de aislamiento y debido a su posición, se deben de seguir los mismos procedimientos para la sustitución de herrajes.

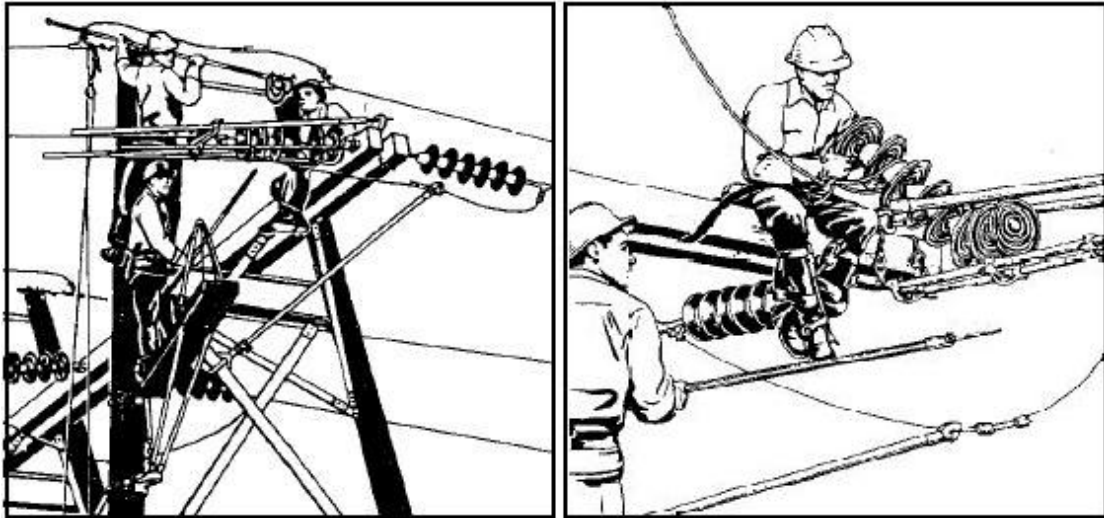
- Amarrar una soga de mano en torno del primero o segundo aislador de la cadena para bajarla a tierra.
- Luego se eleva el extremo interior de la cadena de aisladores por arriba de la cruceta de manera que pueda ser retirada por encima del tensor de bastidor.
- Ya elevada la cadena de aisladores, baje a tierra la cadena de aisladores para reponer los aisladores dañados.

NOTA: Si solamente hay que reponer uno o dos aisladores, es probable que no haya necesidad de bajar la cadena completa. En estos casos, el aislador dañado puede ser removido después de haberse retirado, parcialmente, la chaveta de la unión y efectuando el desenganche con una escuadra ajustadora de herrajes.

Para retirar el aislador dañado se agarra éste con una horqueta ajustable, lo mismo que para instalar el nuevo.

Cuando los aisladores son retirados de esta manera, no es necesario desenganchar la cadena completa en ninguno de sus dos extremos.

Figura 23. Retiro de aislador o cadena de aisladores



Fuente: O.G. Anderson. *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión*.  
p. 52

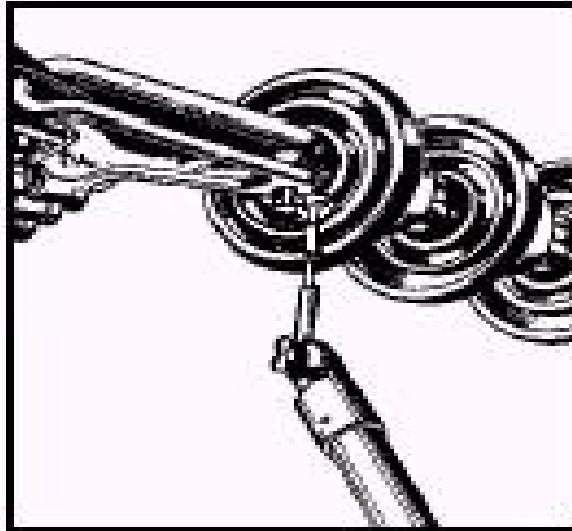
- Renovación de aisladores
  - Si solamente hay necesidad de reemplazar un aislador, procédase de acuerdo con la nota precedente. Después, termine de insertar la chaveta con el dorso de una escuadra ajustadora de herrajes.
  - Si la cadena completa de aisladores fue retirada y bajada a tierra para hacer las reposiciones necesarias, por medio de una garrucha, súbala nuevamente por medio de la soga de mano y bájela cuidadosamente entre los dos postes del tensor de bastidor y deslice el aislador final de la cadena sobre la cama para aisladores hasta que descansa totalmente a lo largo de la misma. Asegúrese de que todas las uniones entre aisladores estén correctas.

- Asegure la cadena de aisladores al soporte en la cruceta. En algunos casos una un gancho y en otros, una horquilla con pasador. Esta operación se puede efectuar a mano.
- Instalación del conductor
  - Después de haber reparado la cadena de aisladores, con una escuadra ajustadora de herrajes efectúe el enganche entre la grapa del conductor y el aislador final de la cadena. Esta operación se facilita con una horqueta ajustable instalada sobre una pértiga universal, para sujetar el aislador.

Si la unión entre la grapa de remate y el aislador final de la cadena se efectúa por medio de horquilla y pasador, una pértiga de enganche o pinzas con manijas aisladas de extensión serán útiles para ayudar a introducir la horquilla de la grapa en el ojo del aislador. El pasador se colocará en su lugar con la ayuda de un sujeta pernos instalado sobre una pértiga universal.

- Luego se procede a aflojar las tuercas de toma en el yugo posterior del tensor de bastidor hasta que la cadena de aisladores quede soportando parte de la tensión mecánica del conductor.
- Termine de introducir la chaveta en la calavera de la grapa
- Permita que la cadena de aisladores tome ahora toda la tensión mecánica del conductor y retire la cama de aisladores.

Figura 24. **Colocando la chaveta en la grapa del conductor**



Fuente: O.G. Anderson. *Manual de mantenimientos de trabajos típicos en líneas de transmisión.*  
p. 53

- Retirando el tensor de bastidor
  - Operando el tensor de bastidor, tome toda la tensión mecánica del conductor con la cadena de aisladores.
  - Mientras es sujeto uno de los postes del tensor de bastidor, se debe de desenganchar el poste del lado opuesto.
  - Luego se procede a girar hacia arriba el poste restante del tensor para que se abra el cierre de seguridad y se pueda retirar el resto del tensor de bastidor. Si se ha usado un tensor (*cum-a-long clamp*), retírelo con una pértiga de enganche o de amarre con gancho antes de comenzar a retirar el tensor de bastidor.

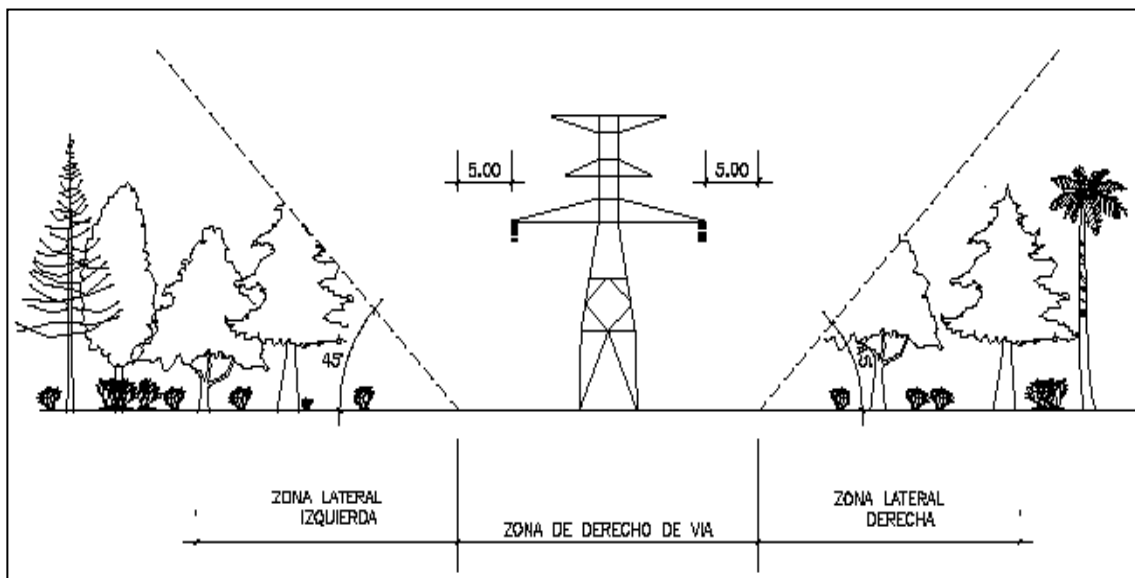
- Liberando el puente (*Jumper*)
  - Desenganchar el bastón elevador de la abrazadera en la silleta y también del puente.
  - Luego de haber retirado el bastón elevador, retire la silleta de la estructura y proceda a mandarlos a tierra mediante la línea de mando.
  
- Retirando la plataforma
  - Retire la plataforma de forma inversa a la explicada en el inciso C, y proceda a mandarla a tierra.
  - Retire la línea de mando y su respectiva polea y cualquier otra herramienta en la estructura.
  
- Finalización del mantenimiento
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que toda la herramienta y el personal se encuentra en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el mantenimiento ha concluido y que se puede proceder a activar los reenganches de línea.
  - Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el conocimiento de la conclusión del mantenimiento y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.

### 6.3. Procedimientos para tala de vegetación

El derecho de vía y los libramientos de las líneas incluye las actividades de tala de vegetación, para asegurar que el servicio eléctrico no será interrumpido por contacto entre los árboles y las líneas eléctricas u otros componentes del sistema.

Este mantenimiento incluye cortar los árboles peligrosos y brecha necesaria para mantener los conductores de las líneas con sus respectivos libramientos y el derecho de vía. El crecimiento natural de árboles y los daños causados por tormentas y vientos pueden resultar en fallas o ruptura de las líneas. La tala de vegetación debe de realizarse conforme los derechos de vía manejados por la ETCCE-INDE como se muestra en las siguientes figuras.

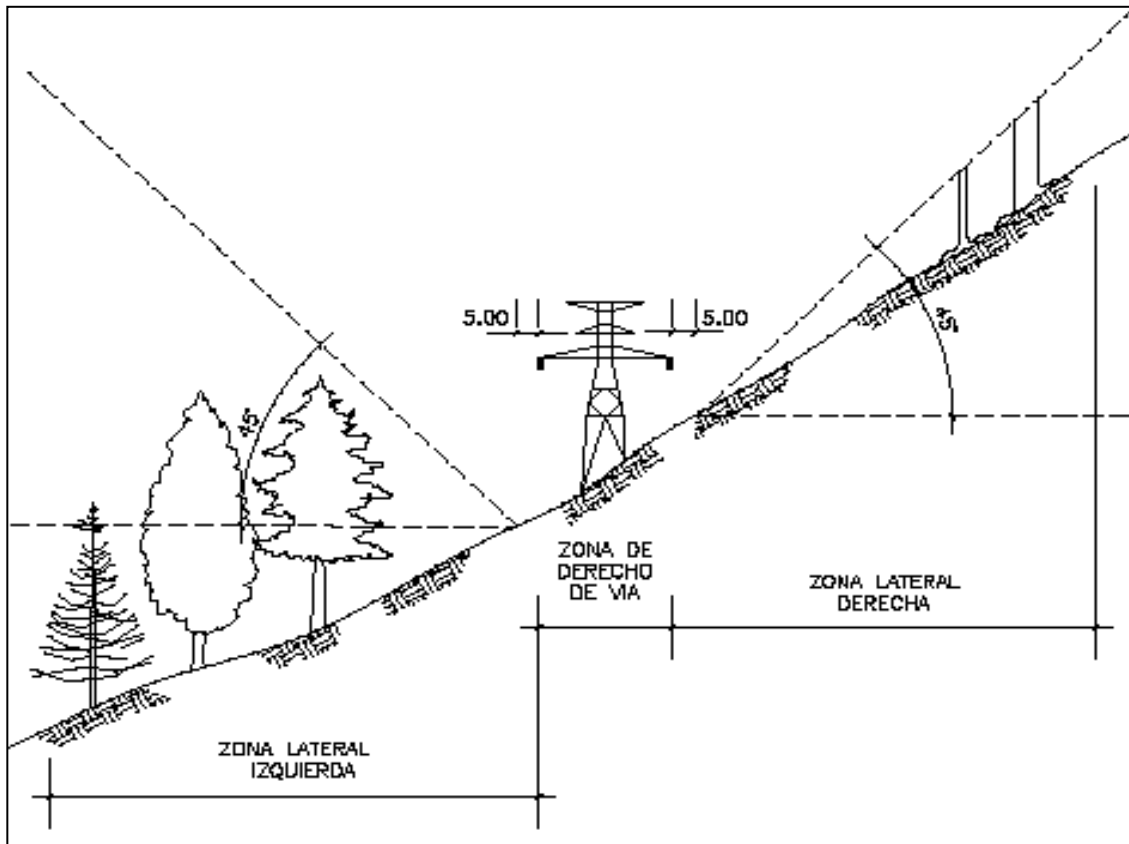
Figura 25. **Derecho de vía en terrenos sin inclinación**



Fuente: CALDERÓN, Daniel, *Departamento de líneas de transmisión ETCCE-INDE*. p. 23



Figura 26. Derecho de vía en terrenos con inclinación



Fuente: CALDERÓN, Daniel, *Departamento de líneas de transmisión ETCEE-INDE*. p. 25.

Las especificaciones de la tala de vegetación deben asegurar que los árboles no podrán causar problemas por aproximadamente 2 años después de efectuada. La tala debe tomar en cuenta la seguridad de la cuadrilla, los dueños de las propiedades, el mantenimiento de la línea. A continuación se presentan los procedimientos para realizar la tala de vegetación.

- Solicitud de desenergización de la línea

En el caso en el que la vegetación se encuentre a una distancia en la cual el personal corra riesgo con los conductores de fase, se debe de solicitar la desenergización de la línea.

- Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico, la desenergización al centro de mando.
- Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
- Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo la tala de vegetación.
- Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
- Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.

- Puestas a tierra

- En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.

- Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y una polea.
- Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
- El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
- El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
- El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo.
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al

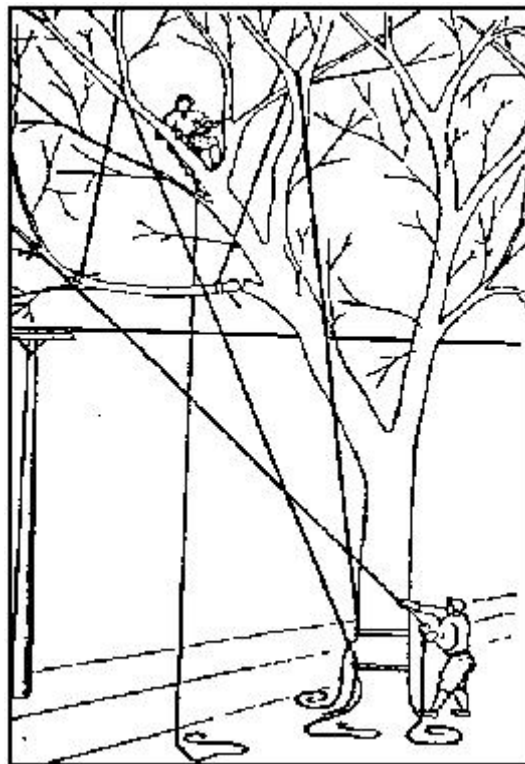
cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en las estructuras que se encuentran en los extremos del punto donde se realizara el mantenimiento.

- Tala de ramas grandes
  - Para llevar a cabo la tala de ramas grandes deberá subir un liniero al árbol correspondiente. El liniero deberá asegurarse a una de las bifurcaciones del árbol a talar.
  - El primer corte a la rama se debe de realizar en la parte inferior de la rama, a unos 25 a 30 cm. del lugar donde se efectuará el corte final. Este primer corte deberá realizarse a una profundidad entre  $\frac{1}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  del diámetro de la rama.
  - El segundo corte se debe hacer a unos 3 a 15 cm. más allá en la parte superior de la rama.
- Descenso de ramas grandes
  - Antes de cortar por completo la rama, debe fijarse con dos sogas, una en cada extremo de la rama. Estas sogas deben de ser pasadas por las bifurcaciones de las ramas del árbol, a manera de lograr una especie de polea para el personal que las manipula en tierra.

- Una tercera soga debe de ser colocada en el extremo cercano al conductor de fase. Esta soga es conocida como soga guía ya que facilita su manejo para que no toque el conductor al bajar la rama.
- Después de haber amarrado correctamente todas las sogas necesarias, se procede a cortar por completo la rama, utilizando la soga guía para ubicar a la rama lejos del conductor.
- Por último se procede a descender la rama por medio de las sogas en los extremos.

Figura 27. **Descenso de ramas**



Fuente: Merchant. *Programa de capacitación y seguridad en líneas eléctricas*. p. 8.

- Tala de ramas pequeñas
  - Para llevar a cabo la tala de ramas grandes deberá subir un liniero al árbol correspondiente, el liniero deberá asegurarse a una de las bifurcaciones del árbol a talar.
  - Para las ramas pequeñas, se debe de sostener una de las ramas de forma segura.
  - Luego se aplica un corte parejo en la rama principal.
  - Debido a que se trata de una rama pequeña, después de haber sido cortada se debe dejar caer con el consentimiento del personal en tierra.
  
- Reparación de heridas en un árbol

Cuando se corta una rama grande, mayor de 4 cm. de diámetro, se debe aplicar una pintura para árboles con base de asfalto. Esta cobertura elimina los problemas causados por insectos y otras enfermedades que entran en la herida.

- Para llevar a cabo la reparación árboles, deberá subir un liniero al árbol correspondiente, transportando en su cinturón el envase de la pintura. El liniero deberá asegurarse a una de las bifurcaciones del árbol a talar.
- El liniero debe proceder a cubrir completamente la parte dañada del árbol. La pintura puede aplicarse con brocha o rociado.

NOTA: Investigaciones indican que si se utiliza un químico inhibidor de crecimiento (que no permite el crecimiento de árbol) añadido a la pintura de asfalto, las ramitas no vuelven a crecer y los rebrotes de las ramas se reducen significativamente.

El uso de este químico inhibidor, hace más fácil la tala para años futuros, por no tener que repetirla todos los años en la misma rama.

- Retiro de las puestas a tierra

En dado caso se haya solicitado la desenergización de la línea debe realizarse lo siguiente.

- Después de haber realizado la tala de vegetación, se procede a quitar las puestas a tierra, comenzando por subir un liniero a la estructura.
- Luego se debe de solicitar al ayudante en tierra, que sea enviada por medio de la línea de mando anteriormente colocada, la pértiga pistola.
- El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
- Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
- Por medio de la línea de mando se procede a enviar la pértiga pistola y las puestas a tierra al personal en tierra.

- El liniero procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.
- Solicitud de reestablecimiento de energía eléctrica

En dado caso se haya solicitado la desenergización de la línea debe realizarse lo siguiente.

- Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
- Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación del retiro del lugar de trabajo

#### **6.4. Procedimientos para limpieza de aislamiento**

Los siguientes procedimientos están destinados a la limpieza de los aisladores en estructuras de remate y suspensión, ya que en los dos tipos de estructuras debido al tipo de mantenimiento el procedimiento es el mismo.

- Solicitud de desenergización de la línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico, la desenergización al centro de mando.



- Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
  - Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
  - Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
  - Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya está desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.
- Puestas a tierra
    - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
    - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y una polea.
    - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bándola, la bándola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.

- El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
- El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
- El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en la estructura de trabajo y en las estructuras anterior y posterior a ella.

- Limpieza del aislador
  - El liniero que se encuentra en la estructura, dentro de las herramientas en su cinturón debe poseer los implementos

necesarios para llevar a cabo la limpieza de los aisladores (esponja, guaipe, franela, etc.).

- El ayudante en tierra debe mandar al liniero en la estructura el agua para la limpieza de los aisladores.
  - El liniero aplica agua a la cadena de aisladores en forma uniforme para remover la suciedad alojada en los aisladores.
  - Después que el liniero ha revisado el estado de la cadena de aisladores queda a criterio de él, el usar jabón u otro implemento para limpiar. Por lo general la limpieza de los aisladores se realiza solamente con agua.
  - Con el objetivo de quitar toda la suciedad removida, se debe de realizar de nuevo una segunda limpieza, esta vez con un poco más de agua.
  - Ya bien limpios todos los elementos de la cadena de aisladores, se procede a dejar que estos se sequen al aire libre.
  - El liniero en la estructura procede a mandar a tierra el agua restante de la limpieza realizada.
- Retiro de las puestas a tierra
    - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó la limpieza de los aisladores a tierra, se procede a quitar las puestas

a tierra, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.

- El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
- Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
- Por medio de la línea de mando se procede a enviar las puestas a tierra al personal en tierra.
- El liniero procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar de la estructura.

NOTA: Los anteriores procedimientos se llevan a cabo en todas las estructuras en donde se hayan colocado las puestas a tierra.

- Solicitud de reestablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
  - Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.



## **7. PROCEDIMIENTOS PARA MANTENIMIENTOS CORRECTIVOS**

En el presente apartado, se hará referencia a los procedimientos necesarios para realizar los mantenimientos correctivos en las líneas de transmisión, especificando para cada caso, la actividad a realizar.

### **7.1. Reparación del conductor de fase**

Existen dos condiciones para la reparación del los conductores de fase, una de ellas es que el daño sea muy severo, tanto que amerite la sustitución de la parte dañada del conductor. Y la otra condición es que el daño en el conductor no sea muy severo y se pueda reparar. Además de esto, para esta segunda condición hay dos posibilidades que pueden presentarse, una es que el daño se encuentre cerca de la estructura y la otra es que el daño se encuentre lejos de ella. Los procedimientos que se describen en los párrafos siguientes contienen instrucciones para la reparación de los conductores en las condiciones anteriormente descritas.

#### **7.1.1. Daño cerca de la estructura**

Para realizar el mantenimiento correctivo en las estructuras de las líneas de transmisión, deberá realizarse las siguientes acciones.

- Solicitud de desenergización de la línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
  - Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
  - Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
  - Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.
  
- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y una polea.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la

estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.

- El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
- El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
- El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.



NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en la estructura de trabajo y en las estructuras anterior y posterior a ella.

- Reparando el conductor
  - Utilizando varillas para blindajes
    - ✓ Ubicado el liniero mediante su cinturón de seguridad en la estructura procede con la ayuda de un paño seco a limpiar la superficie dañada, esto para poder observar con claridad la superficie a reparar.
    - ✓ Si es necesario, con la ayuda de las herramientas del cinturón del liniero se procede a corregir o enderezar las partes dañadas del conductor, con el fin de alistarlo para la aplicación de las varillas
    - ✓ Ya limpio y preparado el tramo dañado del conductor el liniero procede a aplicar las varillas al sector dañado del conductor de fase. Para la colocación de la primer varilla el liniero debe de tomar en cuenta que se debe colocar en el centro del daño, la mitad de la varilla, esto con el objetivo que el daño del conductor quede en medio del blindaje.
    - ✓ Luego de haber colocado la primera varilla el liniero debe colocar las siguientes de la misma forma, colocándolas una a la par de otra y así consecutivamente.

- ✓ Después de haber colocado todas las varillas necesarias (aproximadamente de 12 a 13 varillas) el liniero debe de supervisar que la reparación haya quedado firme y en el lugar correcto.
- Utilizando camisa con lengüeta

La utilización de la Camisa con Lengüeta debe hacerse cuando el daño en el conductor no es muy severo, y el tramo dañado no es mayor a 15 cm.

- ✓ El liniero ubicado en la estructura, deberá limpiar y preparar el tramo de cable dañado.
- ✓ Con la ayuda de paños secos portados por el liniero se debe de quitar toda la suciedad alojada en el daño del cablec
- ✓ Después de haber quitado la suciedad, se deben de corregir las partes de cable dañadas con la ayuda de herramientas adecuadas (cangrejo, alicate, etc.).
- ✓ Ya preparado el tramo de cable dañado, se debe de acoplar la camisa sobre la parte dañada.
- ✓ Después de acoplar la camisa y de supervisar que la parte dañada ha sido cubierta, se debe de acoplar la lengüeta dentro de la camisa.

- ✓ Ya colocada la camisa con su respectiva lengüeta, se procede a aplicarle la compresión correspondiente.
- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó la reparación del conductor a tierra, se procede a quitar las puestas a tierra, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.
  - El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
  - Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
  - Por medio de la línea de mando se procede a enviar la pértiga pistola y las puestas a tierra al personal en tierra.
  - El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.

NOTA: Los anteriores procedimientos se llevan a cabo en todas las estructuras en donde se hayan colocado las puestas a tierra.

- Solicitud de reestablecimiento de energía eléctrica

- Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
- Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.

#### **7.1.2. Daño en el conductor lejos de la estructura**

En ocasiones la ubicación del daño en el conductor suele estar retirado de la estructura y además, no ser muy severo, este tipo de daño en los conductores por lo general, hace que no sea necesario bajar el conductor a tierra, debido a esto se utilizan ciertos métodos para realizar este mantenimiento en el aire, uno de estos métodos es la utilización de un carrito transportador o bicicleta. Esta herramienta utilizada por ETCEE-INDE para este tipo de mantenimientos, se acopla al conductor dañado por medio de poleas con las cuales se puede desplazar a lo largo del vano, a continuación se presentan los procedimientos para este tipo de mantenimiento por medio de este método.

- Solicitud de desenergización de la línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico la desenergización al centro de mando.

- Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
- Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
- Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
- Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.
- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y una polea.
  - El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
  - El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.

- El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en la estructura de trabajo y en las estructuras anterior y posterior a ella.

- Instalación del carrito transportador
  - Para llevar a cabo la instalación del carrito transportador deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
  - Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la polea con la cual molerán al carrito.
  - Uno de los linieros debe recibir la polea y proceder a ubicarla en un lugar donde no estorbe al mantenimiento y en el cual se pueda mover el carrito con facilidad.

- Ya bien ubicada la polea, se procede a mandar el carrito transportador por medio de la línea de mando. El carrito transportador debe de llevar ya ubicadas las sogas con las cuales se desplazará a través del conductor.
- Por medio de los dos linieros ubicados en la estructura proceden a acoplar el carrito al conductor correspondiente. El carrito se acopla al conductor mediante poleas, las cuales deben de ser colocadas correctamente para el buen funcionamiento y evitar dañar al conductor.
- Luego de haber colocado correctamente el carrito, una de las sogas con las cuales se maneja el carrito, debe de acoplarse a la polea anteriormente instalada. Esta soga manipulada por personal en tierra permitirá el desplazamiento del carrito en dirección hacia la estructura.
- El movimiento del carrito a lo largo del vano se realizara por medio de otra soga ya acoplada al carrito y manipulada directamente en tierra.
- Reparando el conductor
  - Utilizando varillas para blindajes
    - ✓ Ya ubicado el liniero en el daño del conductor, procede con la ayuda de un paño seco a limpiar la superficie dañada, esto para lograr observar claramente la superficie a reparar.

- ✓ Si es necesario, con la ayuda de las herramientas del cinturón del liniero se procede a corregir o enderezar las partes dañadas del conductor, con el fin de alistarlo para la aplicación de las varillas
- ✓ Ya limpio y preparado el tramo dañado del conductor, el liniero procede a aplicar las varillas en el lugar correspondiente. Para la colocación de la primera varilla el liniero debe de tomar en cuenta que se debe colocar en el centro del daño, la mitad de la varilla, esto con el objetivo que el daño del conductor quede en medio del blindaje.
- ✓ Luego de haber colocado la primer varilla el liniero debe colocar las siguientes de la misma forma, colocándolas una a la par de otra y así consecutivamente.
- ✓ Después de haber colocado todas las varillas necesarias (aproximadamente de 12 a 13 varillas) el liniero debe de supervisar que la reparación haya quedado firme y en el lugar correcto.

- Utilizando camisa con lengüeta

La utilización de la camisa con lengüeta debe hacerse cuando el daño en el conductor no es muy severo, y el tramo dañado no es mayor a 15 cm.

- ✓ El liniero ubicado en el daño del conductor, deberá limpiar y preparar el tramo de cable dañado.



- ✓ Con la ayuda de paños secos portados por el liniero se debe de quitar toda la suciedad alojada en el daño del cable.
  - ✓ Después de haber quitado la suciedad, se deben de corregir las partes de cable dañadas con la ayuda de herramientas adecuadas (cangrejo, alicate, etc.).
  - ✓ Ya preparado el tramo de cable dañado, se debe de acoplar la camisa sobre la parte dañada.
  - ✓ Después de acoplar la camisa y de supervisar que la parte dañada ha sido cubierta, se debe de acoplar la lengüeta dentro de la camisa.
  - ✓ Ya colocada la camisa con su respectiva lengüeta, se procede a aplicarle la compresión correspondiente.
- Retiro del carrito transportador
    - Una vez reparada la sección del conductor dañada, se procede a dar la orden al personal en tierra, de proceder a regresar al liniero a la estructura (esto por medio de una de las sogas anteriormente colocadas).
    - Con la ayuda del liniero en la estructura (liniero 2), se procede a sujetar el carrito transportador para facilitar el descenso del liniero (liniero 1).

- Ya los dos linieros en la estructura, se procede a retirar el carrito transportador del conductor y mandarlo a tierra por medio de la línea de mando.
- De la misma forma, se procede a mandar todas las herramientas restantes, entre ellas, la polea con la cual se transporto el carrito.
- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó la reparación del conductor a tierra, se procede a quitar las puestas a tierra, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.
  - El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
  - Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
  - Por medio de la línea de mando se procede a enviar la pértiga pistola y las puestas a tierra al personal en tierra.
  - El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.

NOTA: Los anteriores procedimientos se llevan a cabo en todas las estructuras en donde se hayan colocado las puestas a tierra.

- Solicitud de reestablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
  - Se espera como respuesta que el Centro de Mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.

### **7.1.3. Daño severo en el conductor**

Se entiende como daño severo, cuando los conductores de fase se encuentran dañados de tal forma que los blindajes y camisas de compresión no son suficientes como para reparar las cualidades eléctricas y mecánicas del conductor y cuando la distancia entre los daños del conductor es muy corta, por lo que es necesaria la sustitución del tramo completo, a continuación se presentan los procedimientos para realizar dicho mantenimiento en estructuras de remate y suspensión.

- Solicitud de desenergización de la Línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.

- Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
- Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
- Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya está desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.
- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y una polea.
  - El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
  - El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
  - El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia

correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.

- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en la estructura de trabajo y en las estructuras anterior y posterior a ella.

- Retirando el conductor
  - En estructura de remate
    - ✓ Para llevar a cabo el cambio de conductor deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
    - ✓ Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha, el tensor de conductores y estrobos.
    - ✓ El liniero 2, procede a instalar la garrucha en la estructura, colocando un estrobo en la estructura, una vez colocado el

estrobo de forma segura, se une a él la garrucha por medio del gancho de la misma.

- ✓ El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar el tensor al conductor y a unirlo a la cadena de la garrucha mediante la horquilla de tiro. El tensor deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte la desconexión del conductor.
- ✓ Ya seguramente colocados y acoplados el tensor y la garrucha se debe de dar la orden al personal en tierra que proceda a ejercerle tensión mecánica a la garrucha.
- ✓ Conforme se va tensando la garrucha, la cadena de aisladores y herrajes van perdiendo tensión mecánica. En cuanto la extensión clevis a bola ha perdido la tensión mecánica suficiente para poder manipular la chaveta y pin, se debe de dar la orden al personal en tierra, de detener la tensión mecánica aplicada a la garrucha.
- ✓ Ya estando la extensión clevis a bola libre de tensión mecánica, se procede a quitar la chaveta y el pin, para liberar al conductor de la cadena.
- ✓ Luego que el conductor está libre de la cadena de aisladores se procede a dar la orden de bajarlo cuidadosamente mediante la garrucha hasta llegarlo a tierra. Se debe de tomar en cuenta que la cadena de aisladores quedara suspendida de la estructura a la hora de

bajar el conductor, por lo cual se deberán tomar las precauciones correspondientes.

- ✓ Luego de estar un extremo del conductor en tierra, un liniero en el otro extremo del conductor (en la estructura), debe amarrar el conductor a la línea de mando, para que en tierra tensen la línea de mando a manera de quitarle tensión a la extensión clevis a bola y así poderle quitar la chaveta y el pin.
- ✓ Una vez libre el conductor de la cadena de aisladores, se procede a bajarlo cuidadosamente por medio de la línea de mando y el personal en tierra.
- En estructura de suspensión
  - ✓ Para llevar a cabo el cambio de conductor deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
  - ✓ Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha y estrobos.
  - ✓ El liniero 2, procede a instalar la garrucha en la estructura, colocando en forma segura un estrobo en la estructura, para unirlo a la garrucha por medio del gancho de la misma.
  - ✓ El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar la garrucha al conductor. El gancho de la garrucha colocado en el

conductor deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte la desconexión del conductor.

- ✓ Ya habiendo colocado la garrucha, se procede a dar la orden al personal en tierra que proceda cuidadosamente a quitarle tensión mecánica a la grapa de paso.
- ✓ Una vez fuera de tensión mecánica la grapa de paso, el liniero 1 con la ayuda de la herramienta transportada en su cinturón procede a quitar el conductor de la grapa de paso.
- ✓ Después de haber quitado el conductor de la grapa, se procede a dar la orden al personal en tierra de bajar el conductor cuidadosamente.
- ✓ De la misma manera se procede en la otra estructura que sujeta el otro extremo del conductor.

NOTA: Este paso es necesario si al bajar un extremo del conductor, el lugar dañado no es accesible a la reparación.

- Reparación del conductor

La utilización de la camisa de compresión es cuando el daño en el conductor es muy severo y por lo tanto el conductor no es capaz de soportar sobretensiones o la tensión mecánica de la línea.



- Una vez en tierra el conductor, se procede a colocarle un tensor de cable a cada extremo del sector dañado (dejando un espacio acorde para realizar el mantenimiento).
- Ya colocados los tensores, se procede a acoplarlos por medio de una mica.
- Cuando ya estén seguramente acoplados los tensores y la mica, se procede a contraer el sector dañado del cable, con el objetivo de hacer una comba en la parte dañada.
- Después de que se ha logrado realizar la comba en la parte dañada del cable, se procede a cortar el tramo de cable donde se consideran severamente dañado.
- Ya cortado el cable se procede a acoplar la camisa de compresión en los extremos del cable.
- Luego, ya acopladas las camisas de compresión, se procede con un caimanete de compresión a aplicar la compresión correspondiente a los extremos de las camisas.
- Después de haber colocado las camisas en los extremos del cable, se procede a colocar un tramo de cable nuevo (correspondiente al tramo cortado por daño) a los extremos libres de las camisas de compresión ya colocadas.
- Ya acoplado el tramo de cable nuevo a los extremos de las camisas, se procede a aplicarle la compresión correspondiente.

- Luego de haber colocado correctamente las camisas de compresión, se debe de proceder a liberar de tensión mecánica al tramo del conductor ya reparado.
- Colocando el conductor ya reparado
  - En estructura de remate

Después de haber realizado la reparación al cable, se procede a llevarlo de nuevo a su posición, para ello el procedimiento es el inverso que el descrito para el retiro del conductor.

- ✓ Ya reparado el conductor, se procede a subir el extremo del cable anteriormente bajado por la línea de mando. Para ello se debe de dar la orden de darle tensión a la línea de mando hasta llevar al conductor a la altura de la cadena de aisladores.
- ✓ Estando el conductor a la altura conveniente, el liniero en la estructura procede a acoplarlo a la extensión de la cadena de aisladores y a colocarle su pin y chaveta correspondiente.
- ✓ Después de haber colocado un extremo del conductor, se procede a subir el otro extremo por medio de la garrucha y tensor ya instalados.
- ✓ Cuando el conductor alcance la altura conveniente, uno de los linieros (liniero 1) en la estructura, manipulará la cadena

de aisladores para que con la ayuda del otro liniero (liniero 2) en la estructura, se proceda a acoplar el conductor a la extensión de la cadena de aisladores.

- ✓ Una vez asegurado el conductor a la cadena de aisladores se procede cuidadosamente a devolverle la tensión mecánica a la cadena de aisladores, esto por medio de la garrucha y tensor ya acoplados.

- En estructura de suspensión

Después de haber realizado la reparación al cable, se procede a llevarlo de nuevo a su posición, para ello el procedimiento es el inverso que el descrito para el retiro del conductor.

- ✓ Utilizando el acople del conductor a la mica, ya hecho en el extremo del conductor, se procede a subir el cable por medio de la mica instalada en la estructura.
- ✓ Un liniero ubicado en la estructura recibe el conductor para acoplarlo por medio de la grapa de suspensión a la cadena de aisladores.
- ✓ Ya acoplado el conductor a la cadena de aisladores, se continúa aplicando la tensión necesaria a la mica, con el objetivo de facilitar el aseguramiento de la grapa de suspensión.

- ✓ Una vez asegurado el conductor a la grapa de suspensión, se debe de quitar la tensión de la mica y a desacoplarla del conductor y de la estructura.
  - ✓ Después de haber desacoplado la mica y estrobos, deben de ser mandados a tierra por medio de la línea de mando.
  - ✓ De la misma manera, en el otro extremo del conductor (en la otra estructura) se procede a aplicarle la tensión necesaria a la mica con el objetivo de subir el conductor y llevarlo a su lugar.
  - ✓ Un liniero ya ubicado en la estructura recibe el conductor para acoplarlo por medio de la grapa de suspensión a la cadena de aisladores.
  - ✓ Ya ubicado el conductor en la grapa de suspensión se continúa aplicando tensión a la mica, con el objetivo de ayudar a asegurar la grapa al conductor.
  - ✓ Después de haber asegurado el conductor a la grapa de suspensión, se debe de retirar la mica y los estrobos de la estructura, para mandarlos a tierra por medio de la línea de mando.
- Retiro de las puestas a tierra
    - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó la reparación del conductor a tierra, se procede a quitar las puestas a

tierra, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.

- El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
- Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
- Por medio de la línea de mando se procede a enviar la pértiga pistola y las puestas a tierra al personal en tierra.
- El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.

NOTA: Los anteriores procedimientos se llevan a cabo en todas las estructuras en donde se hayan colocado las puestas a tierra.

- Solicitud de reestablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.

- Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación del retiro del lugar de trabajo.

## **7.2. Cambio de cruceros**

Al igual que los procedimientos para el cambio de postes, en ETCEE-INDE se emplean dos métodos para realizar el cambio de crucero en las estructuras tipo “H”. Uno de ellos consiste en descender completamente los conductores de fase a tierra, este método se lleva a cabo en estructuras de remate y cuando las estructuras que se encuentran en los extremos son capaces de soportar la tensión mecánica del resto de la línea (estructuras de remate).

El otro método utilizado consiste en dejar suspendidas las fases, este método es utilizado en estructuras de suspensión y cuando las estructuras que se encuentran en los extremos de la estructura a cambiar no son lo suficientemente capaces de soportar la tensión mecánica que ejerce solo un lado de la línea (estructuras de paso). Los procedimientos que se describen a continuación contienen las instrucciones necesarias para realizar el cambio de postes en líneas de transmisión por medio de estos dos métodos.

### **7.2.1. Cambio de cruceros descendiendo los conductores de fase a tierra (estructuras de remate)**

Para realizar el mantenimiento correctivo y cambios de los cruceros en las estructuras de las líneas de transmisión, deberá realizarse las siguientes acciones.

- Solicitud de desenergización de la línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
  - Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
  - Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
  - Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya está desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.
  
- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y su respectiva polea.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la

estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.

- El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
- El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
- El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.



NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en las estructuras anterior y posterior a la estructura que se sustituirá.

- Descendiendo las fases a tierra
  - Para descender las fases deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
  - Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha, el tensor de conductores y estobos.
  - El liniero 2, procede a instalar la garrucha en el poste, colocando un estrobo alrededor de la estructura, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la mica por medio del gancho de la misma.
  - El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar el tensor al conductor fase 1 de un lado de la estructura y a unirlo a la garrucha mediante la horquilla de tiro de tensor, el tensor deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.
  - De la misma manera, por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha, tensor y estobos, para el otro lado de la fase 1.
  - El liniero 2, procede a instalar la garrucha en el poste, colocando un estrobo alrededor de la estructura cerca del estrobo ya

colocado, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la garrucha por medio del gancho de la misma.

- El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar el tensor al conductor de fase 1 de del otro lado de la estructura y a unirlo a la garrucha mediante la horquilla de tiro de tensor. El tensor deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.
- Ya colocados los dos tensores en la misma fase y uno en cada lado de la estructura, se procede a dar la orden al personal en tierra que se inicie a quitar la tensión mecánica a las cadenas de aisladores mediante las garruchas. Se debe de tener en cuenta que este procedimiento se debe de realizar al mismo tiempo para cada lado de la fase, esto con el objetivo de realizar simultáneamente el desacoplamiento de las fases.
- Después de haber quitado la tensión mecánica de las dos cadenas de aisladores se procede a desacoplar los conductores de sus respectivas cadenas de aisladores, incluyendo la cadena de aisladores del puente (si existe). Ésto debe de realizarse al mismo tiempo.
- Después de estar los conductores libres de las cadenas de aisladores, se procede a descender a tierra la fase. Para esto se debe de dar la orden al personal en tierra, de descender cuidadosamente los conductores y de forma simultánea hasta llegarlos a tierra. Nota: la fase es descendida con los puentes acoplados.

- Una vez en tierra la primera fase se procede a realizar los incisos 2 al 10 para la tercera fase y por último la segunda fase.
- Después de haber retirado los conductores de fase y de guarda de la estructura, se procede a enviar por medio de la línea de mando, las garruchas y estobos utilizados para el retiro de los conductores.
- Retirando las cadenas de aisladores de la estructura
  - Para desacoplar la cadena de aisladores, se debe de amarrar una línea de mando a la cadena.
  - Luego de estar bien amarrada la cadena a la línea de mando se procede a dar la orden al personal en tierra de quitarle tensión a la unión de la cadena de aisladores con la estructura, para esto se debe de tensar desde tierra la línea de mando.
  - Ya sin tensión la unión de la cadena de aisladores con la estructura se procede a retirar la chaveta y a desacoplar la cadena de la estructura.
  - Después de haber desacoplado la cadena de aisladores de la estructura, se debe de dar la orden al personal en tierra de bajarla cuidadosamente a tierra.
  - Este procedimiento se debe de realizar en todas las cadenas existentes en la estructura.

- Retirando el crucero de la estructura
  - Después de haber retirado los conductores y las cadenas de aisladores de la estructura, se procede a retirar el crucero, para ello se deben de retirar los tornillos y tuercas que sujetan al crucero al poste de la estructura.
  - En el caso de una estructura de tres postes, se debe de iniciar desacoplando la unión del crucero con el poste del centro de la estructura.
  - Antes de desacoplar por completo el crucero de los postes de la estructura, se debe de amarrar el crucero a la línea de mando y dar la orden al personal en tierra que mantengan bajo tensión las líneas de mando. Ésto debe de realizarse en cada poste de la estructura.
  - Después de haber amarrado seguramente el crucero a las líneas de mando, se debe de terminar de desacoplar por completo el crucero de los postes.
  - Una vez libre el crucero de los postes de la estructura, se procede a dar la orden al personal en tierra de descender cuidadosamente el crucero horizontalmente hasta tierra.
  - Ya en tierra el crucero, se procede a repararlo o a retirarlo del lugar del mantenimiento según sea necesario.

- Colocación del nuevo crucero en la estructura
  - Para la colocación del nuevo crucero deben de subir dos linieros a los postes, cada liniero instalará una polea con sus respectivas líneas de mando acopladas.
  - Luego de colocadas las líneas de mando a los postes, estas deben de ser seguramente amarradas al crucero, el amarre debe de realizarse en los extremos del crucero, a manera que la línea de mando amarrada quede en línea recta con la polea.
  - Después de haber asegurado el crucero a la línea de mando, se procede a dar la orden al personal en tierra de subir horizontalmente el crucero a la estructura.
  - Los lineros ubicados en los postes deben de recibir el crucero y acoplarlo a los postes por medio de los herrajes correspondientes. En el caso que la estructura fuera de tres postes, debe subirse un tercer liniero para asegurar la unión del poste central con el crucero.
  - Ya colocado el crucero a los postes, se debe de desamarrar el crucero de la línea de mando y realizar los ajustes necesarios para fijar el crucero.
- Colocación de las cadenas de aisladores
  - Las cadenas de aisladores deben de ser amarradas y enviadas por medio de las líneas de mando instaladas anteriormente.

- Los linieros ubicados ya en los postes después de haber colocado el crucero, deben de recibir las cadenas de aisladores para acoplarlas a los postes o cruceros según sea el tipo de estructura.
- Después de haber asegurado las cadenas de aisladores deben de ser desamarradas de la línea de mando, para dejarlas listas a la colocación del conductor.
- Colocación de los conductores de fase
  - Para la colocación de los conductores deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en el poste (liniero 1).
  - Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha y estrobos.
  - Los linieros proceden a instalar la garrucha en la estructura, colocando un estrobo alrededor del poste, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la mica por medio del gancho de la misma.
  - De la misma manera descrita anteriormente, el personal en tierra procede a mandar la segunda garrucha y estrobo por medio de la línea de mando.
  - Los linieros proceden a instalar la segunda garrucha en la estructura, colocando un segundo estrobo alrededor del poste, este estrobo debe de ser colocado cerca del primer estrobo ya

colocado, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la mica por medio del gancho de la misma.

- Al mismo tiempo el personal en tierra debe de instalar los tensores a los conductores de la fase 1, de cada lado de la estructura y a unirlos a las garruchas correspondientes instaladas en los postes.
- Los tensores deberán ser colocados a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte la colocación del conductor de la cadena de aisladores.
- Después de haber asegurado la unión de los tensores con sus respectivas garruchas, se debe de dar la orden al personal en tierra de iniciar cuidadosamente el ascenso de los conductores de forma simultánea.
- Los dos linieros en el poste deben de recibir un conductor y acoplarlo a una de las cadenas de aisladores, un liniero recibirá el conductor mientras que el otro liniero levantara la cadena de aisladores para acoplarla al conductor.
- De la misma manera se recibirá el otro conductor. Un liniero recibirá el conductor mientras que el otro liniero levantara la cadena de aisladores para acoplarla al conductor.
- Una vez se encuentren acoplados los conductores a las cadenas de aisladores, se procede a dar la orden al personal en tierra de devolverle la tensión mecánica de forma simultánea a las cadenas de aisladores y a la estructura.

- Después de haber realizado la colocación de la fase, se procede a enviar los tensores, las garruchas y los estrobos al personal en tierra, por medio de la línea de mando.

NOTA: Este procedimiento debe iniciarse en la fase del centro de la estructura y de igual forma para el resto de las fases.

- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó la colocación de los conductores de fase, se procede a quitar las puestas a tierra de las estructuras que se encuentran antes y después de la nueva estructura, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.
  - El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
  - Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
  - Por medio de la línea de mando se procede a enviar las puestas a tierra al personal en tierra.
  - El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.



- Solicitud de restablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
  - Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación de retiro del lugar de trabajo.

#### **7.2.2. Cambio de crucero suspendiendo los conductores de fase e hilo de guarda (estructuras de suspensión)**

Para realizar el mantenimiento correctivo y cambios de los cruceros suspendiendo los conductores de fase e hilo de guarda en las estructuras de las líneas de transmisión, deberá realizarse las siguientes acciones.

- Solicitud de desenergización de la Línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.

- Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
- Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
- Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control, que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.
- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y su respectiva polea.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando

por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.

- El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
- El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo.
- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en las estructuras anterior y posterior a la estructura que se sustituirá.

- Suspensión de las fases e hilo de guarda

La suspensión de las fases en ETCEE-INDE se realiza con la ayuda de micas y tensores, colocados en cada unión de la fase con la estructura y que a su vez se unen por medio de los ganchos de las propias micas. Este método es conocido en ETCCE-INDE como conexión de micas encontradas. A continuación se describen los procedimientos para realizar dicha conexión.

- Para la suspensión de las fases deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
- Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar las micas, tensores y estrobos.
- El liniero 1, procede a instalar el tensor y a acoplarlo a la mica en uno de los lados de la fase. El tensor debe de ser colocado a una distancia donde no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.
- El liniero 2, al mismo tiempo procede a instalar el tensor y a acoplarlo a la mica en el otro lado de la fase. El tensor debe de ser colocado a una distancia donde no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.
- Ya colocados los tensores y las micas en la misma fase y en cada lado de la estructura, se procede a unir las micas por medio de sus respectivos ganchos. En el caso que la estructura se encuentre compuesta por crucero, la unión de las micas debe de realizarse por encima del mismo.
- Después de haber unido de forma segura las micas, se procede a manipularlas a manera de tensar los vanos y con el objetivo de eliminar el soporte que ejerce la estructura en la fase. Se debe de tener en cuenta que este procedimiento se debe de realizar al mismo tiempo en cada mica.

- Ya eliminada la carga de la cadena de aisladores se procede a sustituir la tensión soportada por las micas, por un estrobo acerado o herrajes según convenga.
- Al haber sustituido las micas por estrobos o herrajes deben ser mandadas a tierra por medio de las líneas de mando.
- Una vez libre de tensión la cadena de aisladores se procede a desacoplar el conductor de la misma.

NOTA: Este procedimiento debe iniciarse en la fase del centro de la estructura y realizarse de la misma manera para el resto de las fases e hilo de guarda.

- Retirando las cadenas de aisladores de la estructura
  - Para desacoplar la cadena de aisladores, se debe de amarrar una línea de mando a la cadena.
  - Luego de estar bien amarrada la cadena a la línea de mando se procede a dar la orden al personal en tierra de quitarle tensión a la unión de la cadena de aisladores con la estructura, para esto se debe de tensar desde tierra la línea de mando.
  - Ya sin tensión la unión de la cadena de aisladores con la estructura, se procede a retirar la chaveta y a desacoplar la cadena de la estructura.

- Después de haber desacoplado la cadena de aisladores de la estructura, se debe de dar la orden al personal en tierra de bajarla cuidadosamente a tierra.
- Este procedimiento se debe de realizar en todas las cadenas existentes en la estructura.
- Retirando el crucero de la estructura
  - Después de haber suspendido los conductores y las cadenas de aisladores de la estructura, se procede a retirar el crucero, para ello, los linieros que se encuentran en la estructura deben de retirar los tornillos y tuercas que sujetan al crucero al poste de la estructura.
  - En el caso de una estructura de tres postes, se debe de iniciar desacoplando la unión del crucero con el poste del centro de la estructura.
  - Antes de desacoplar por completo el crucero de los postes de la estructura, se debe de amarrar el crucero a la línea de mando y dar la orden al personal en tierra que mantengan bajo tensión las líneas de mando. Esto debe de realizarse en cada poste de la estructura.
  - Después de haber amarrado seguramente el crucero a las líneas de mando, se debe de terminar de desacoplar por completo el crucero de los postes.

- Una vez libre el crucero de los postes de la estructura, se procede a dar la orden al personal en tierra de descender cuidadosamente el crucero horizontalmente hasta tierra.
- Ya en tierra el crucero, se procede a repararlo o a retirarlo del lugar del mantenimiento según sea necesario.

NOTA: Este proceso debe de realizarse al mismo tiempo en los postes de los extremos de la estructura.

- Aseguramiento de las fases e hilo de guarda

El aseguramiento de las fases consiste en unir en uno de los tensores de cable colocados en la fase, a una soga sujeta en tierra firme o a su poste correspondiente. Este procedimiento se realiza con el objetivo de asegurar las fases y de retirarlas para que no dificulten el cambio del crucero.

- Para realizar el aseguramiento de las fases, se procede a mandar por medio de la línea de mando una soga al liniero ubicado en el poste.
- Después de recibir la soga el liniero debe de realizar un amarre en uno de los tensores ya colocados en la fase. El amarre debe de hacerse en la horquilla de tiro del tensor.
- Luego de haber amarrado la soga al tensor de fase, la soga debe de sujetarse firmemente a un lugar en tierra firme (árboles, columnas, etc.), tratando que la fase no dificulte y no se encuentre bajo riesgo durante el mantenimiento. De no haber ningún lugar

donde sujetar la soga, esta puede ser sujeta por personal durante el mantenimiento.

NOTA: Este procedimiento debe de realizarse para cada fase e hilo de guarda. Durante el mantenimiento, la posición en la cual se fijan las fases, puede ser cambiada según lo requiera el cambio de poste.

- Colocación del nuevo crucero en la estructura
  - Para la colocación del nuevo crucero deben de subir dos linieros a los postes, cada liniero instalará una polea con sus respectivas líneas de mando acopladas.
  - Luego de colocadas las líneas de mando a los postes, estas deben de ser seguramente amarradas al crucero, el amarre debe de realizarse en los extremos del crucero, a manera que la línea de mando amarrada quede en línea recta con la polea.
  - Después de haber asegurado el crucero a la línea de mando, se procede a dar la orden al personal en tierra de subir horizontalmente el crucero a la estructura.
  - Los lineros ubicados en los postes deben de recibir el crucero y acoplarlo a los postes por medio de los herrajes correspondientes. En el caso que la estructura fuera de tres postes, debe subirse un tercer liniero para asegurar la unión del poste central con el crucero.



- Ya colocado el crucero a los postes, se debe de desamarrar el crucero de la línea de mando y realizar los ajustes necesarios para fijar el crucero.
- Colocación de las cadenas de aisladores
  - Las cadenas de aisladores deben de ser amarradas y enviadas por medio de las líneas de mando instaladas anteriormente.
  - Los linieros ubicados ya en los postes después de haber colocado el crucero, deben de recibir las cadenas de aisladores para acoplarlas a los postes o cruceros según sea el tipo de estructura.
  - Después de haber asegurado las cadenas de aisladores deben de ser desamarradas de la línea de mando, para dejarlas listas a la colocación del conductor.
- Liberación de las fases e hilos de guarda
  - Para la liberación de las fases, se debe de retirar la unión de la soga, del lugar amarrado en tierra firme o al poste. Al retirar esta unión, debe de mantenerse sujeta la soga hasta que la fase se ubique en su lugar original.
  - Al retirar la soga del lugar en tierra firme, las fases regresaran a su posición original, por lo cual el liniero ubicado en la estructura debe de retirar el amarre hecho en los tensores de las fases.

- Después de haber retirado la soga de los conductores, estos quedan preparados para su colocación en la estructura.
- Eliminación de la suspensión y colocación de las fases
  - Para la eliminación de la suspensión de las fases deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
  - Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra deben proceder a enviar las micas.
  - El liniero 1, procede a instalar la mica en uno de los tensores existentes en uno de los lados de la fase. La mica debe de ser colocada en la horquilla de tiro del tensor.
  - El liniero 2, al mismo tiempo procede a instalar otra mica al tensor existente en el otro lado de la fase. De la misma forma la mica debe de ser colocada en la horquilla del tiro del tensor.
  - Ya colocadas las micas en la misma fase y en cada lado de la estructura, se procede a unir las micas por medio de sus respectivos ganchos. En el caso que la estructura se encuentre compuesta por crucero, la unión de las micas debe de realizarse por encima del mismo.
  - Después de haber unido de forma segura las micas, se procede a manipularlas a manera de seguir tensando los vanos y con el objetivo de eliminar el soporte colocado en sustitución de las

micas (estrobo acerado o herraje). Se debe de tener en cuenta que para llevar a cabo este procedimiento se deben de manipular las micas simultáneamente.

- Ya eliminado el soporte, se procede a liberar un poco la tensión del vano, con el objetivo de colocar el conductor en su respectiva cadena de aisladores.
- Al haber colocado el conductor en la cadena de aisladores, se debe de proceder por medio de las micas a regresarle cuidadosamente la tensión mecánica a la estructura.

NOTA: Este procedimiento debe iniciarse en la fase del centro de la estructura y realizarse de la misma manera para el resto de las fases e hilo de guarda.

- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó la colocación de los conductores de fase, se procede a quitar las puestas a tierra de las estructuras que se encuentran antes y después de la nueva estructura, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.
  - El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
  - Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.

- Por medio de la línea de mando se procede a enviar las puestas a tierra al personal en tierra.
- El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.
- Solicitud de restablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
  - Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación de retiro del lugar de trabajo.

### **7.3. Cambio de postes**

Existen varios métodos para la sustitución de postes en líneas de transmisión, en ETCEE-INDE se emplean dos de estos métodos para realizar este procedimiento. Uno de ellos consiste en descender completamente los conductores de fase a tierra, este método se lleva a cabo en estructuras de remate y cuando las estructuras que se encuentran en los extremos son capaces de soportar la tensión mecánica del resto de la línea (estructuras de remate).

El otro método utilizado consiste en dejar suspendidas las fases, este método es utilizado en estructuras de suspensión y cuando las estructuras que se encuentran en los extremos de la estructura a cambiar no son lo suficientemente capaces de soportar la tensión mecánica que ejerce solo un lado de la línea (estructuras de paso). los procedimientos que se describen a continuación contienen las instrucciones necesarias para realizar el cambio de postes en líneas de transmisión por medio de estos dos métodos.

### **7.3.1. Cambio de postes descendiendo los conductores de fase a tierra (estructuras de remate)**

- Solicitud de desenergización de la línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
  - Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
  - Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
  - Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.

- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y su respectiva polea.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
  - El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
  - El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.

- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en las estructuras anterior y posterior a la estructura que se sustituirá.

- Descendiendo las fases a tierra
  - Para descender las fases deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
  - En caso de que la estructura posea una cadena de aisladores para el puente de fase, este puente debe de retirarse de la cadena de aisladores antes de iniciar con el descenso de fase.
  - Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha, el tensor de conductores y estobos.
  - El liniero 2, procede a instalar la garrucha en el poste, colocando un estrobo alrededor de la estructura, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la mica por medio del gancho de la misma.

- El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar el tensor al conductor fase 1 de un lado de la estructura y a unirlo a la garrucha mediante la horquilla de tiro de tensor. El tensor deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.
- De la misma manera, por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha, tensor y estobos, para el otro lado de la fase 1.
- El liniero 2, procede a instalar la garrucha en el poste, colocando un estrobo alrededor de la estructura cerca del estrobo ya colocado, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la garrucha por medio del gancho de la misma.
- El liniero 1, al mismo tiempo procede a instalar el tensor al conductor de fase 1 del otro lado de la estructura y a unirlo a la garrucha mediante la horquilla de tiro de tensor; el tensor deberá ser colocado a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.
- Ya colocados los dos tensores en la misma fase y uno en cada lado de la estructura, se procede a dar la orden al personal en tierra que se inicie a quitar la tensión mecánica a las cadenas de aisladores mediante las garruchas. Se debe de tener en cuenta que este procedimiento se debe de realizar al mismo tiempo para cada lado de la fase, esto con el objetivo de realizar simultáneamente el desacoplamiento de las fases.



- Después de haber quitado la tensión mecánica de las dos cadenas de aisladores se procede a desacoplar los conductores de sus respectivas cadenas de aisladores, esto debe de realizarse al mismo tiempo.
- Después de estar los conductores libres de las cadenas de aisladores, procede a descender a tierra la fase. Para esto se debe de dar la orden al personal en tierra, de descender cuidadosamente los conductores y de forma simultánea hasta llegarlos a tierra.
- Una vez en tierra la primera fase se procede a realizar los incisos 2 al 10 para las fases restantes.
- Después de haber retirado los conductores de fase y de hilo de guarda de la estructura, se procede a enviar por medio de la línea de mando, las garruchas y estobos utilizados para el retiro de los conductores.

NOTA: Este procedimiento debe de iniciarse con la fase central de la estructura, y realizarse de la misma manera con las dos restantes. Al realizar este procedimiento con el conductor de guarda, es probable que este conductor no alcance el nivel del suelo, por lo cual deberá realizarse el resto del mantenimiento con el conductor de guarda suspendido. En circunstancias en donde el hilo de guarda suspendido dificulte algún procedimiento, este deberá ser manipulado por medio de una soga amarrada a él y manejado a conveniencia.

- Retiro de las cadenas de aisladores de la estructura
  - Para desacoplar la cadena de aisladores, se debe de amarrar una línea de mando a la cadena.
  - Luego de estar bien amarrada la cadena a la línea de mando se procede a dar la orden al personal en tierra de quitarle tensión a la unión de la cadena de aisladores con la estructura, para esto se debe de tensar desde tierra la línea de mando.
  - Ya sin tensión la unión de la cadena de aisladores con la estructura se procede a retirar la chaveta y a desacoplar la cadena de la estructura.
  - Después de haber desacoplado la cadena de aisladores de la estructura, se debe de dar la orden al personal en tierra de bajarla cuidadosamente a tierra.
  - Este procedimiento se debe de realizar en todas las cadenas existentes en la estructura.
  
- Retiro de las retenidas de la estructura

Después de haber retirado los conductores y las cadenas de aisladores de la estructura, se procede a retirar las retenidas antes que el crucero.

Este orden procedimientos se realiza con el objetivo de que las retenidas no dificulten el retiro del crucero de la estructura.

- Este procedimiento se inicia retirando el extremo de la retenida acoplada al ancla. Para ello debe de colocarse un tensor de Barra en el ancla.
- Luego se procede a colocar de igual manera un tensor de cable a la retenida. Este tensor de cable debe de ser colocado a una distancia donde no dificulte el desacoplamiento de la retenida.
- Después de haber colocado de forma segura los dos tensores, se debe de proceder a acoplarlos por medio de una mica.
- Al estar ya acoplados los dos tensores por medio de la mica, se procede a retirarle la tensión mecánica a la unión de la retenida con el ancla, esto por medio de la mica.
- Ya estando libre de tensión mecánica la unión de la retenida con el ancla, se procede a retirar el herraje de esta unión.
- Después de haber retirado la unión de la retenida con el ancla, la unión de la retenida al poste queda fuera de tensión mecánica, por lo tanto se procede a retirar la unión al poste. Para ello debe de subir a la estructura un liniero y retirar la unión al poste con la ayuda de herramienta necesaria.

NOTA: Este procedimiento debe de realizarse para todas las retenidas de la estructura.

- Retiro del crucero de la estructura
  - Para retirar el crucero se debe de subir un liniero al poste y retirar los tornillos y tuercas que sujetan al crucero al poste de la estructura.
  - En el caso de una estructura de tres postes, se debe de iniciar desacoplando la unión del crucero con el poste del centro de la estructura.
  - Antes de desacoplar por completo el crucero de los postes de la estructura, se debe de amarrar el crucero a la línea de mando y dar la orden al personal en tierra que mantengan bajo tensión las líneas de mando, en el caso de una estructura de tres postes, esto debe de realizarse solo en los postes de los extremos.
  - Después de haber amarrado seguramente el crucero a las líneas de mando, se debe de terminar de desacoplar por completo el crucero de los postes.
  - Una vez libre el crucero de los postes de la estructura, se procede a dar la orden al personal en tierra de descender cuidadosamente el crucero horizontalmente hasta tierra.
  - Después de haber retirado el crucero y las retenidas de los postes, se procede a desinstalar la polea y la línea de mando de los postes.

- Retiro del poste dañado
  - Para realizar el retiro del poste, se debe amarrar una línea de mando en el extremo superior y otra en el extremo inferior del poste.
  - Después de haber asegurado las líneas de mando en los extremos del poste, se procede a colocar un estrobo acerado aproximadamente a la mitad del poste.
  - Con la ayuda de un camión grúa, se acopla el estrobo acerado al gancho de la pluma, este acople se puede realizar directamente o con la ayuda de herrajes según sea necesario.
  - Una vez asegurado el estrobo acerado al camión grúa, se debe de ordenar la personal que mantengan con tensión las líneas de mando colocadas en los extremos del poste.
  - Ya asegurado el estrobo a la grúa y tensas la líneas de mando se procede a dar la orden de retirar el poste.
  - Se debe de tener en cuenta que las líneas de mando acopladas en los extremos se utilizan para mantener al poste en posición horizontal una vez que se haya retirado el poste de su cimentación. Esto debe de realizarse para un mejor control y evitar cualquier tipo de percance con el equipo y el personal de trabajo.
  - Ya retirado y colocado en posición horizontal, se procede a colocar en tierra el poste dañado. El poste debe de ser colocado

en un lugar retirado y seguro donde no obstaculice el resto del mantenimiento.

- Instalación del nuevo poste
  - De la misma forma, al nuevo poste se le deben de amarrar las líneas de mando en los extremos. En este caso las líneas de mando tienen la función de mantener al poste en posición vertical para ser introducido en su lugar correspondiente.
  - Ya colocadas las líneas de mando en sus extremos, se procede a colocar un estrobo acerado en la mitad del poste.
  - Después se debe de unir el estrobo acerado al gancho de la pluma del camión grúa, esto puede hacerse directamente o por medio de herrajes según sea necesario.
  - Estando las líneas de mando acopladas en los extremos del poste y es estrobo acerado unido a la grúa, se debe de supervisar que todos los amarres y uniones se encuentren seguros, después de revisadas todas las uniones, se procede a dar la orden al camión grúa de colocar el poste en el lugar correspondiente.
  - Se debe de tener en cuenta, que en el momento que el poste esté totalmente suspendido por el camión grúa, este debe de ser colocado por medio de las líneas de mando en posición vertical, ésto para facilitar su colocación.

- Una vez colocado el poste en su lugar correspondiente, se procede a verificar la posición completamente vertical por medio de una plomada, este procedimiento debe realizarse en cuatro puntos distintos a manera de rodear el poste.
- Después de haber supervisado que el poste se encuentra en posición totalmente vertical, se procede a rellenar el agujero utilizando tierra y cimentándola de forma que el poste quede seguramente colocado.
- Colocación del crucero en la estructura
  - Para la colocación del crucero deben de subir dos linieros a los nuevos postes, cada liniero instalará una polea con sus respectivas líneas de mando acopladas.
  - Luego de colocadas las líneas de mando a los postes, éstas deben de ser seguramente amarradas al crucero, el amarre debe de realizarse en los extremos del crucero, a manera que la línea de mando amarrada quede en línea recta con la polea.
  - Después de haber asegurado el crucero a la línea de mando, se procede a dar la orden al personal en tierra de subir horizontalmente el crucero a la estructura.
  - Los linieros ubicados en los postes deben de recibir el crucero y acoplarlo a los postes por medio de los herrajes correspondientes. En el caso que la estructura fuera de tres postes, debe subirse un

tercer liniero para asegurar la unión del poste central con el crucero.

- Ya colocado el crucero a los postes, se debe de desamarrar el crucero de la línea de mando y realizar los ajustes necesarios para fijar el crucero.
- Colocación de las retenidas a la estructura
  - Para este procedimiento debe de subirse un liniero a la estructura y colocar los herrajes necesarios para fijar las retenidas en la estructura.
  - Ya colocados los herrajes, se procede a mandar por medio de la línea de mando las retenidas.
  - El liniero en la estructura debe de colocar en forma segura la retenida al herraje correspondiente. Este inciso debe de realizarse para todas las retenidas antes de ser aseguradas a sus respectivas anclas.
  - Después de haber unido la retenida a la estructura, se procede a colocarle el tensor de cable a la retenida y el tensor de barra al ancla. Ya colocados los tensores, deben ser unidos por medio de una mica.
  - De la misma forma que el inciso anterior, se procede a colocarle los tensores y la mica a la retenida opuesta a la retenida en la que se trabaja.



- Ya colocados los tensores y las micas en las retenidas se procede a aplicarles tensión mecánica por medio de las micas, este proceso debe de realizarse en forma simultánea, con el objetivo de mantener la verticalidad de la estructura.
- Al obtener la tensión necesaria en las retenidas, se procede a acoplar las retenidas a sus respectivas anclas por medio de sus herrajes correspondientes.

NOTA: Este procedimiento debe de realizarse en todos los postes de la estructura.

- Colocación de las cadenas de aisladores
  - Las cadenas de aisladores deben de ser amarradas y enviadas por medio de las líneas de mando instaladas anteriormente.
  - Los linieros ubicados ya en los postes después de haber colocado el crucero, deben de recibir las cadenas de aisladores para acoplarlas a los postes o cruceros según sea el tipo de estructura.
  - Después de haber asegurado las cadenas de aisladores deben de ser desamarradas de la línea de mando, para dejarlas listas a la colocación del conductor.
- Colocación de los conductores de fase y puentes

- Para la colocación de los conductores deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en el poste (liniero 1).
- Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar la garrucha y estrobos.
- Los linieros proceden a instalar la garrucha en la estructura, colocando un estrobo alrededor del poste, una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la mica por medio del gancho de la misma.
- De la misma manera descrita anteriormente, el personal en tierra procede a mandar la segunda garrucha y estrobo por medio de la línea de mando.
- Los linieros proceden a instalar la segunda garrucha en la estructura, colocando un segundo estrobo alrededor del poste, este estrobo debe de ser colocado cerca del primer estrobo ya colocado. Una vez colocado el estrobo de forma segura, se une a él la garrucha por medio del gancho de la misma.
- Al mismo tiempo el personal en tierra debe de instalar los tensores a los conductores de la fase 1, de cada lado de la estructura y a unirlos a las garruchas correspondientes instaladas en los postes. Los tensores deberán ser colocados a una distancia a conveniencia, la cual no dificulte la colocación del conductor de la cadena de aisladores.

- Después de haber asegurado la unión de los tensores con sus respectivas garruchas, se debe de dar la orden al personal en tierra de iniciar cuidadosamente el ascenso de los conductores de forma simultánea.
- Los dos linieros en el poste deben de recibir un conductor y acoplarlo a una de las cadenas de aisladores. Un liniero recibirá el conductor mientras que el otro liniero levantara la cadena de aisladores para acoplarla al conductor.
- De la misma manera se recibirá el otro conductor. Un liniero recibirá el conductor mientras que el otro liniero levantara la cadena de aisladores para acoplarla al conductor.
- Una vez se encuentren acoplados los conductores a las cadenas de aisladores, se procede a dar la orden al personal en tierra de devolverle la tensión mecánica de forma simultánea a las cadenas de aisladores y a la estructura. Después de haber realizado la colocación de la fase, se procede a enviar los tensores, las garruchas y los estobos al personal en tierra, por medio de la línea de mando.

NOTA: Este procedimiento debe iniciarse con el hilo de guarda seguido de la fase del centro de la estructura y de igual forma para el resto de las fases.

- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizo la colocación de los conductores de fase, se procede a quitar las

puestas a tierra de las estructuras que se encuentran antes y después de la nueva estructura, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.

- El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.
- Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
- Por medio de la línea de mando se procede a enviar las puestas a tierra al personal en tierra.
- El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.
- Solicitud de restablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
  - Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación de retiro del lugar de trabajo.

### **7.3.2. Cambio de postes suspendiendo los conductores de fase e hilo de guarda (estructuras de suspensión)**

Para realizar el mantenimiento correctivo y cambio de postes suspendiendo los conductores de fase e hilo de guarda de las líneas de transmisión, deberá realizarse las siguientes acciones.

- Solicitud de desenergización de la línea
  - Solicitar por escrito o por medio de correo electrónico la desenergización al centro de mando.
  - Verificar que ha sido autorizado por el centro de mando la desenergización de la línea.
  - Preparar todo el equipo necesario para llevar a cabo el cambio de aislamiento o herrajes.
  - Al llegar al punto de trabajo se deberá comunicarse por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control para verificar la desenergización de la línea.
  - Confirmar por radio-receptor u otro medio de comunicación con el centro de control que la línea ya esta desenergizada y aterrizada en ambos extremos de la línea.

- Puestas a tierra
  - En la estructura anterior y en la posterior a la estructura de trabajo, se procede a colocar las puestas a tierra.
  - Un liniero sube a la estructura con cinturón de seguridad, transportando una línea de mando y su respectiva polea.
  - Después que el liniero haya alcanzado la altura necesaria para realizar el mantenimiento, debe de proceder a asegurarse a la estructura mediante la bandola de seguridad (transportada en el cinturón de seguridad), esta es colocada alrededor de la estructura y asegurada al cinturón de seguridad por medio de los ganchos de la bandola, la bandola de seguridad debe de quedar colocada a un nivel por encima de la cintura del liniero.
  - El liniero ya ubicado en la estructura procede a instalar la polea en el lugar más conveniente, para luego acoplar la línea de mando por la cual se transportan todas las herramientas necesarias para realizar el trabajo.
  - El ayudante envía por medio de la línea de mando el detector de voltaje ya acoplado a la pértiga.
  - El liniero en la estructura procede a verificar la existencia de voltaje, acercando el detector voltaje a una distancia correspondiente al voltaje de trabajo. Para 69 kV la distancia aproximada es de 1 m.

- Ya verificada la ausencia de voltaje, el ayudante procede a mandar las puestas a tierra y la pértiga de pistola.
- El liniero en la estructura procede a colocar un extremo de la puesta a tierra al hilo de guarda o a la bajada a tierra y asegurarlo mediante la pértiga de pistola, luego coloca el otro extremo de la puesta a tierra al cable de fase y de igual manera se asegura mediante la pértiga de pistola.

NOTA: este procedimiento se lleva a cabo en las estructuras anterior y posterior a la estructura que se sustituirá.

- Suspensión de las fases e hilo de guarda

La suspensión de las fases en ETCEE-INDE se realiza con la ayuda de micas y tensores, colocados en cada unión de la fase con la estructura y que a su vez, se unen por medio de los ganchos de las propias micas. Este método es conocido en ETCEE-INDE como conexión de micas encontradas. A continuación se describen los procedimientos para realizar dicha conexión.

- Para la suspensión de las fases deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
- Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra proceden a enviar las micas, tensores y estrobos.
- El liniero 1, procede a instalar el tensor y a acoplarlo a la mica en uno de los lados de la fase, el tensor debe de ser colocado a una

distancia donde no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.

- El liniero 2, al mismo tiempo procede a instalar el tensor y a acoplarlo a la mica en el otro lado de la fase, el tensor debe de ser colocado a una distancia donde no dificulte el retiro del conductor de la cadena de aisladores.
- Ya colocados los tensores y las micas en la misma fase y en cada lado de la estructura, se procede a unir las micas por medio de sus respectivos ganchos. En el caso que la estructura se encuentre compuesta por crucero, la unión de las micas debe de realizarse por encima del mismo.
- Después de haber unido de forma segura las micas, se procede a manipularlas a manera de tensar los vanos y con el objetivo de eliminar el soporte que ejerce la estructura en la fase. Se debe de tener en cuenta que este procedimiento se debe de realizar al mismo tiempo en cada mica.
- Ya eliminada la carga de la cadena de aisladores se procede a sustituir la tensión soportada por las micas, por un estrobo acerado o herrajes según convenga.
- Al haber sustituido las micas por estrobos o herrajes deben ser mandadas a tierra por medio de las líneas de mando.



- Una vez libre de tensión la cadena de aisladores se procede a desacoplar el conductor de la misma.

NOTA: Este procedimiento debe iniciarse en la fase del centro de la estructura y realizarse de la misma manera para el resto de las fases e hilo de guarda.

- Retirando las cadenas de aisladores de la estructura
  - Para desacoplar la cadena de aisladores, se debe de amarrar una línea de mando a la cadena.
  - Luego de estar bien amarrada la cadena a la línea de mando se procede a dar la orden al personal en tierra de quitarle tensión a la unión de la cadena de aisladores con la estructura, para ésto se debe de tensar desde tierra la línea de mando.
  - Ya sin tensión la unión de la cadena de aisladores con la estructura se procede a retirar la chaveta y a desacoplar la cadena de la estructura.
  - Después de haber desacoplado la cadena de aisladores de la estructura, se debe de dar la orden al personal en tierra de bajarla cuidadosamente a tierra.
  - Este procedimiento se debe de realizar en todas las cadenas existentes en la estructura.

- Retirando el crucero de la estructura
  - Después de haber suspendido los conductores y las cadenas de aisladores de la estructura, se procede a retirar el crucero, para ello, los linieros que se encuentran en la estructura deben de retirar los tornillos y tuercas que sujetan al crucero al poste de la estructura.
  - En el caso de una estructura de tres postes, se debe de iniciar desacoplando la unión del crucero con el poste del centro de la estructura.
  - Antes de desacoplar por completo el crucero de los postes de la estructura, se debe de amarrar el crucero a la línea de mando y dar la orden al personal en tierra que mantengan bajo tensión las líneas de mando. Ésto debe de realizarse en cada poste de la estructura.
  - Después de haber amarrado seguramente el crucero a las líneas de mando, se debe de terminar de desacoplar por completo el crucero de los postes.
  - Una vez libre el crucero de los postes de la estructura, se procede a dar la orden al personal en tierra de descender cuidadosamente el crucero horizontalmente hasta tierra.

NOTA: Este proceso debe de realizarse al mismo tiempo en los postes de los extremos de la estructura.

- Aseguramiento de las fases e hilo de guarda

El aseguramiento de las fases consiste en unir en uno de los tensores de cable colocados en la fase, a una soga sujeta en tierra firme. Este procedimiento se realiza con el objetivo de asegurar las fases y de retirarlas para que no dificulten el cambio del poste.

- Para realizar el aseguramiento de las fases, se procede a mandar por medio de la línea de mando una soga al liniero ubicado en el poste.
- Después de recibir la soga el liniero debe de realizar un amarre en uno de los tensores ya colocados en la fase. El amarre debe de hacerse en la horquilla de tiro del tensor.
- Luego de haber amarrado la soga al tensor de fase, la soga debe de sujetarse firmemente a un lugar en tierra firme (árboles, columnas, etc.), tratando que la fase no dificulte y no se encuentre bajo riesgo durante el mantenimiento. De no haber ningún lugar donde sujetar la soga, esta puede ser sujeta por personal durante el mantenimiento.

NOTA: Este procedimiento debe de realizarse para cada fase e hilo de guarda. Durante el mantenimiento, la posición en la cual se fijan las fases, puede ser cambiada según lo requiera el cambio de poste.

- Retirando el poste dañado
  - Para realizar el retiro del poste, se debe amarrar una línea de mando en el extremo superior y otra en el extremo inferior del poste.
  - Después de haber asegurado las líneas de mando en los extremos del poste, se procede a colocar un estrobo acerado aproximadamente a la mitad del poste.
  - Con la ayuda de un camión grúa, se acopla el estrobo acerado al gancho de la pluma, este acople se puede realizar directamente o con la ayuda de herrajes según sea necesario.
  - Una vez asegurado el estrobo acerado al camión grúa, se debe de ordenar la personal que mantengan con tensión las líneas de mando colocadas en los extremos del poste.
  - Ya asegurado el estrobo a al camión grúa y tensas la líneas de mando se procede a dar la orden de retirar el poste.
  - Se debe de tener en cuenta que las líneas de mando acopladas en los extremos se utilizan para mantener al poste en posición horizontal una vez que se haya retirado el poste de su cimentación. Esto debe de realizarse para un mejor control y evitar cualquier tipo de percance con el equipo y el personal de trabajo.

- Ya retirado y colocado en posición horizontal, se procede a colocar en tierra el poste dañado, el poste debe de ser colocado en un lugar retirado y seguro donde no obstaculice el resto del mantenimiento.
- Instalación del nuevo poste
  - De la misma forma, al nuevo poste se le deben de amarrar las líneas de mando en los extremos, en este caso las líneas de mando tienen la función de mantener al poste en posición vertical para ser introducido en su lugar correspondiente.
  - Ya colocadas las líneas de mando en sus extremos, se procede a colocar un estrobo acerado en la mitad del poste.
  - Después se debe de unir el estrobo acerado al gancho de la pluma del camión grúa. Esto puede hacerse directamente o por medio de herrajes según sea necesario.
  - Estando las líneas de mando acopladas en los extremos del poste y el estrobo acerado unido a la grúa, se debe de supervisar que todos los amarres y uniones se encuentren seguros. Después de revisadas todas las uniones, se procede a dar la orden al camión grúa de colocar el poste en el lugar correspondiente.
  - Se debe de tener en cuenta, que en el momento que el poste este totalmente suspendido por el camión grúa, este debe de ser colocado por medio de las líneas de mando en posición vertical, esto para facilitar su colocación.

- Una vez colocado el poste en su lugar correspondiente, se procede a verificar la posición vertical del mismo, esto por medio de una plomada, este procedimiento debe realizarse en cuatro puntos distintos a manera de rodear el poste.
- Después de haber supervisado que el poste se encuentra en posición totalmente vertical, se procede a rellenar el agujero utilizando tierra y cimentándola de forma que el poste quede seguramente colocado.
- Colocación del crucero en la estructura
  - Para la colocación del crucero deben de subir dos linieros a los nuevos postes, cada liniero instalará una polea con sus respectivas líneas de mando acopladas.
  - Luego de colocadas las líneas de mando a los postes, estas deben de ser seguramente amarradas al crucero, el amarre debe de realizarse en los extremos del crucero, a manera que la línea de mando amarrada quede en línea recta con la polea.
  - Después de haber asegurado el crucero a la línea de mando, se procede a dar la orden al personal en tierra de subir horizontalmente el crucero a la estructura.
  - Los lineros ubicados en los postes deben de recibir el crucero y acoplarlo a los postes por medio de los herrajes correspondientes. En el caso que la estructura fuera de tres postes, debe subirse un

tercer liniero para asegurar la unión del poste central con el crucero.

- Ya colocado el crucero a los postes, se debe de desamarrar el crucero de la línea de mando y realizar los ajustes necesarios para fijar el crucero.
- Colocación de las cadenas de aisladores
  - Las cadenas de aisladores deben de ser amarradas y enviadas por medio de las líneas de mando instaladas anteriormente.
  - Los linieros ubicados ya en los postes después de haber colocado el crucero, deben de recibir las cadenas de aisladores para acoplarlas a los postes o cruceros según sea el tipo de estructura.
  - Después de haber asegurado las cadenas de aisladores deben de ser desamarradas de la línea de mando, para dejarlas listas a la colocación del conductor.
- Liberación de las fases e hilos de guarda
  - Para la liberación de las fases, se debe de retirar la unión de la soga, del lugar amarrado en tierra firme. Al retirar esta unión, debe de mantenerse sujeta la soga hasta que la fase se ubique en su lugar original.

- Al retirar la soga del lugar en tierra firme, las fases regresaran a su posición original, por lo cual el liniero ubicado en la estructura debe de retirar el amarre hecho en los tensores de las fases.
- Después de haber retirado la soga de los conductores, éstos quedan preparados para su colocación en la estructura.
- Eliminación de la suspensión y colocación de las fases
  - Para la eliminación de la suspensión de las fases deberá subir otro liniero (liniero 2) como ayudante del liniero ya ubicado en la estructura (liniero 1).
  - Por medio de la línea de mando los ayudantes en tierra deben proceder a enviar las micas.
  - El liniero 1, procede a instalar la mica en uno de los tensores existentes en uno de los lados de la fase, la mica debe de ser colocada en la horquilla de tiro del tensor.
  - El liniero 2, al mismo tiempo procede a instalar otra mica al tensor existente en el otro lado de la fase, de la misma forma, la mica debe de ser colocada en la horquilla del tiro del tensor.
  - Ya colocadas las micas en la misma fase y en cada lado de la estructura, se procede a unir las micas por medio de sus respectivos ganchos. En el caso que la estructura se encuentre compuesta por crucero, la unión de las micas debe de realizarse por encima del mismo.



- Después de haber unido de forma segura las micas, se procede a manipularlas a manera de seguir tensando los vanos y con el objetivo de eliminar el soporte colocado en sustitución de las micas (estrobo acerado o herraje), se debe de tener en cuenta que para llevar a cabo este procedimiento se deben de manipular las micas simultáneamente.
- Ya eliminado el soporte, se procede a liberar un poco la tensión del vano, con el objetivo de colocar el conductor en su respectiva cadena de aisladores.
- Al haber colocado el conductor en la cadena de aisladores, se debe de proceder por medio de las micas a regresarle cuidadosamente la tensión mecánica a la estructura.

NOTA: Este procedimiento debe iniciarse en la fase del centro de la estructura y realizarse de la misma manera para el resto de las fases e hilo de guarda.

- Retiro de las puestas a tierra
  - Después que se ha mandado el equipo con el que se realizó la colocación de los conductores de fase, se procede a quitar las puestas a tierra de las estructuras que se encuentran antes y después de la nueva estructura, comenzando por solicitar al ayudante en tierra la pértiga pistola.
  - El primer paso es desconectar la unión de la puesta a tierra a fase, con la ayuda de la pértiga pistola.

- Ya estando desconectada la unión a fase, se procede de igual manera a desconectar la unión a puesta a tierra o hilo de guarda.
- Por medio de la línea de mando se procede a enviar las puestas a tierra al personal en tierra.
- El liniero más cerca de la polea procede a desacoplar la línea de mando de la polea y a quitarla, para luego bajar los dos linieros de la estructura.
- Solicitud de restablecimiento de energía eléctrica
  - Después de haber supervisado el mantenimiento realizado y de estar confirmado que todo el personal está en tierra, se procede a comunicarse por medio de radio transmisor u otro medio de comunicación al centro de mando, para confirmar que el trabajo se ha concluido y que se puede reestablecer el servicio eléctrico.
  - Se espera como respuesta que el centro de mando confirme el reestablecimiento de energía y la aprobación de retiro del lugar de trabajo.



## 8. DESCRIPCIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO

Durante la realización del Ejercicio Profesional Supervisado con el título de “Manual de Procedimientos para el mantenimiento de Líneas de Transmisión de ETCEE-INDE”, se obtuvieron varios tipos de costos. Dentro de los costos analizados tenemos: costos de planificación, que representan el beneficio a la institución, costos de actividades complementarias, que son las actividades extras realizadas por el estudiante dentro de la institución y costos de supervisión, que implican los costos directos e indirectos del personal de supervisión. A continuación se presenta la descripción de cada uno de los costos del proyecto.

### 8.1. Costo de planificación del proyecto (beneficio de la institución)

Este es el aporte económico de planificación aportado a la Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE) al realizar el respectivo proyecto, la siguiente tabla muestra la descripción de tales costos.

Tabla V. **Costos de planificación del proyecto**

Estudiante	Hugo A. Lemus Ayala
Municipio (Empresa)	Villa Nueva
Departamento (Empresa)	Guatemala
Institución o Empresa	ETCEE-INDE
Tiempo de E.P.S	6 meses
Nombre del Proyecto	Manual de procedimientos para el mantenimiento de líneas de transmisión de ETCEE-INDE

Fuente: elaboración propia.

## 8.2. Costos de actividades complementarias

Este es el costo de las actividades extras aportadas por cada estudiante. En estos costos se asume un sueldo de un profesional por cada mes de tiempo de E.P.S. En la siguiente tabla se describe dicho costo.

Tabla VI. **Costos de actividades complementarias**

Estudiante	Hugo A. Lemus Ayala
Municipio (Empresa)	Villa Nueva
Departamento (Empresa)	Guatemala
Institución o Empresa	ETCEE-INDE
Tiempo de E.P.S.	6 meses
Costo (Q)	6 x Q. 4 800,00 = Q. 28 800,00

Fuente: elaboración propia.

## 8.3. Costo de la supervisión

Estos costos representan los costos de las actividades de supervisión de forma directa (viáticos, gasolina y depreciación de vehículo) e indirecta (sueldo y prestaciones).

### 8.3.1. Costo directo

Para el cálculo de estos costos se estimó una depreciación de Q. 400,00 por día y un mínimo de tres visitas.

Tabla VII. **Costo directo de supervisión**

Estudiante	Hugo A. Lemus Ayala
Municipio (Empresa)	Villa Nueva
Departamento (Empresa)	Guatemala
Institución o Empresa	ETCEE-INDE
Gasolina	Q 30,00
Viáticos	Q 250,00
Depreciación	Q 400,00
Costo por Visita (Q)	Q 680,00
No. Visitas	3
Costo Total (Q)	Q 2 040,00

Fuente: elaboración propia.

### 8.3.2. Costo indirecto

Este costo es el sueldo del supervisor, más sus prestaciones (diferido, bono 14, aguinaldo), dependiendo de la titularidad del mismo.

Tabla VIII. **Costo indirecto de supervisión**

Descripción	Supervisor
Salario mensual	Q 6 000,00
Meses	8
Costo Total	Q 4 800,00

Fuente: elaboración propia.



## CONCLUSIONES

1. La documentación que establece la forma de realizar los mantenimientos de las instalaciones de transmisión de energía eléctrica asegura la continuidad y el correcto funcionamiento de las líneas de transmisión.
3. Los mantenimientos realizados bajo una metodología adecuada, garantizan la seguridad de los trabajadores y eficiencia de los diferentes tipos de mantenimientos.
4. La realización de las actividades de mantenimiento de forma correcta en las líneas de transmisión, significan un ahorro económico y de tiempo, reduciendo las fallas y la duración de las mismas.
5. La capacitación del personal administrativo y técnico es fundamental para la eficiencia de los mantenimientos y funcionamiento de la red eléctrica.
6. El ciclo de crecimiento de la vegetación en las cercanías de las líneas de transmisión es un factor determinante en la planificación y elaboración del mantenimiento preventivo de los equipos e instalaciones.





## RECOMENDACIONES

1. Tener los conocimientos de los conceptos básicos de líneas de alta tensión y sus componentes fundamentales.
2. Contar con el conocimiento de las diferentes herramientas que se utilizan para la realización de los mantenimientos de líneas de transmisión con y sin tensión.
3. En el caso de realizar mantenimientos en líneas vivas, tener el conocimiento acerca de la altitud y nivel de humedad del área en donde se lleva a cabo los mantenimientos, ya que las distancias de trabajo van de la mano de estos valores.
4. Durante la realización de los mantenimientos, se debe de estar al tanto de las distancias que establecen las normas proporcionadas en este documento en los anexos correspondientes.
5. Realizar estudios acerca del ciclo de crecimiento de vegetación de las diferentes zonas en donde se ubican las líneas de transmisión, para la correcta determinación de la frecuencia de sus respectivos mantenimientos.
6. Seguir a cabalidad todos los procedimientos presentados, al momento de realizar cualquier tipo de mantenimiento, para obtener un trabajo eficiente y seguro.



## BIBLIOGRAFÍA

1. ABB. *Catálogo en línea de líneas de transmisión* [en línea]. Estados Unidos de América. [www.abb.com](http://www.abb.com). [Consulta: mayo de 2005].
2. Adiestramiento y Capacitación Práctica de Líneas de Transmisión y Distribución. *Curso de capacitación en mantenimiento de instalaciones de transmisión*. Guatemala: ADYCAP 2003, 123 p.
3. AEM Instruments. *Ground resistance testers Model 44500*. [en línea]. Estados Unidos de América, [http://www.encision.com/encision %20products/ Laparoscopic%20Instruments.php](http://www.encision.com/encision%20products/Laparoscopic%20Instruments.php). [Consulta: julio de 2006].
4. ANDERSON, Hubbard. *Procedimientos de trabajo en líneas de transmisión, métodos típicos*. 2a ed. Estados Unidos de América: McGraw-Hill, 1999. 367 p. ISBN 9783658982110.
5. Guatemala. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Resolución CNEE-44-99, Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDOID)*. Diario de Centro América 27 de octubre de 1999, Corregido por fe de erratas Guatemala Diario de Centro América el 13 de enero de 2000, 49 p.

6. *Instituto Nacional de Sismología, Vulcanología Meteorología e Hidrología Departamento de Hidrología.* Guatemala: [en línea] [www.insivumeh.gob.gt](http://www.insivumeh.gob.gt). [Consulta: junio de 2006].
7. *Instituto Geográfico Nacional de Guatemala,* [en línea]. Guatemala. [www.maga.gob.gt](http://www.maga.gob.gt). [Consulta: julio de 2006].
8. MARTÍN, José Raúl; OROZCO, Enrique. *Diseño de subestaciones eléctricas.* 2a ed. México: McGraw-Hill 1992. 510 p. ISBN 9684222327.
9. MERCHANT. *Programa de Capacitación y Seguridad en Líneas Eléctricas de Distribución y Transmisión* [en línea]. Documento de trabajo 202<sup>a</sup>. <http://www.merchant.com>. [Consulta: julio de 2006].
10. *Ministerio de Agricultura, Ganadería y Alimentación.* [en línea]. Guatemala. [www.maga.gob.gt](http://www.maga.gob.gt). [Consulta: julio de 2006].
11. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos básicos de Protección de Sistemas de Potencia,* Guatemala: EEGSA Departamento de comunicación corporativa 2005. p.167.
12. ROLDAN VILORIA, José. *Manual del electricista del taller.* 2a ed. España: Paraninfo, 1994. 624 p. ISBN 8428310572.
13. SIMMONS, Ch. S.; TARANO, J. M.; PINTO, J. H. *Clasificación de reconocimiento de los suelos de la Republica de Guatemala* [en línea]. Servicio Cooperativo Interamericano de Agricultura (SCIDA); Instituto Agropecuario Nacional (IAN,) [en línea].

Departamento de Suelos. Guatemala, 1959.  
<http://library.wur.nl/isric/index2.html?url> = <http://library.wur.nl/WebQuery/isric/23453> [Consulta: junio de 2006].



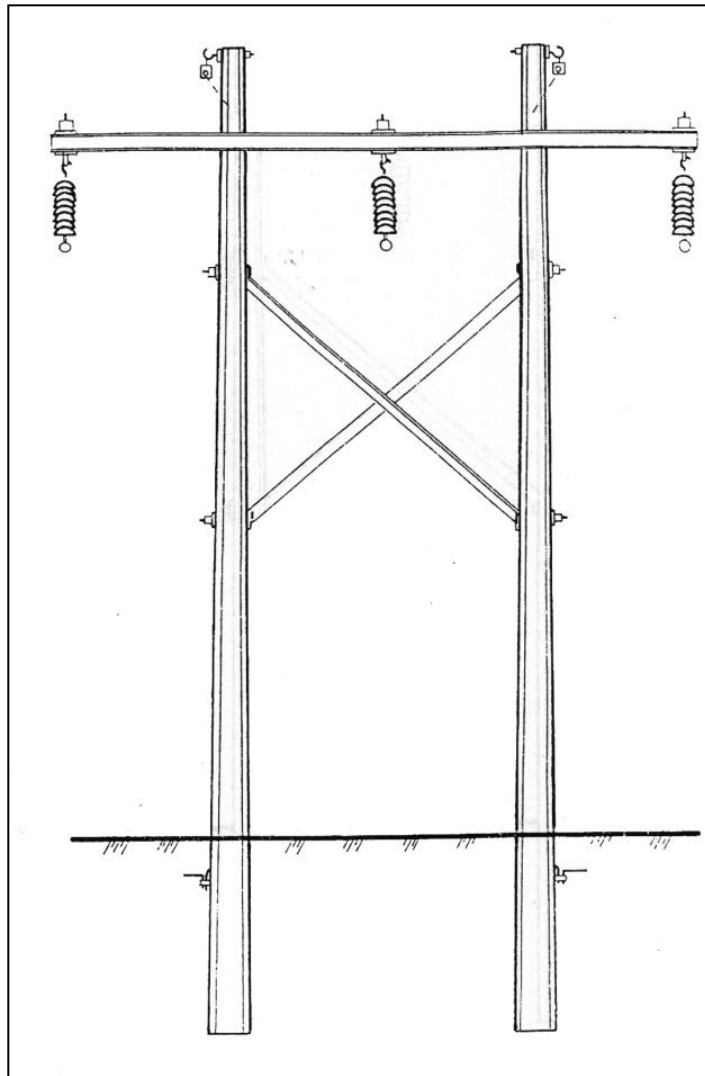
## **APÉNDICE**



# ESTRUCTURAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

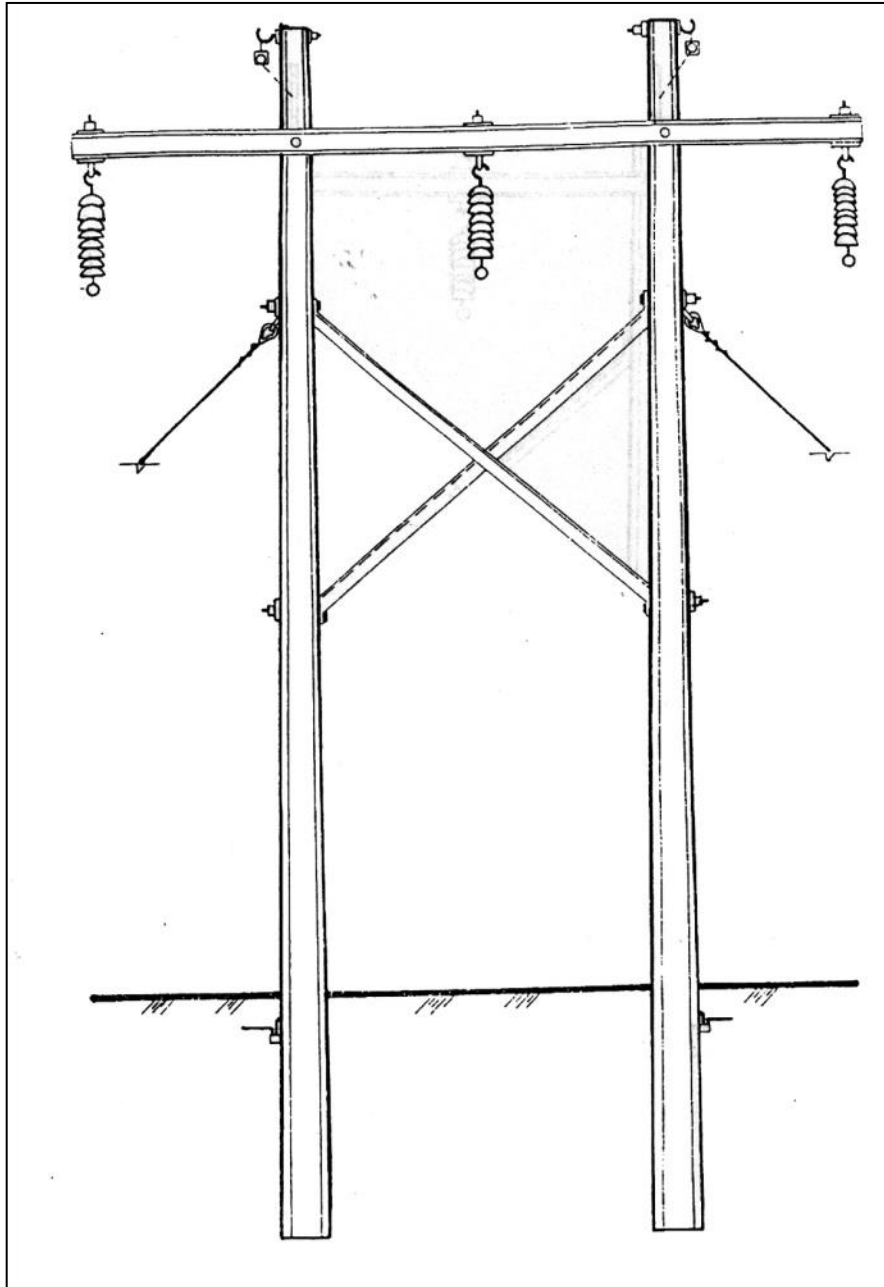
## 1. Estructuras de concreto

### – Estructura tipo IS



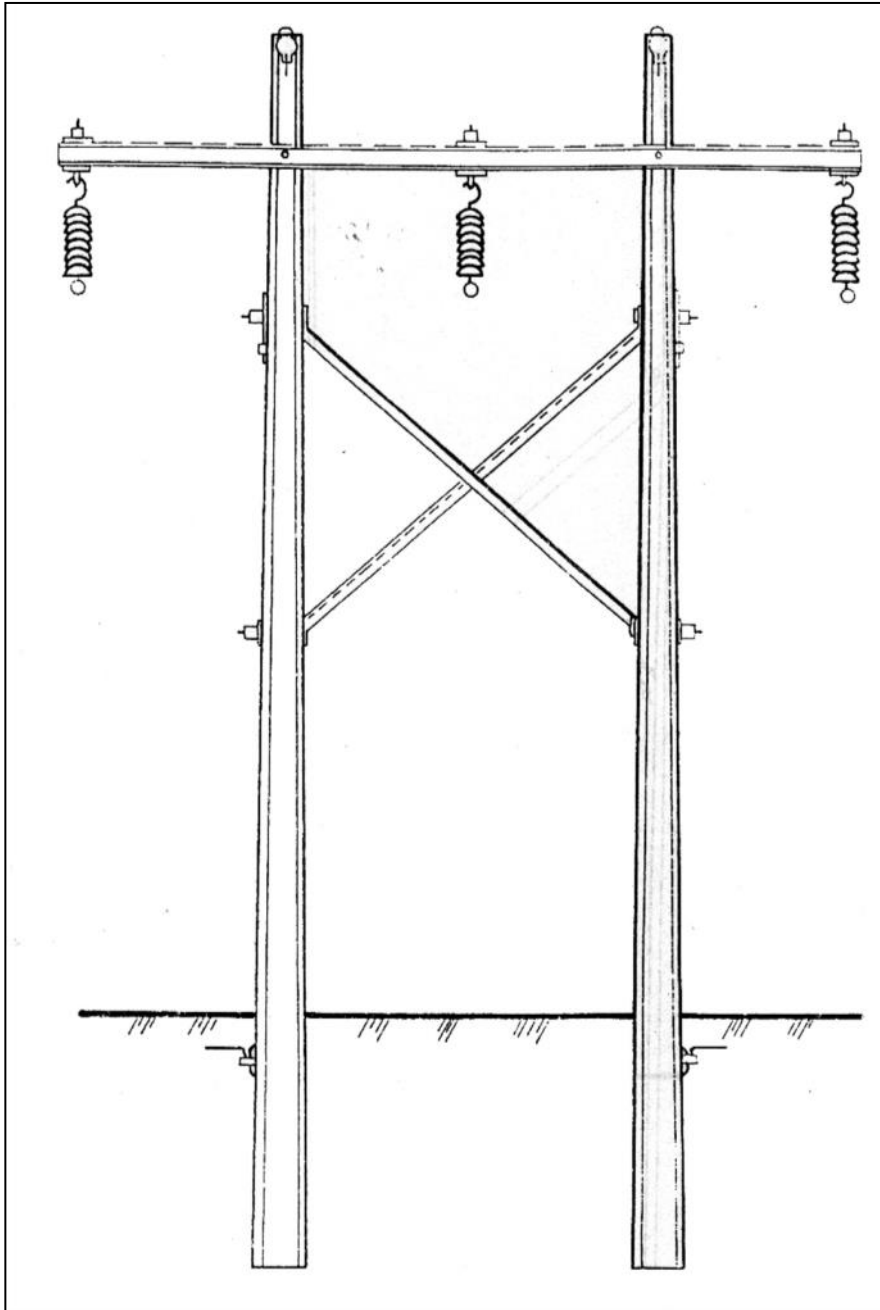
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 12.

— Estructura tipo ISG



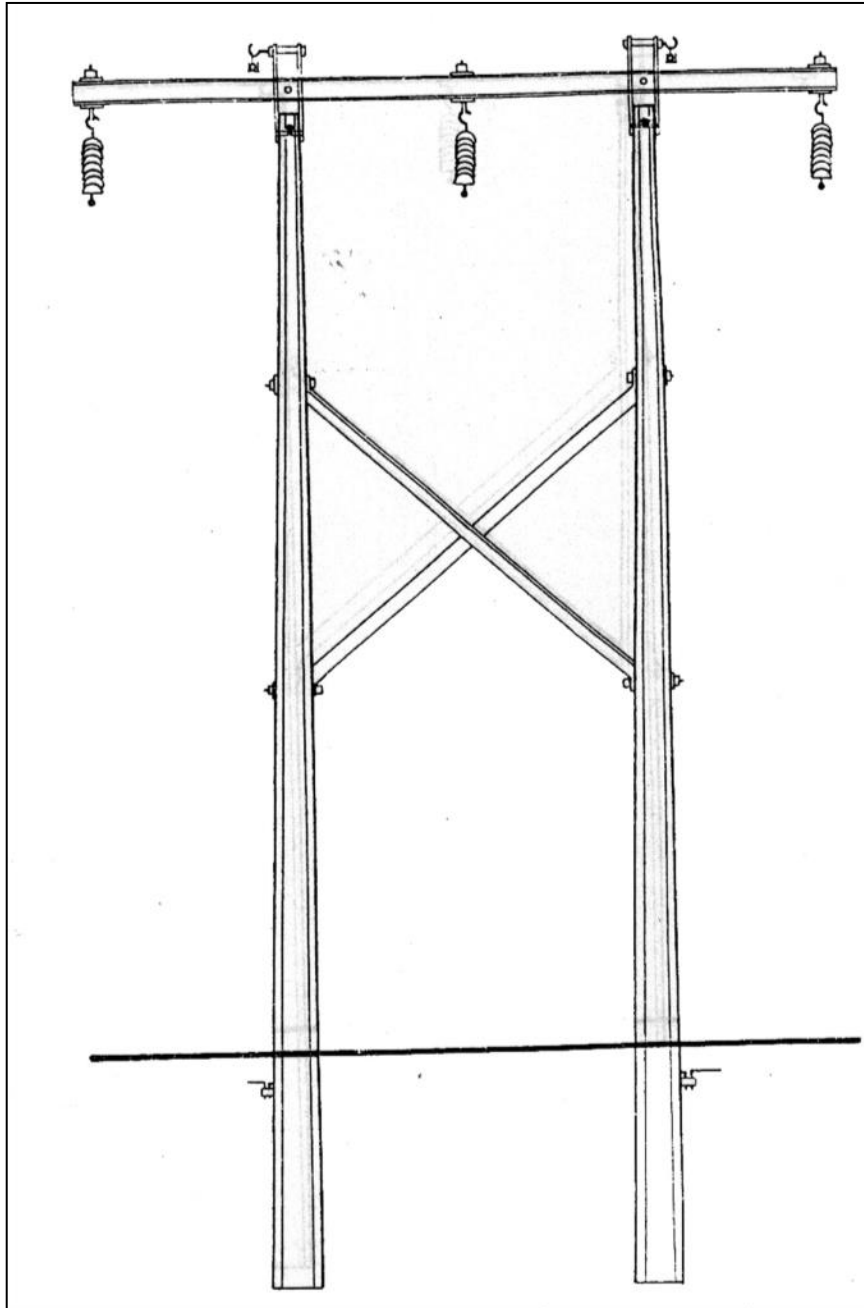
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 13.

– Estructura tipo ISR



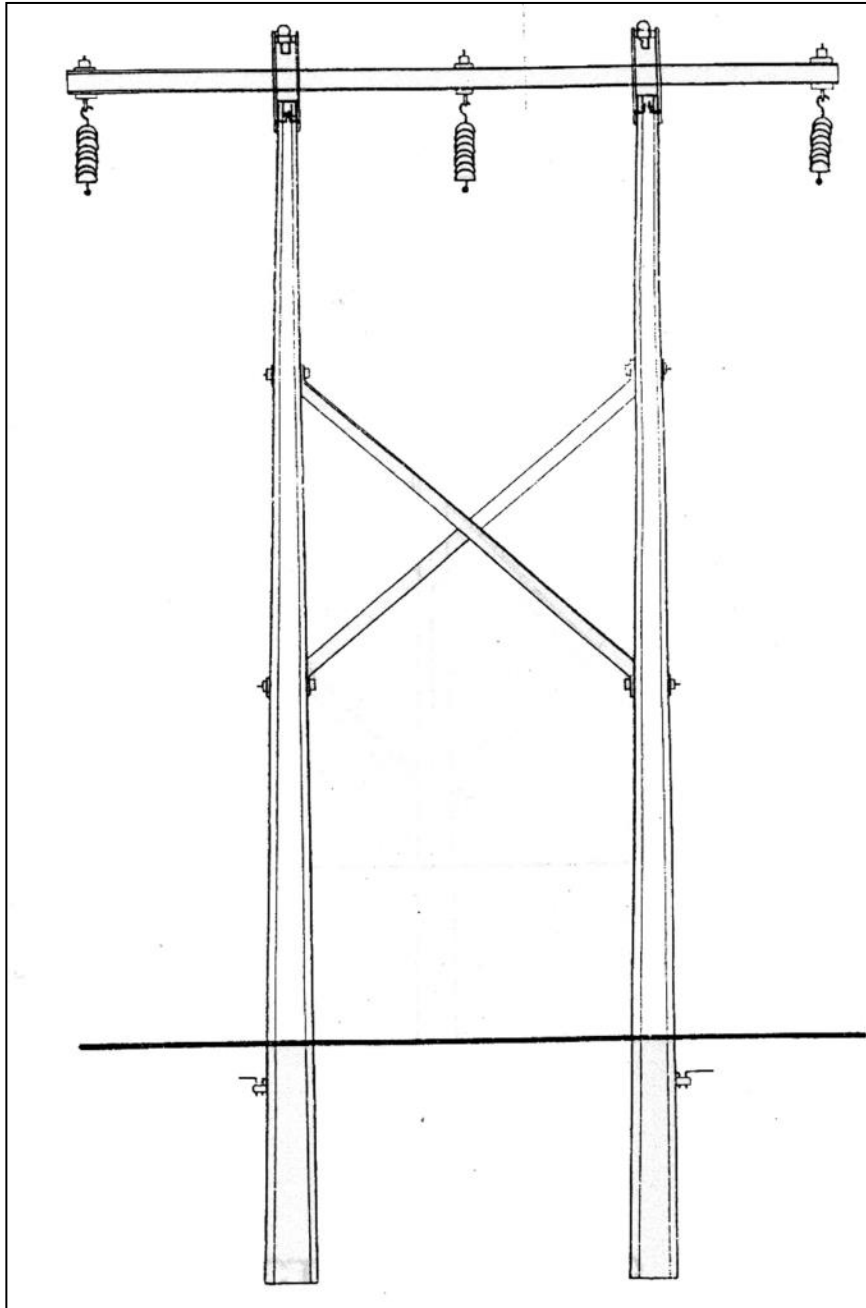
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 14.

– Estructura tipo ISB



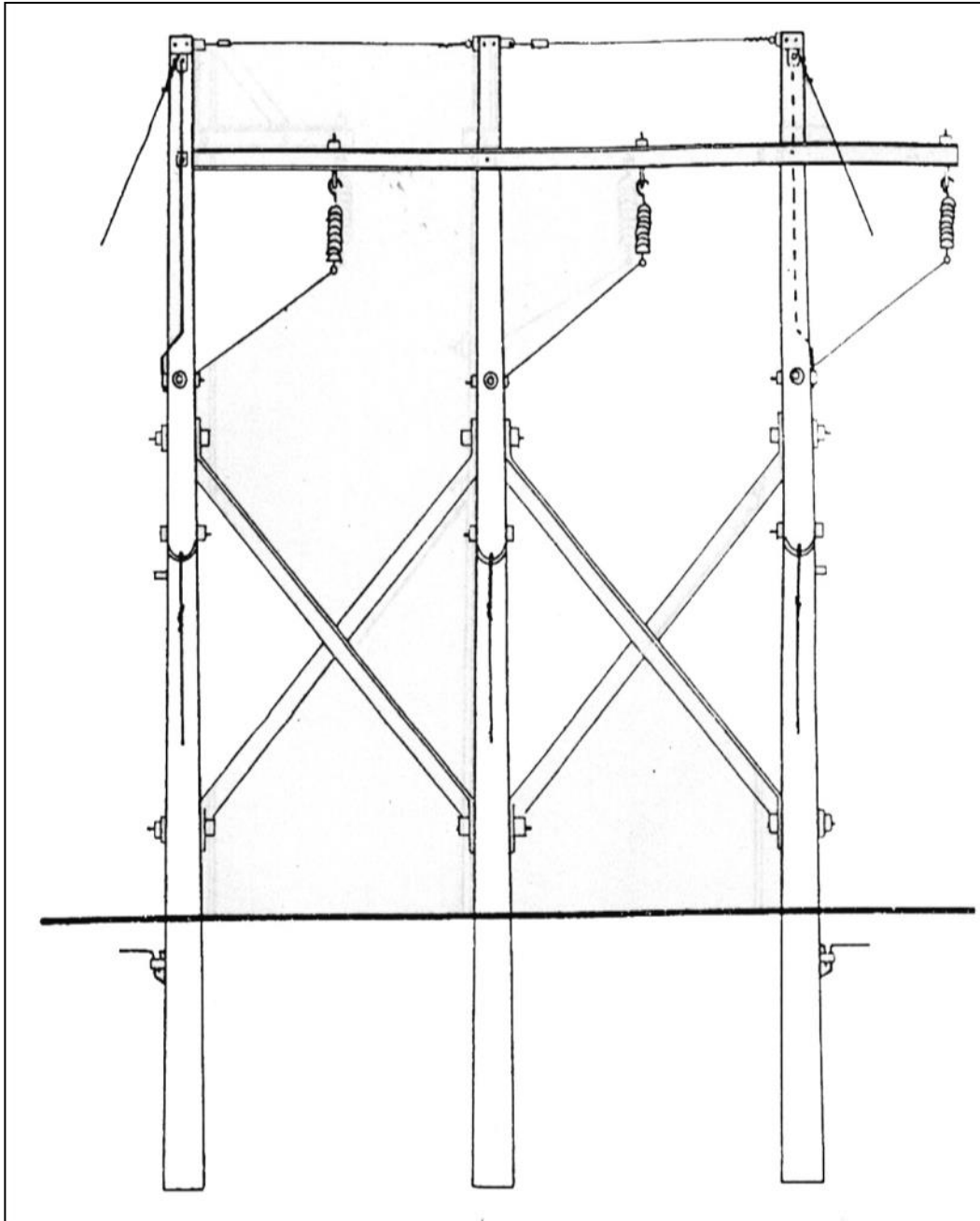
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 15.

— Estructura tipo ISBR



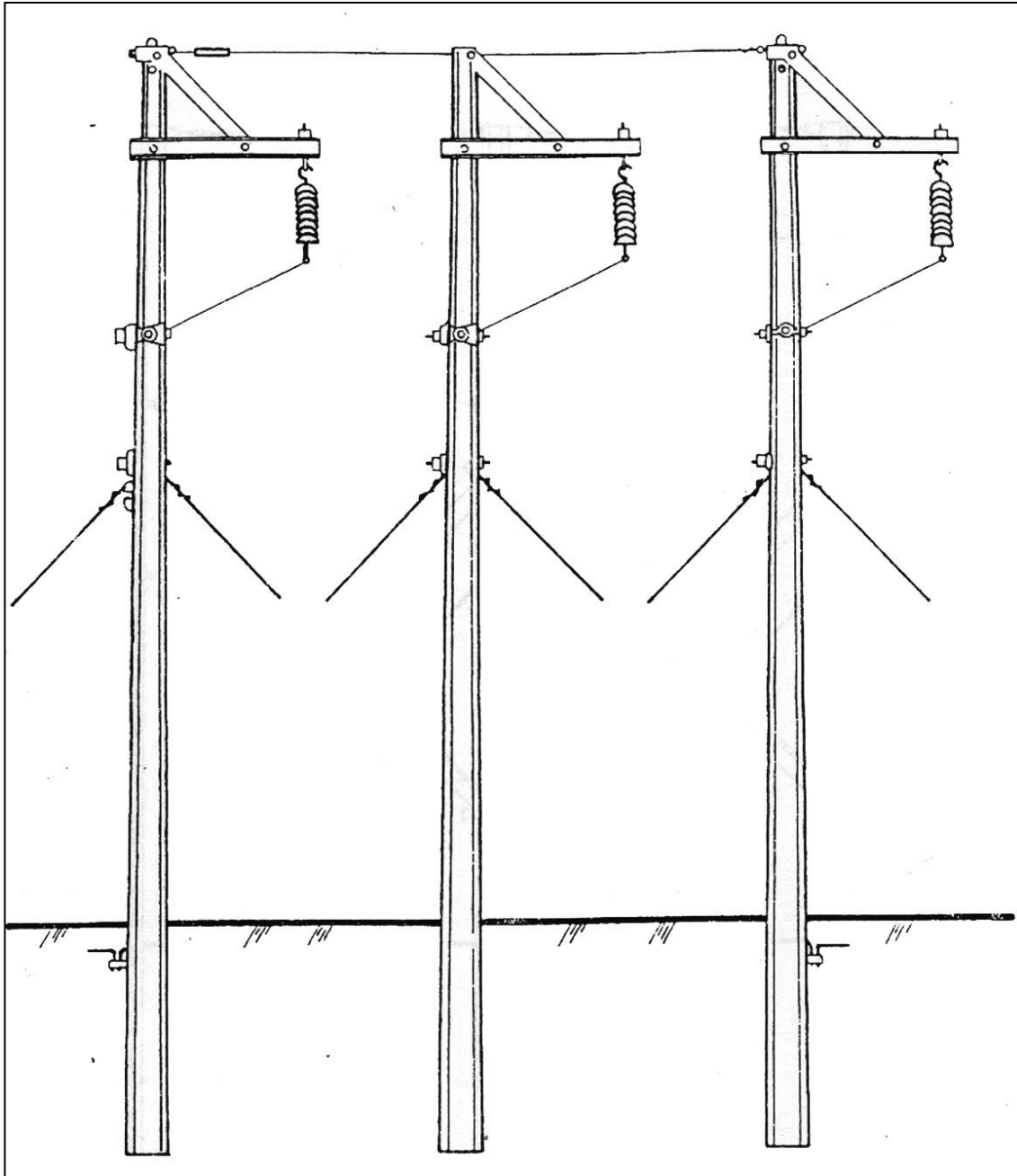
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 16.

— Estructura tipo IR



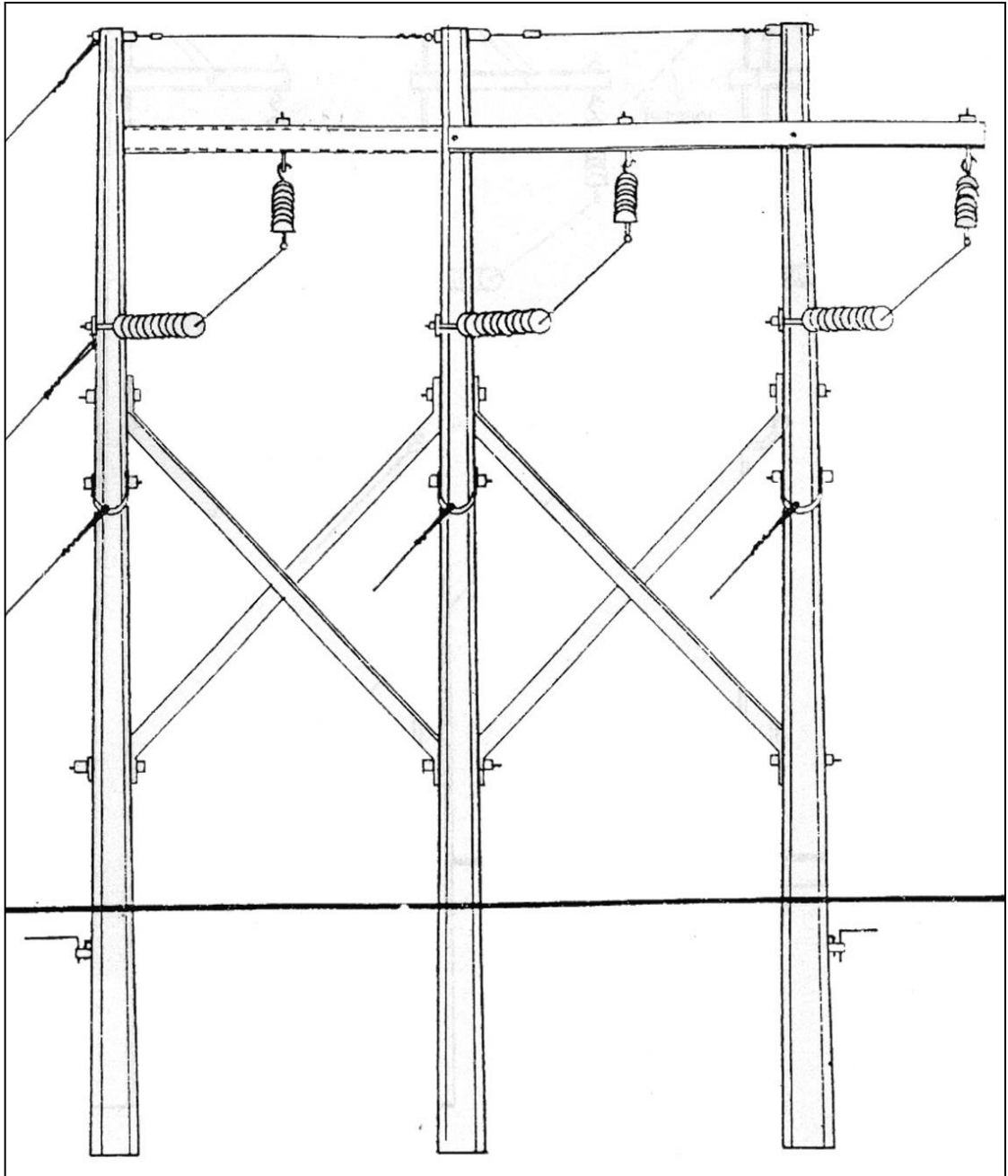
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 17.

– Estructura tipo IRG



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 18.

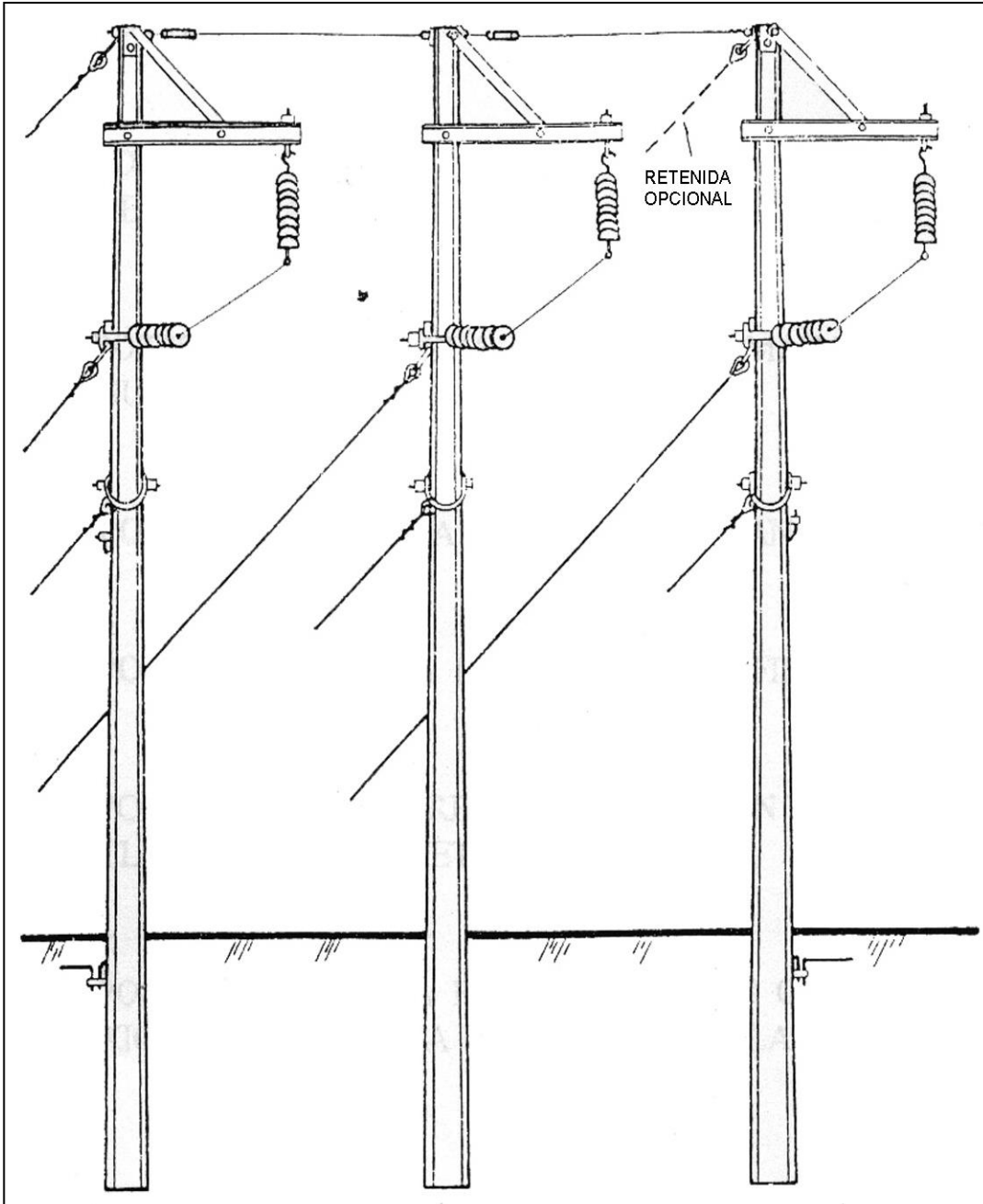
– Estructura tipo IRD



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 19.



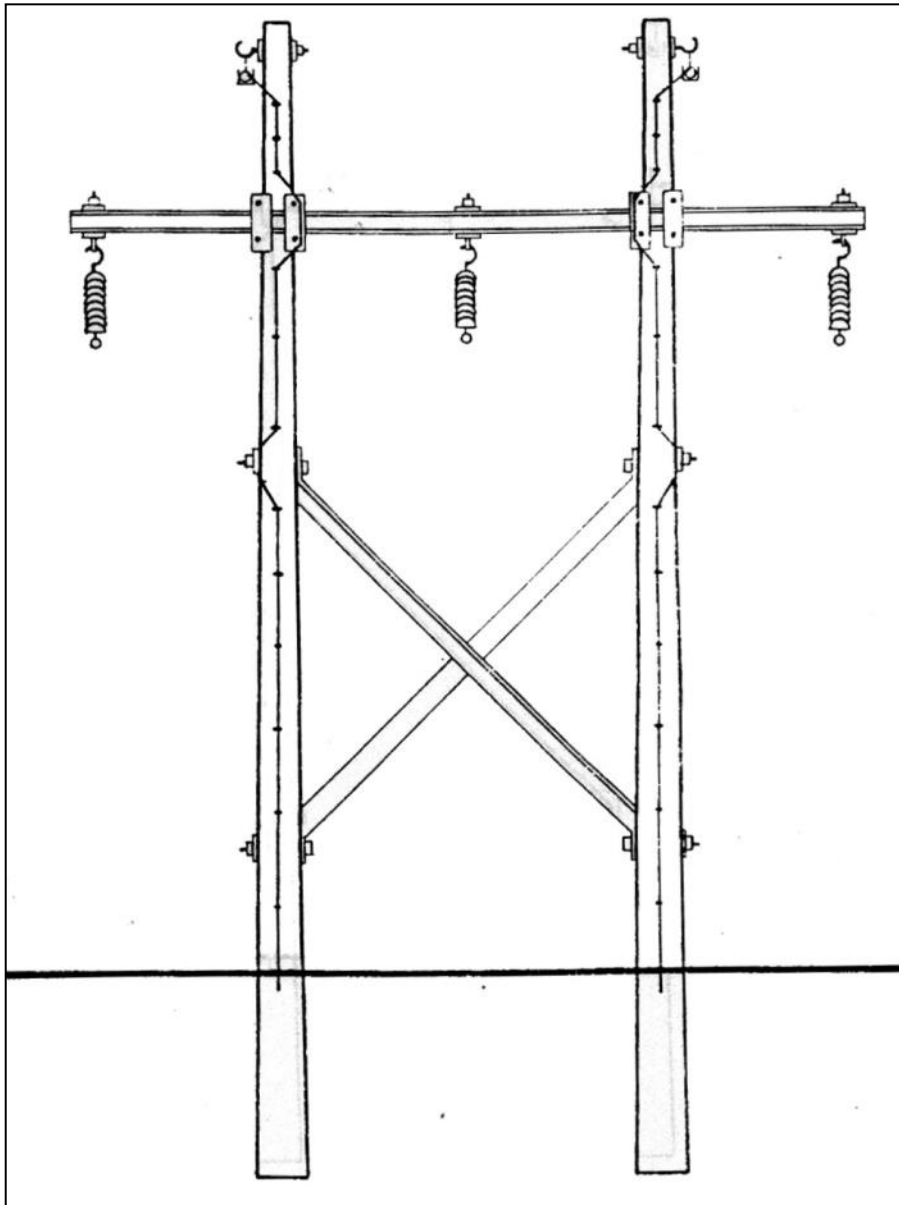
— Estructura tipo IRGD



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 20.

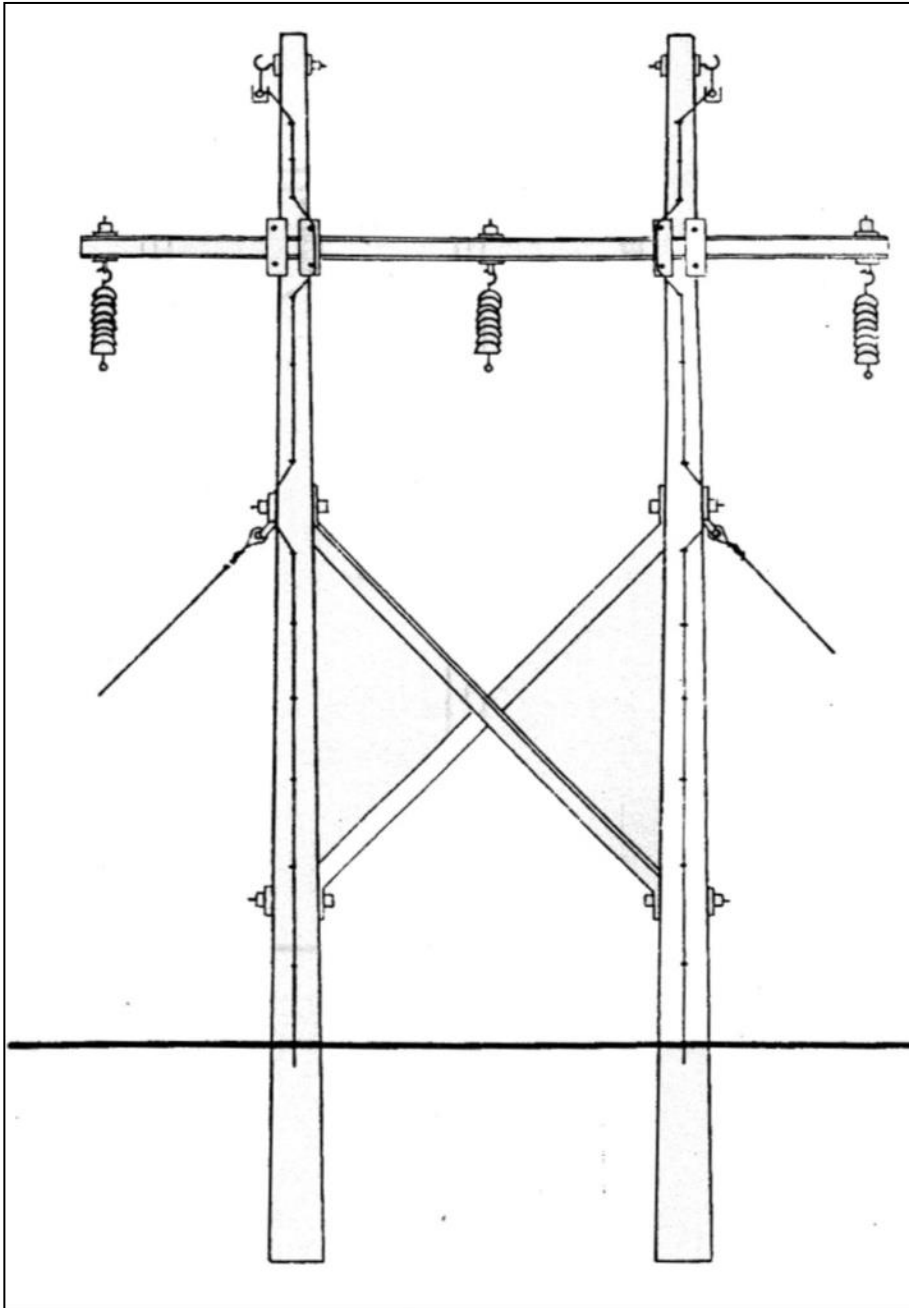
## 2. Estructuras de madera

### – Estructura tipo MS



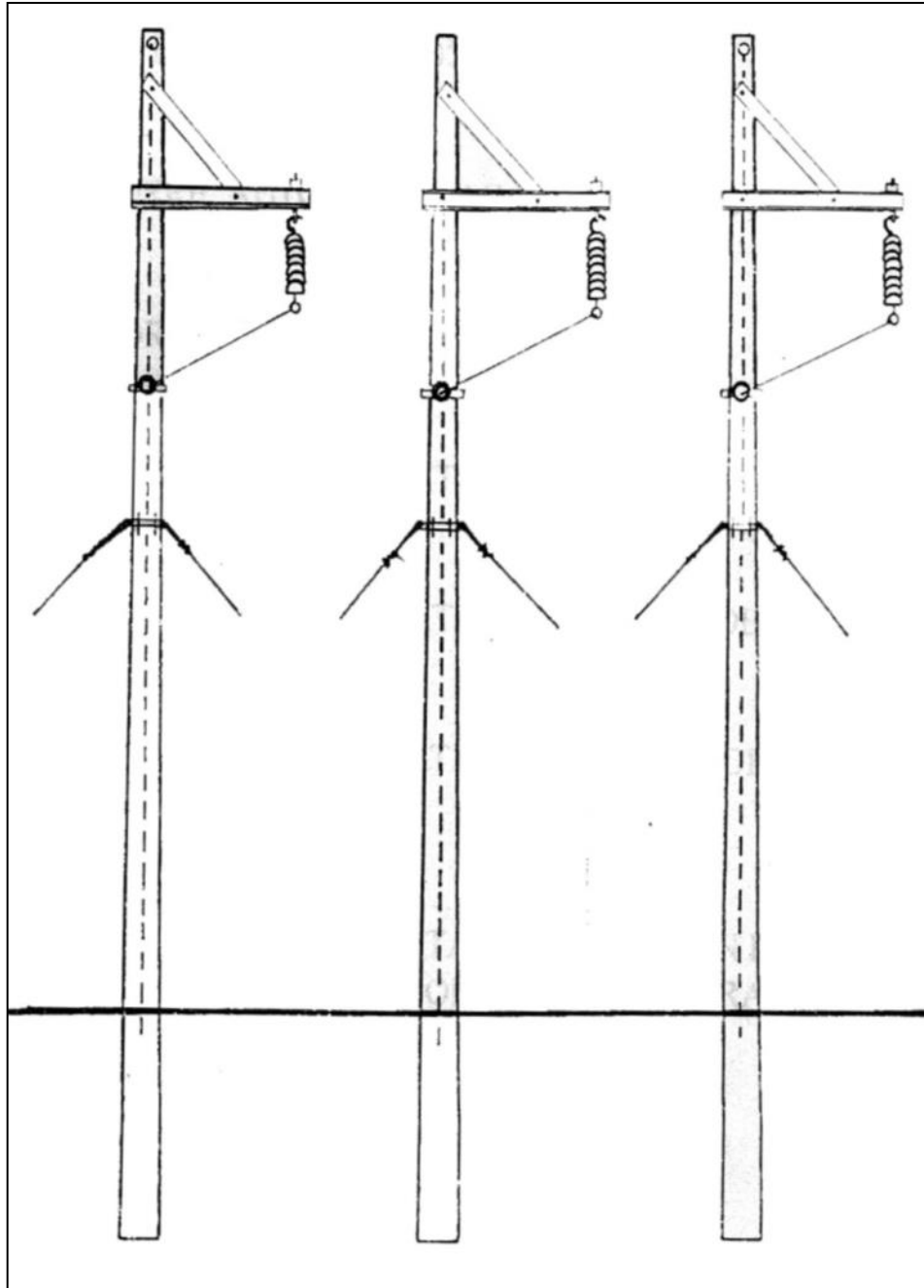
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 21.

– Estructura tipo MSG



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 22.

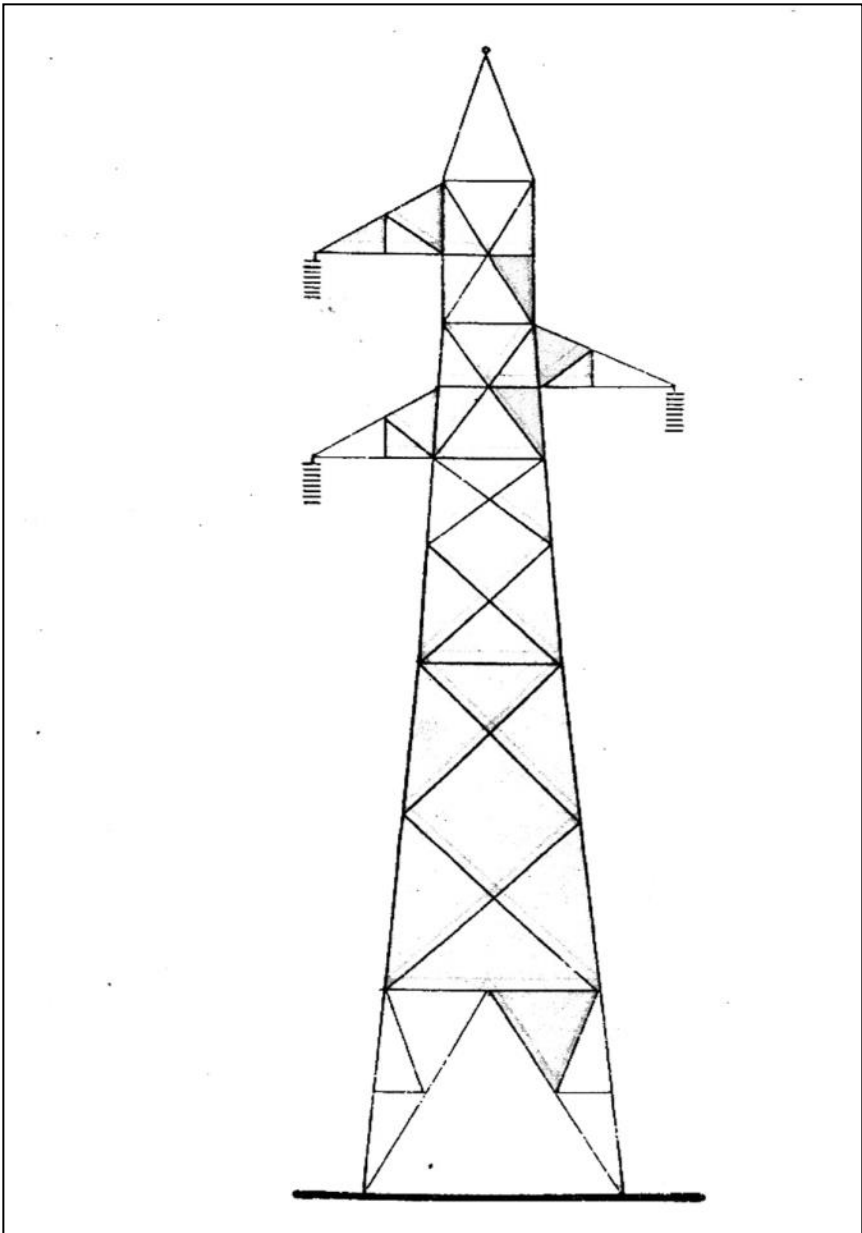
– Estructura tipo MRG



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 23.

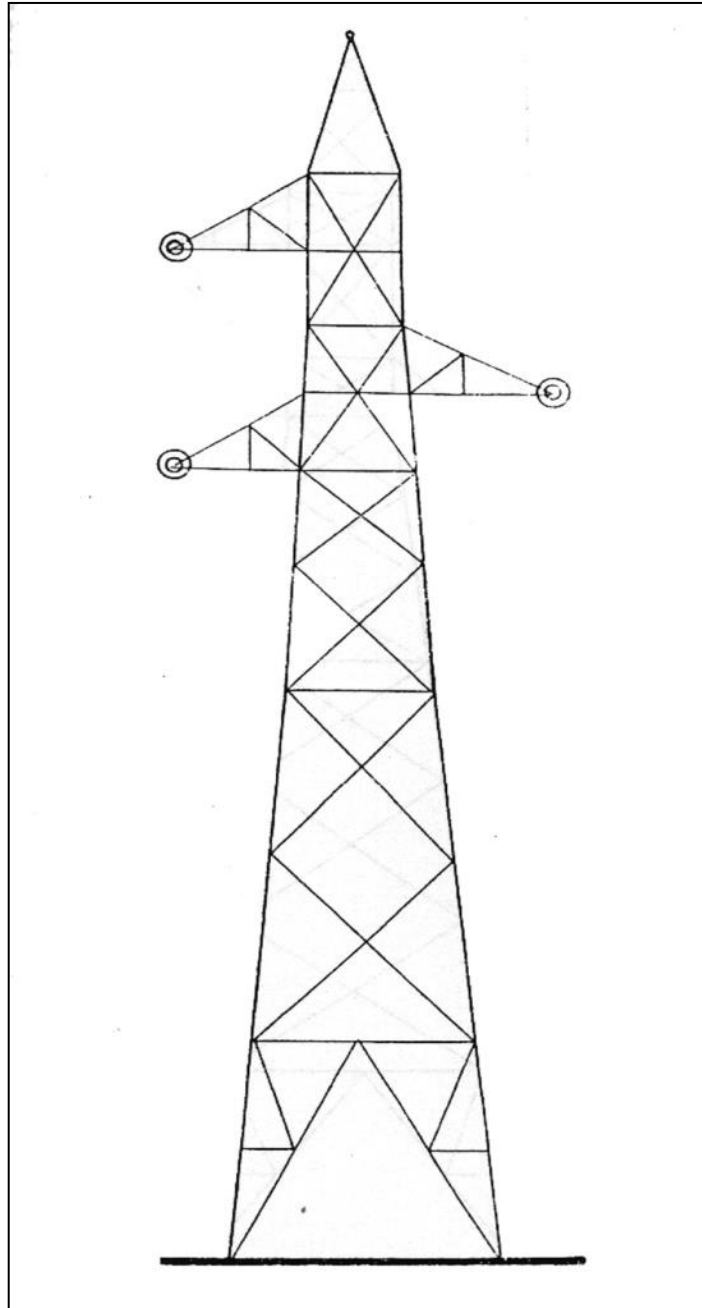
3. Estructuras metálicas

– Estructura tipo TAS



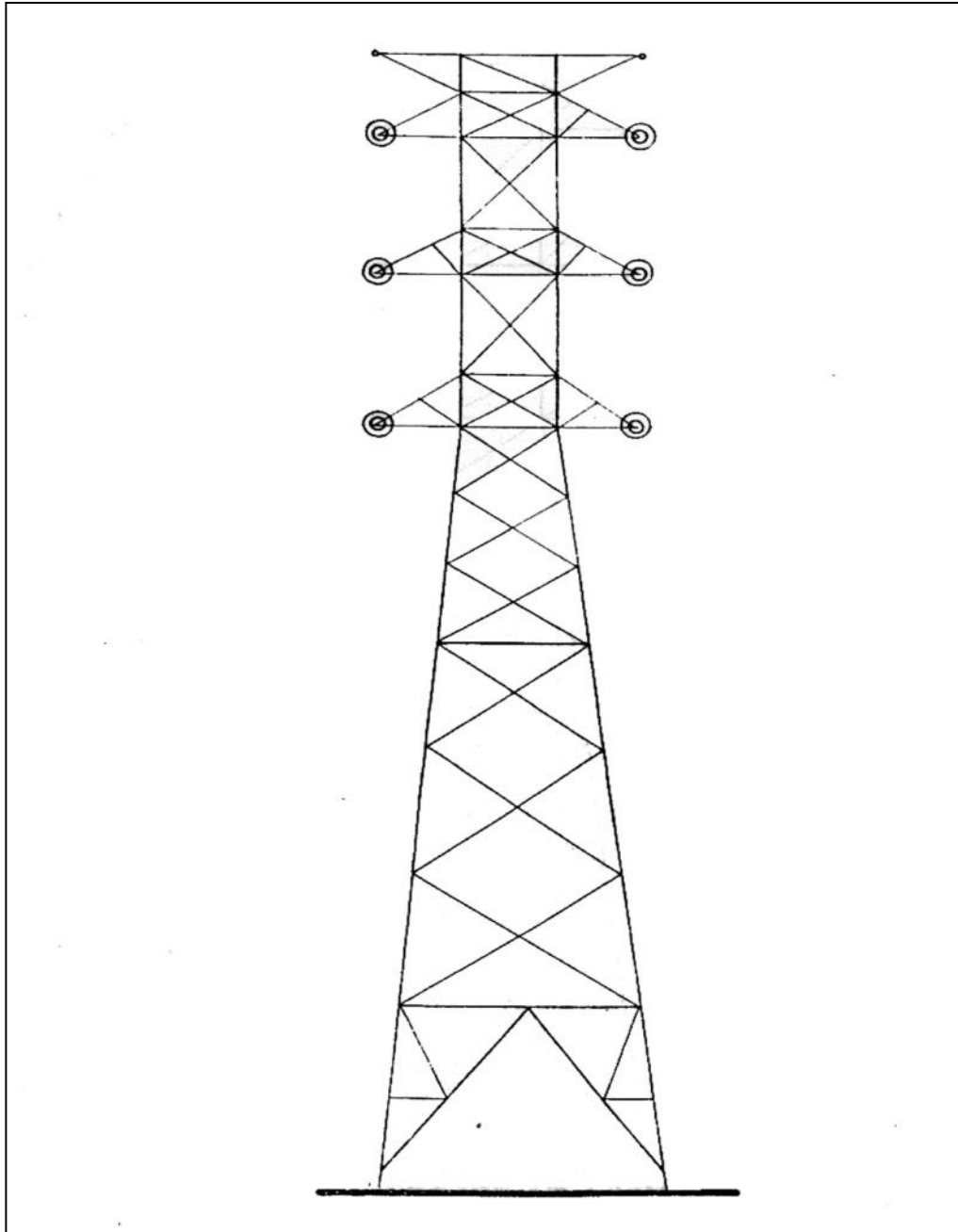
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 24.

– **Estructura tipo TAR**



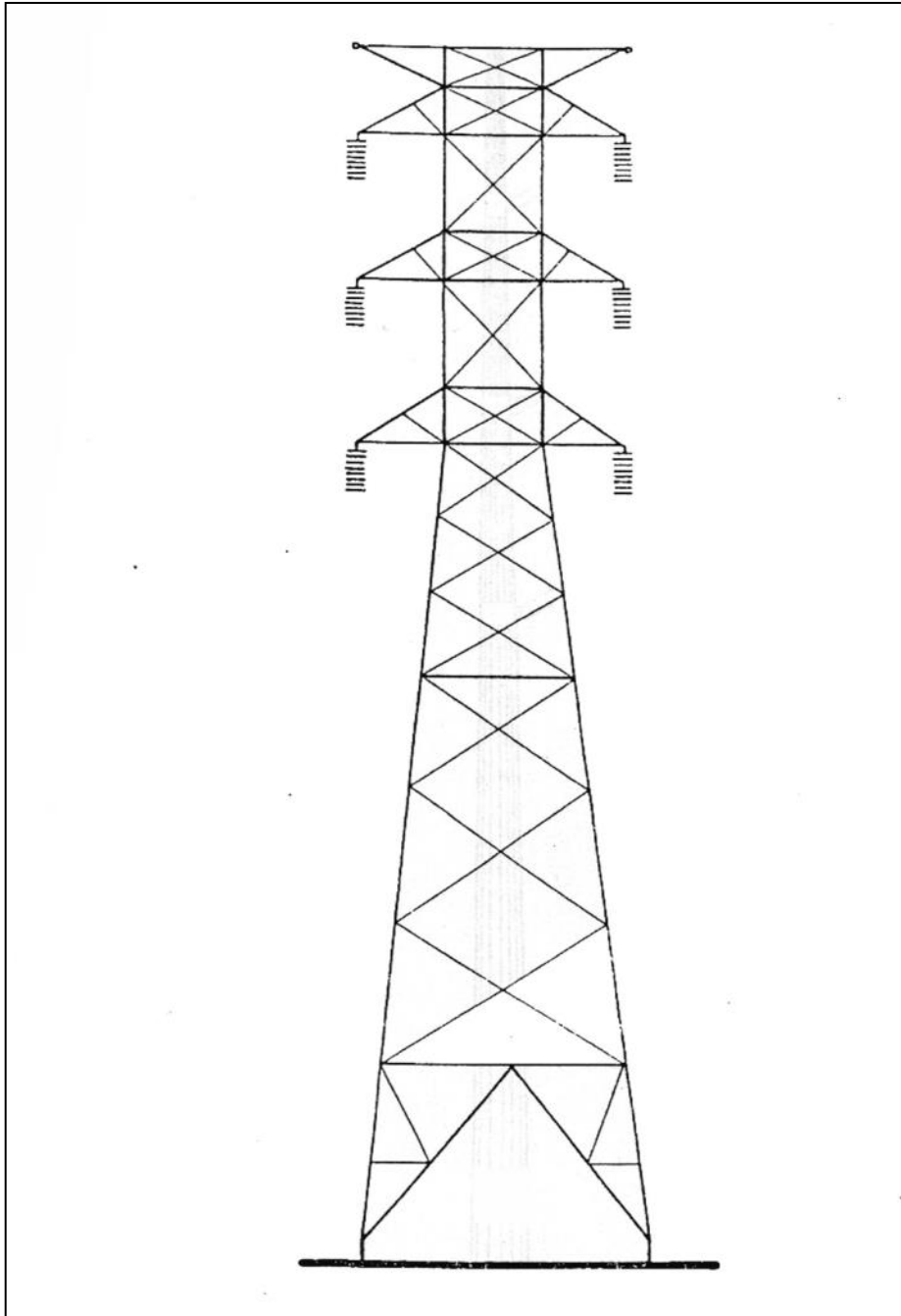
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 25.

– Estructura tipo TAR – E



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 26.

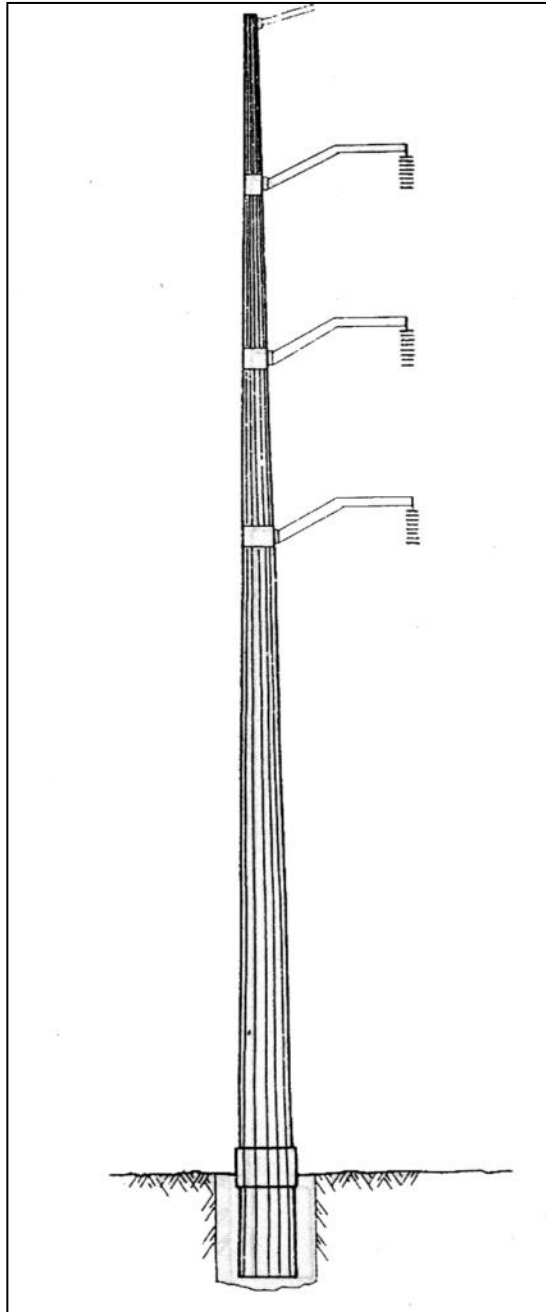
– Estructura tipo TAS – E



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 27.

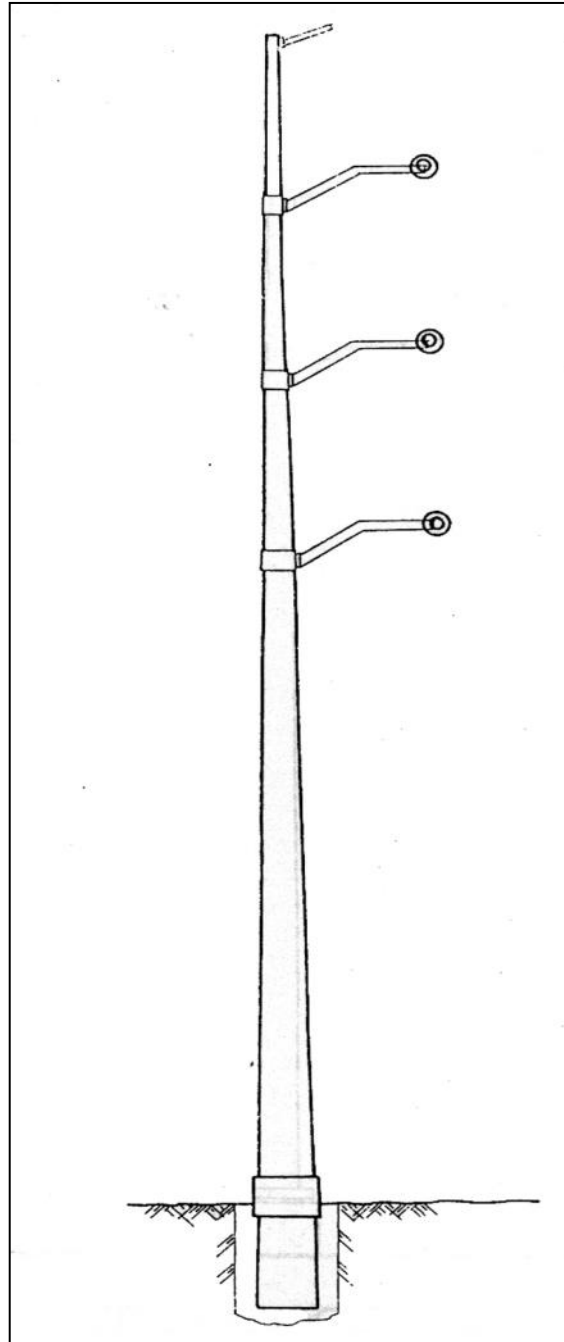


– **Troncocónico suspensión**



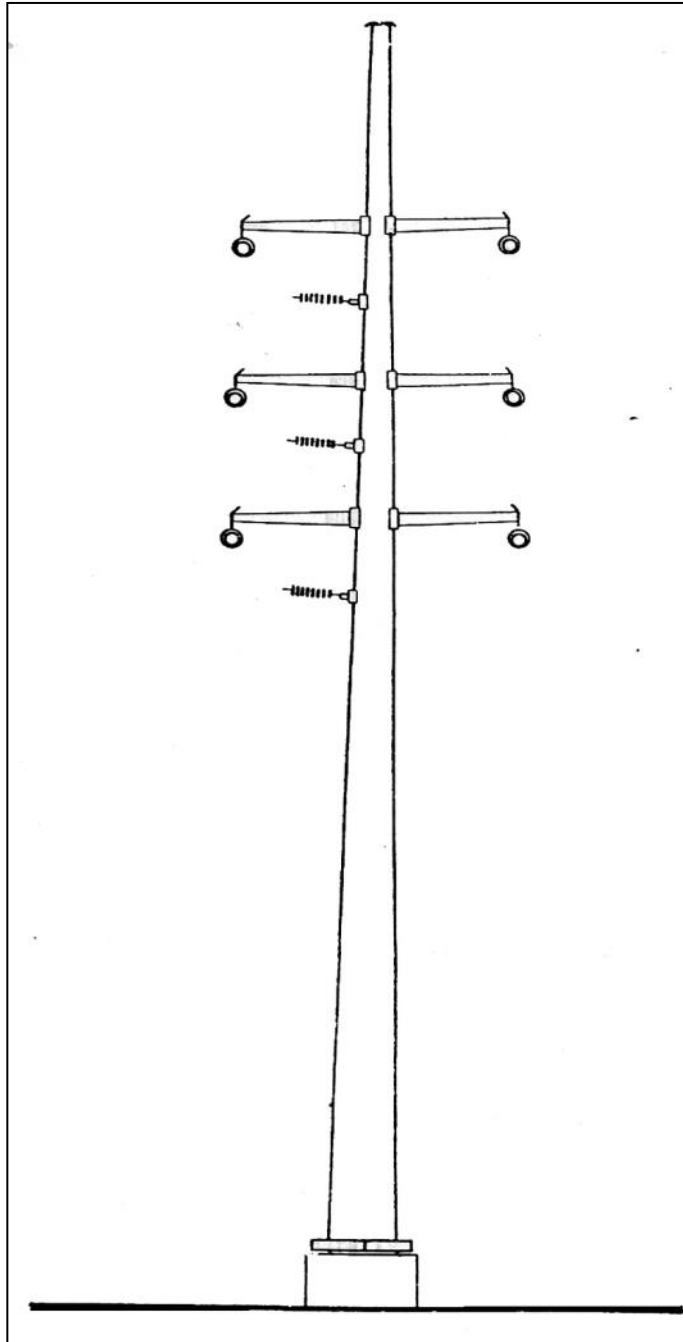
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 28.

– **Troncocónico remate**



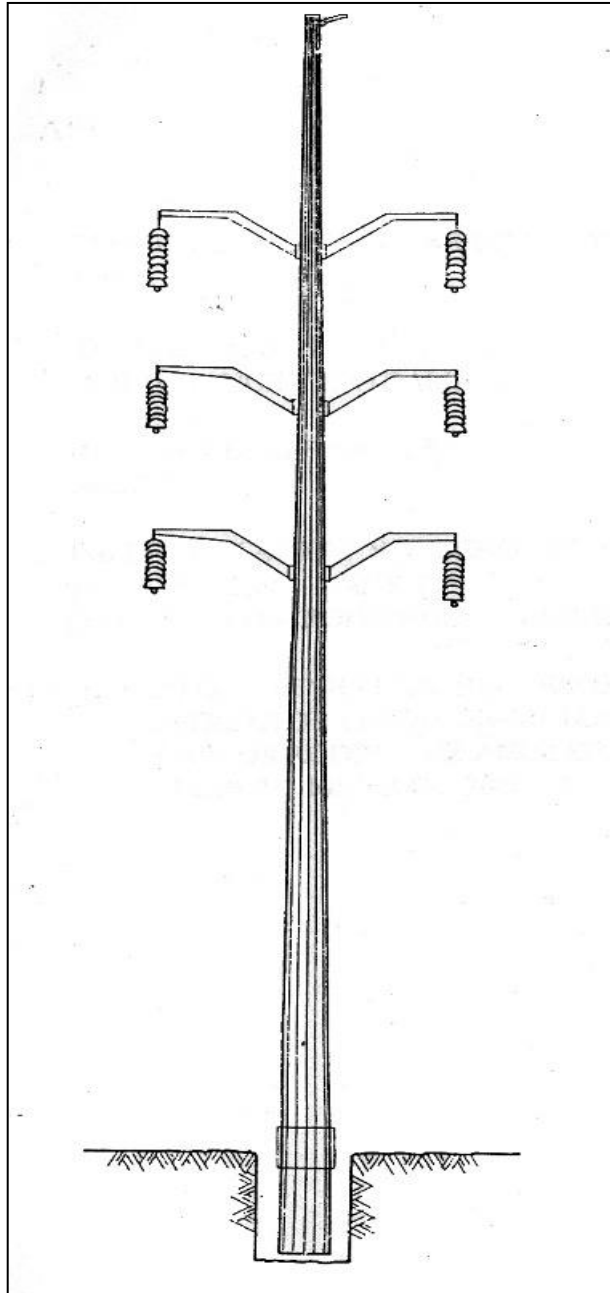
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 29.

– **Doble circuito**



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 30.

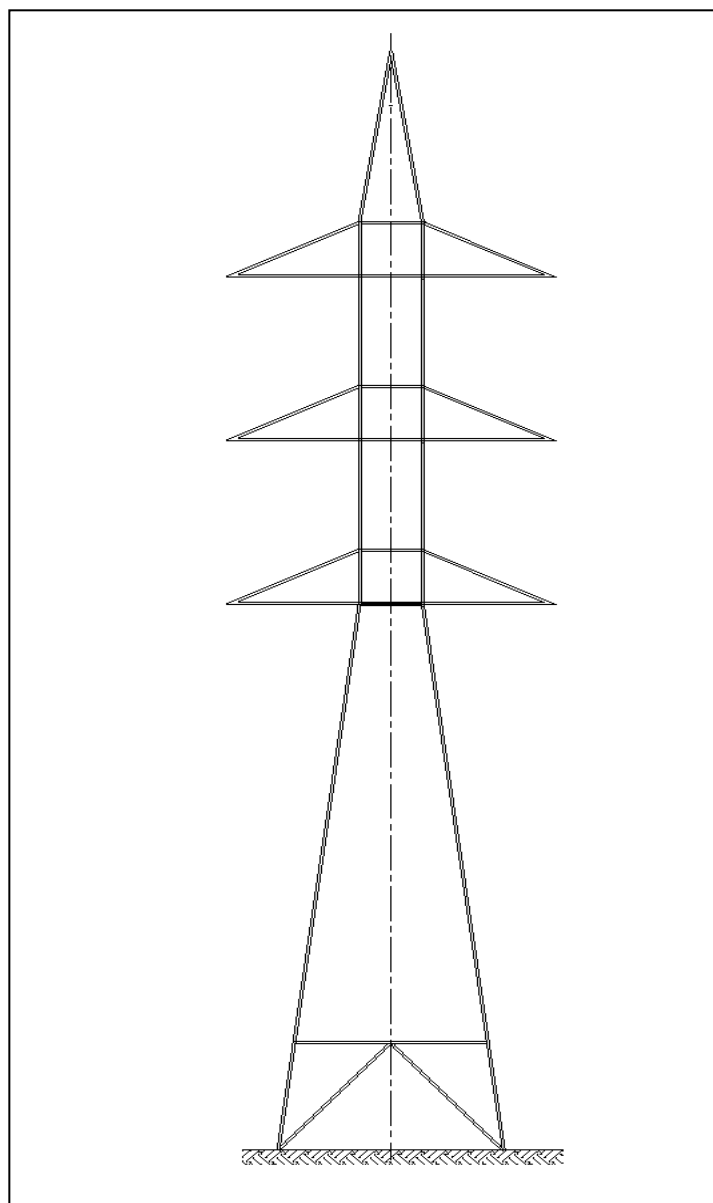
– **Troncocónico suspensión doble circuito**



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 31.

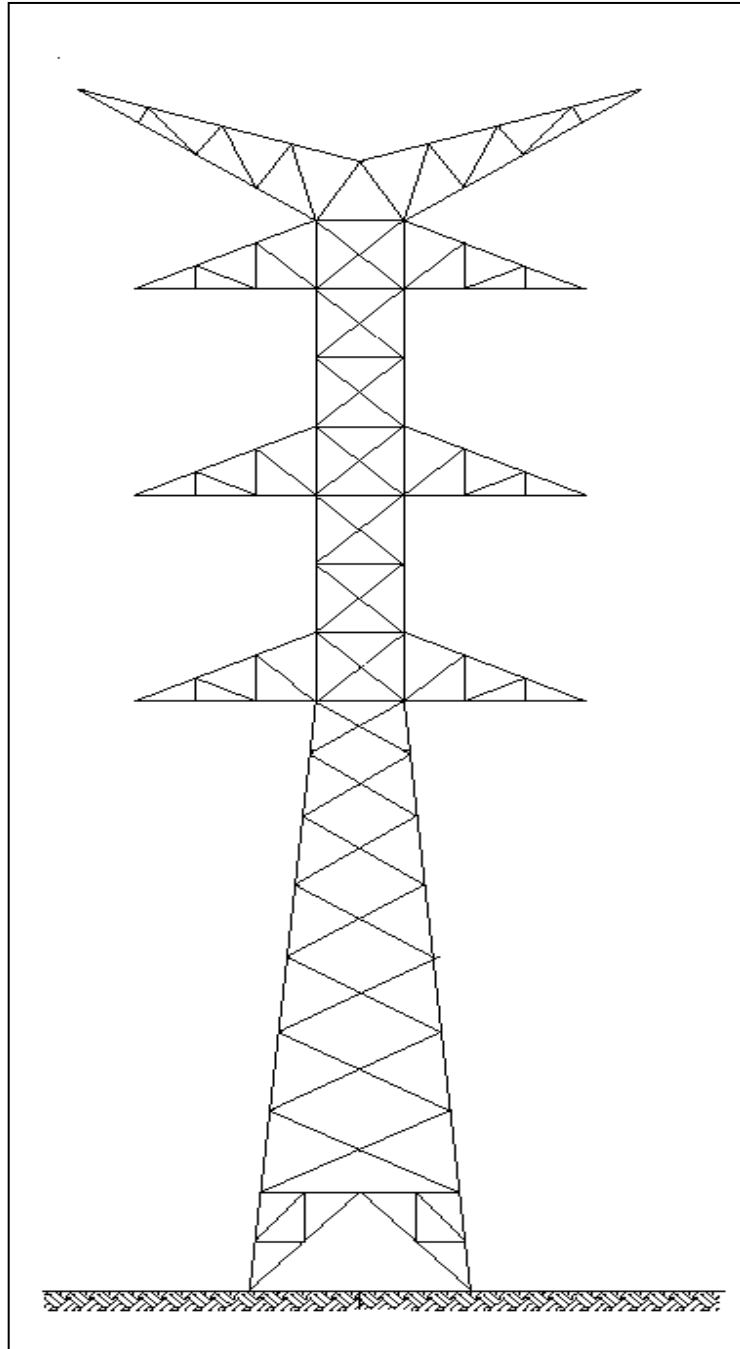
4. Estructuras que predominan en ETCEE-INDE

- Torre tipo "A30" (DC) 138 kV



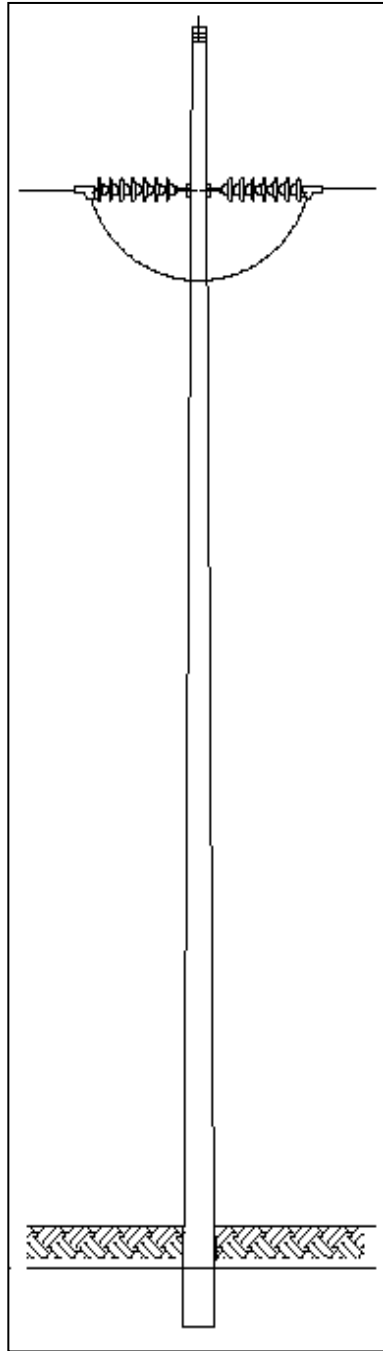
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 32.

– **Torre de retención “TB” 230 kV**



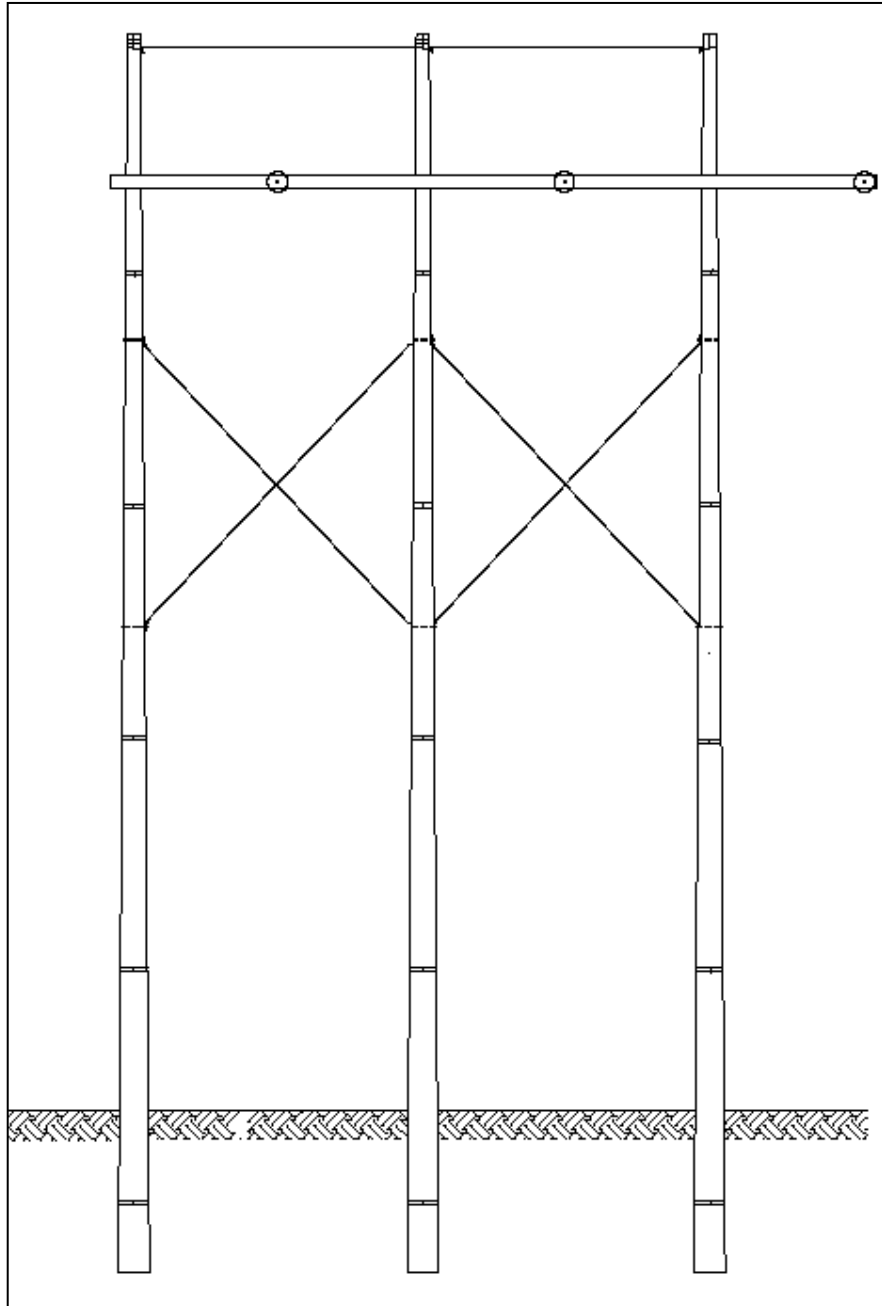
Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 33.

– Torre de retención “TB” 230 kV



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 34.

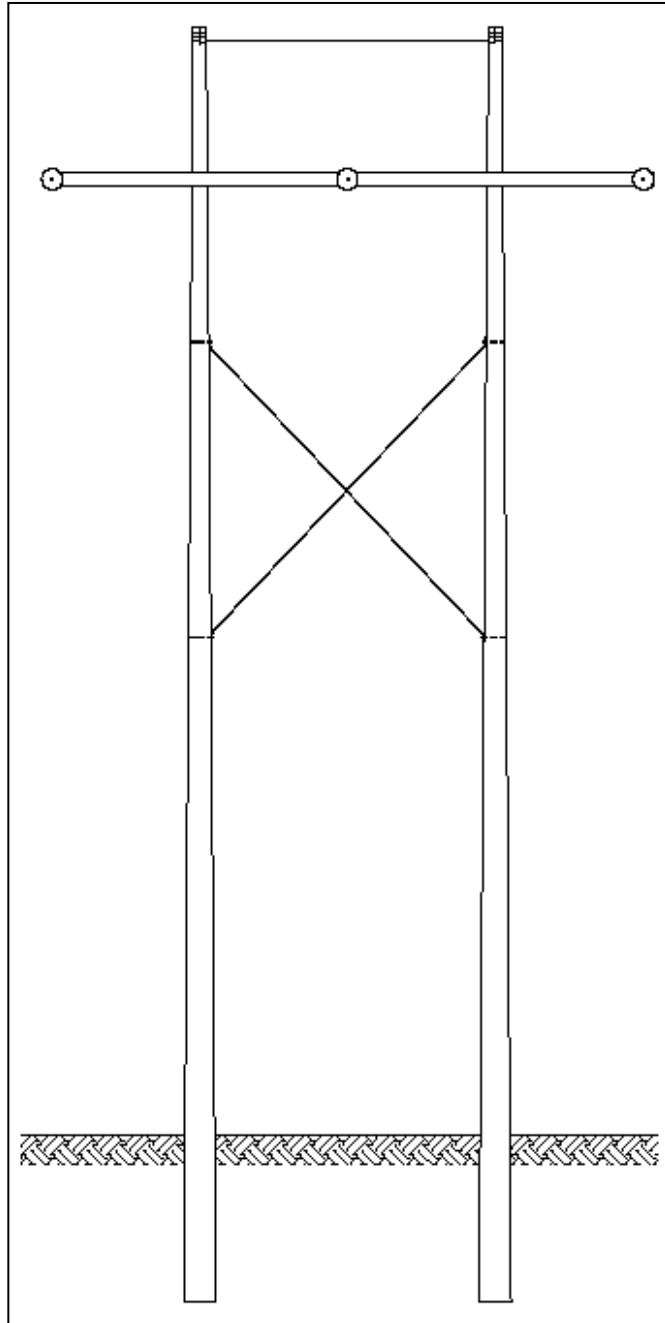
– Estructura un poste 69 kV



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 35.



– Estructura de tres postes 69 kV



Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 36.

**TOPOLOGÍA DE LOS TERRENOS EN DONDE SE UBICAN LAS  
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ETCEE-INDE**

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGIÓN CENTRAL					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
GUATEMALA	CHUARRANCHO	Esquistos arcillosos	escarpado	20-30%	100-1000
	SAN MIGUEL PETAPA	Materiales volcánicos	Ondulados	20%	20-2000
	VILLA CAVALES	Clases misceláneas de terreno, materiales volcánicos mixtos, de color oscuro	de leve a escarpado, ondulado	3-20%	20-2000
	PALENCIA	Materiales volcánicos, de debil a firmemente cementados, Clases misceláneas de terreno	ondulado fuertemente	20%	20-2000
	SAN PEDRO AYAMPUC	materiai volcanico, roca	fuertemente ondulado	20%	20-3000
	SANTA CATARINA PINULA	Toba breccia de color claro	escarpado	10-20%	20-250
	FRAJANES	Toba volcanica de color claro	escarpado	40-60%	60-250
	CHINAUTLA	Granito, gneis	escarpado	20-50%	100-10000
	GUATEMALA	Ceniza volcanica (pomacea) de color claro	casi plano	0-2%	60-250
	VILLA NUEVA	materiales volcánicos, de color oscuro a normal. Clases misceláneas de terreno	de casi plano a ondulado	20%	20-2000
ESCUINTLA	LA GOMERA	Suelos arenosos	suave	0.50%	20-2000
	TQUISATE	Ceniza de aluvión volcanica oscura	casi plano	0-2%	ND
	PALIN	Toba volcanica	muy inclinado	40-60%	20-2000
	LA DEMOCRACIA	Suelos profundos de materias volcánicos de color oscuro y mezclados	de suave a inclinado	0.5-22%	60-250
	ESCUINTLA	lahar, pedregoso	Suavemente inclinado a inclinado	8-10%	300-3000
	MASAGUA	materiales volcánicos mezclados	casi plano	0.50%	20-2000
	SANTA LUCIA COTZ.	materiales volcánicos de color oscuro o mezclados	levemente inclinado	2-22%	20-250
	SICUNALA	Toba, breccia, máfica	levemente inclinado	10-20%	ND
	SN VICENTE PACAYA	Lava Máfica	moderadamente inclinado	20-25%	ND
	GUANAGAZAPA	materiales volcánicos de color claro, o mezclados	suave	0.50%	50-500
SAN JOSE	arenosos	suave	0.50%	60-250	

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 59.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGION CENTRAL					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNM
GUATEMALA	CHUARRANCHO		15cm	muy alta	600-1500
	SAN MIGUEL PETAPA	franco arenoso; friable	profundo	alta	900-1500
	VILLA CANALES	franco arenoso fino	de poco a profundos	alta	900-2100
	PALENCIA	Arenosa de suelta a cementada	de poco a profundo	de alta a muy alta	900-2700
	SAN PEDRO AYAMPUC	arenoso cementado	poco profundos	muy alta	900-1500
	SANTA CATARINA PINULA	franco limosa, gravosa; friable	20-30cm	alta	900-2700
	FRAJANES	arcillosa o franco arcillosa; friable	20-30cm	muy alta	900-2700
	CHINAUTLA		10-20cm	muy alta	900-2700
	GUATEMALA	franco arcillosa; friable	30-50cm	baja	900-1500
	VILLA NUEVA	franco arenoso, arcilloso	profundos	alta	900-1500
	LA GOMERA	pesada	de poco a profundo	baja	0-50m
	TIQUISATE	franco arenoso fina a franca; suelta	40-50cm	baja	0-50m
	PALIN	franco arenosa, pedregosa; friable	20-30cm	muy alta	900-1500m
LA DEMOCRACIA	franco arenoso, arcilloso	de poco a profundo	baja	50-300m	
ESCUINTLA	Franca, friable	40-50cm	Alta	300-900m	
MASAGUA	pesada, arenoso	suelos profundos	baja	50-100m	
SANTA LUCIA COTZ.	franco arcillosa-limosa, franco arenoso fino, Arena gruesa	suelos profundos	variable	100-900m	
SIQUINALA	Franca; friable	30-40cm	alta	100-600m	
SN. VICENTE PACAYA	franco arenosa muy fina; friable	15-20cm	muy alta	1500-2100m	
GUANAGAZAPA	franco, franco arcillosa	profundo	variable	50-900m	
SAN JOSE	franco arenoso fino, franca friable, arcillosa	poco profundo	baja	0-50m	
ESCUINTLA					

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 59.

## Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGIÓN DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
SUCHITEPEQUEZ	PATULUL	de material volcánico a suelos arenosos	de casi plano a leve	2-20%	20-2000
	ZUNILITO	materiales volcánicos de color claro o volcánico mezclados	de leve a regular	2-25%	20-2000
	SANTO TOMÁS LA UNIÓN	materiales volcánicos de color claro o volcánico mezclados	de leve a regular	2-25%	20-2000
	SN. JUAN BAUTISTA	materiales volcánicos mezclados a misceláneas	suave	2-22%	20-2000
	SANTA BARBARA	volcánico de color claro y oscuro	de muy suave a inclinado	0.5-22%	20-2000
	SAN LORENZO	materiales volcánicos claros	de muy suave a inclinado	0.5-22%	20-2000
	RIO BRAVO	materiales volcánicos mezclados y color oscuro	de muy suave a inclinado	0.5-20%	20-2000
	CHICACAO	materiales volcánicos de color claro y mezclados	de poco a inclinado	2-30%	20-100
	SAN MIGUEL PANAN	Ceniza volcánica cementada (máfica) de color claro	Suavemente inclinado	10%	20-3000
	SAN JOSE EL IDOLO	mat volcánicos de color claro y mezclados	muy suavemente inclinado	2-22%	20-2000
	CUYOTENANGO	Ceniza volcánica de color claro	muy suavemente inclinado a ondulado	5-10%	60-250
	SAN ANTONIO SUCHI.	materiales volcánicos claros y mezclados	muy suavemente inclinado	2-22%	ND
	SANTO DOMINGO SUCHI.	materiales volcánicos de color claro	muy suavemente inclinado	0.50%	20-2000
	MAZATENANGO	Ceniza volcánica de color claro	muy suavemente inclinado	2-5%	20-100
RETALHULEU	CHAMPERICO	Ceniza volcánica de color claro	casi plano (depresional)	0-2%	50
	EL ASINTAL	cen volcánica de color claro, lodoso, pomacea, flujo volcánico	de suave a inclinado	2-20%	20-2000
	NUEVO SAN CARLOS	ceniza volcánica de color claro, lodoso, pomacea, flujo volcánico	de suave a inclinado	2-22%	20-2000
	SAN ANDRÉS VILLA SECA	ceniza volcánica de color claro, pomacea	de suave a inclinado	0.5-24%	20-500
	SANTA CRUZ MULUA	ceniza volcánica de color claro, lodoso, pomacea, flujo volcánico	Suavemente inclinado	0.5-22%	20-500
	SAN SEBASTIAN	ceniza volcánica de color claro, lodoso, pomacea, flujo volcánico	de suave a inclinado	1-22%	20-2000
	SAN MARTIN ZAPOTTILAN	cen volc de color claro, pomacea, flujo volc lodoso. Cenizas volcánicas misceláneas	de suave a inclinado	1-22%	20-2000
	SAN FELIPE	cen volc de color claro, pomacea, flujo volc lodoso. Cenizas volcánicas misceláneas	de suave a inclinado	2-22%	20-2000

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión* n.º 60

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGIÓN DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SINI
SUCHITEPEQUEZ	PATULUL	franca arenosa	poco profundo	variable	100-600m
	ZUNILITO	franco, franco arenosa, franco limosa	de poco a profundos	de media a alta	300-1500m
	SANTO TOMAS LA UNION	franco arenoso, franco	de poco a profundos	de alta a muy alta	300-1500m
	SN. JUAN BAUTISTA	franca, franca fina, franca arenosa	poco profundo	variable	100-900m
	SANTA BARBARA	franco limosa, franco fina, franco arenosa	de poco a muy profundo	variable	100-900m
	SAN LORENZO	franco limosa, fina y arenosa	profundo	ligera	50-300m
	RIO BRAVO	franco arenoso, fino	poco profundo	baja	50-300m
	CHICACAO	franco limosa, franca fina	de poco a regular	de baja a regular	300-1500m
	SAN MIGUEL PANAN	franco arenosa, pedregosa, suelta	20-30cm	muy alta	100-600m
	SAN JOSE EL IDOLO	franco arenoso fino, franco arenoso	de poco a muy profundo	baja	100-300m
	CUYOTENANGO	franco arcillosa, fiable	30cm	mediana	0-900m
	SAN ANTONIO SUCHI.	franca fina, franca	poco profundo	ligera	100-600m
	SANTO DOMINGO SUCHI.	pesada y arenosa	profundo	ligera	0-300m
	MAZATENANGO	franco limosa, fiable	60cm.	ligera	0-100m
	CHAMPERICO	arcilla, muy plastica	100cm	muy baja	0-100m
EL ASINTAL	franco limosa, franca fina, arenosa	profundo	variable	100-900m	
NUEVO SAN CARLOS	arenosa, fiable	de poco a regular	variable	100-900m	
RETALHULEU	SAN ANDRES VILLA SECA	franco limosa, franco fina y arcillosa	profundo	de baja a regular	0-900m
	SANTA CRUZ MULUA	franco limosa, franca fina, arcillosa, franco arcillosa	profundo	variable	0-300m
	SAN SEBASTIAN	franca, franca fina, franca arenosa	poco a profundo	variable	100-600m
	SAN MARTIN ZAPOTITLAN	franco limoso, franco arenoso	de poco a profundo	variable	300-900m
	SAN FELIPE	franco limosa, franca fina, franca arenosa	de poco a profundo	variable	300-900m

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 61.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGION DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
QUETZAL TENANGO	EL PALMAR	volcanicos de color claro, mezclados	inclinado a escarpado	1-40%	20-2000
	SAN MARTIN SACATEPEQUEZ	ceniza volcanica de color claro	escarpado	25-30%	20-2000
	CONCEPCION CHICURICHAPA	ceniza volcanica de color claro	escarpado	25-30%	20-2000
	SAN JUAN OSTUNCALCO	Ceniza volcanica de color claro	fuerte ondulado, a inclinado	10-20%	20-2000
	ZUNIL	volcanico de color claro y mezclado	de inclinado a escarpado	2-30%	20-2000
	PALESTINA DE LOS ALTOS	volcanico de color claro	escarpado	25-30%	20-2000
	SAN IMATEO	clases misc de terreno, ceniza volcanica	inclinado	2-30%	20-2000
	LA ESPERANZA	ceniza volcanica clara	de casi plano a escarpado	25-30%	20-2000
	SAN MIGUEL SIGUILA	ceniza volcanica clara	ondulado	0.50%	20-2000
	CAJOLA	ceniza volcanica de color claro	fuertemente ondulado	5-12%	60-250
	SIBILLA	ceniza volcanica de color claro	escarpado	25-30%	20-2000
	HUITAN	ceniza volcanica de color claro	casi plano, ondulado	0.50%	20-2000
	CABRICAN	ceniza volcanica de color claro	inclinado a escarpado	10-30%	60-250
	COATEPEQUE	ceniza volcanica de color claro y oscuro	casi plano	0.50%	20-2000
	SAN FRANCISO LA UNION	cen. Volc. de color clara, pomacea y cementada	escarpado	25-30%	20-2000
	SAN CARLOS SUJA	cen. Volc. de color clara, pomacea y cementada	inclinado a escarpado	10-30%	20-2000
	SALCAJA	clases miscelaneas de terreno	casi plano	0.50%	20-2000
	OLINTEPEQUE	ceniza volcanica de color claro	casi plano	0.50%	60-250
	QUETZAL TENANGO	Ceniza volcanica de color claro	casi plano	0-3%	20-2000
	SAN JUAN ATITAN	caliza	escarpado	25-30%	60-250
SAN PEDRO SOLOMA	caliza	escarpado	25-30%	60-250	
HUEHUETENANGO	SAN IDELFONSO IXTAAHUACAN	Ceniza volcanica de color claro y grano fino	ondulado a muy ondulado	3-7%	ND
	JACALTENANGO	cen. Volc. de color claro, serpentina, granito, gneis caliza, piedra arenisca, esquisto arcilloso	escarpado	25-30%	60-250
	SANTA CRUZ BARILLAS	miscelaneas, suelos de tierras bajas y caliza	fuertemente ondulado	15-25%	60-250
	SANTA EUALIA	caliza	de casi plano a escarpado	0.5-30%	20-2000
	CHIANTLA	caliza	escarpado	25-30%	60-250
	SAN MIGUEL ACATAN	Caliza	escarpado	25-30%	60-250
	COLO TENANGO	ceniza volcanica fina, caliza, debris de caliza esquistos arcillosos	ondulado	30%	50
	SAN SEBASTIAN	ceniza volcanica clara, fina y caliza	ondulado	3-7%	20-2000
	HUEHUETENANGO	debris de caliza y esquisto arcilloso	ondulado	3-7%	20-2000
	IMALACANCITO	roca y material volcanico	ondulado	3-7%	60-250
	HUEHUETENANGO	ceniza volcanica pomacea clara, cementada clara, serpentina, granito, gneis	ondulado	3-7%	20-2000
	AGUACATAN	cen. Volc. clara, serpentina, granito, gneis, caliza	ondulado	3-7%	20-2000

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 62

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGION DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPOSOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNM
QUETZALTENANGO	EL PALMAR	arenosa, friable	poco a profundo	variable	300-2100m
	SAN MARTIN SACATEPEQUEZ	franca, franca arenosa	poco a profundo	de alta a muy alta	1500-3600m
	CONCEPCION CHIQUIRICHAPA	franca, franca arenosa	poco a profundo	de alta a muy alta	2100-2700m
	SAN JUAN OSTUNCALCO	arena franca; suelta	10cm	muy alta	2100-2700
	ZUNIL	franco arenosa, franco limosa	de poco a profundo	variable	1500-2700
	PALESTINA DE LOS ALTOS	franco arenosa, franca	poco a profundo	de alta a muy alta	2100-3600
	SAN MATEO	arena franca; suelta	poco a profundo	de alta a muy alta	2100-2700
	LA ESPERANZA	franco arenoso fino	50-75cm.	leve	2100-2700
	SAN MIGUEL SIGUILA	franco arenoso fino	50-75cm.	leve	2100-2700
	CAJOLA	franco arcilloso; friable	30cm	alta	2100-2700
	SIBILA	franco, franco arenosa	de poco a profundos	de alta a muy alta	2100-3600
	HUITAN	franca, franco arenosa	de poco a profundos	de alta a muy alta	2100-3600
	CABRICAN	franco arcilloso; friable	profundos	alta	2100-2700
	COATEPEQUE	franco arcilloso, franco limosa, franco arenosa fina, franco	profundos	ligera	0-600
	SAN FRANCISCO LA UNION	franco arcilloso, franco arenosa fina	poco profundos	alta	2700-3600
	SAN CARLOS SIJA	franco arcilloso, franco arenosa fina	poco profundos	alta	2100-3600
	SALCAJA	franco arcilloso y arenoso	profundos	leve	2100-2700
	OLINTEPEQUE	franco arcilloso; friable	30cm	alta	2100-2700
	QUETZALTENANGO	franco arenoso fina; firme	50-75cm.	leve	2100-3600
	SAN RAFAEL PETZAL	franco arcilloso; friable	poco profundos	alto	1500-2700
SAN JUAN ATITAN	franco arcilloso; friable	poco profundos	alto	2100-3600	
SAN PEDRO SOLOMA	franca; friable	30cm.	regular	900-2700	
HUEHUETENANGO	SAN IDELFONSO IXTAPAHUACAN	franco arcilloso; friable	poco profundos	muy alta	900-2700
	JACALTENANGO	franco arcilloso; friable	30cm.	muy alta	900-2100
	SANTA CRUZ BARILLAS	franco arenoso	poco profundo	de alto a muy alto	600-2700
	SANTA EULALIA	franco arcilloso; friable	de poco a profundos	de alto a muy alto	900-2700
	CHIANTLA	franco arcilloso; friable	de poco a profundos	de alto a muy alto	1500-3600
	SAN MIGUEL ACATAN	arcilla; plastica	30cm.	muy alta	900-2700
	COLOTENANGO	franco limosa, arcilla; plastica,	poco profundo	alto a muy alto	900-2700
	SAN SEBASTIAN	franco arenosa	de poco a profundo	variable	1500-2700
	HUEHUETENANGO	franco arenosa fina, franco limosa arcilla, plastica	de poco a profundo	variable	1500-2700
	MALACATANCITO	franco arcilloso, arenoso	poco profundo	alta a muy alta	1500-2100
	HUEHUETENANGO	franco arcilloso, arenoso	de poco a profundo	alta	1500-2100
	AGUACATAN	franco arenoso fino, franco arenoso franco arenosa fina, franco arcilloso franco arenoso, franco limosa	de poco a profundo	variable	900-3600

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 163



## Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGION DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
QUICHE	NEBAJ	Caliza	escarpado	25-30%	50
	SANTA CRUZ DEL QUICHE	Ceniza volcánica cementada de color claro	fuertemente ondulado	10-20%	50-500
	CUNEN	Esquistos arcillosos	inclinado	30-40%	20-250
	CHINIQUE	parte sobre roca y parte ceniza volcánica	ondulado y escarpado	3-30%	20-2000
	ZACUALPA	Ceniza volcánica de color claro	escarpado	50-60%	20-2000
	SAN JUAN COTZAL	caliza	escarpado	25-30%	60-5000
	CANILLA	roca	ondulado	3-7%	50-3000
	SN BARTOLOME JOCOTENANGO	roca	ondulado	3-7%	50-3000
	SN PEDRO JOCOPILAS	ceniza volcánica de color claro	ondulados	3-7%	20-2000
	SACAPULAS	Gneis y granito	inclinado	40-50%	20-3000
	CHICHÉ	ceniza volcánica de color claro	ondulados	3-7%	20-2000
	STO. TOMAS	sobre montañas volcánicas con ceniza volcánica de color claro	ondulados y escarpado	3-30%	20-2000
	CHICHICASTENANGO	de color claro			
	CHAJUL	caliza y suelos de las tierras bajas del Petén	de casi plano a escarpado	0.5%-30%	20-2000
SACATEPEQUEZ	SAN MIGUEL USPANTAN	caliza y suelos de las tierras bajas del Petén	de casi plano a escarpado	0.5%-30%	20-2000
	ANTIGUA GUATEMALA	Clases misceláneas de terreno, volcánicas de color claro pomacea	ondulado	3-7%	20-2000
	SANTA LUCIA MILPAS ALTAS	materiales volcánicos de color claro	ondulado	3-7%	20-2000
	SUMPANGO	materiales volcánicos de color claro	ondulado	3-7%	20-2000
	JOCOTENANGO	materiales volcánicos de color claro	ondulado	3-7%	20-2000
	SANTA MARIA DE JESUS	materiales volcánicos de color claro	levemente inclinado	2-22%	20-2000
	SAN JUAN ALOTENANGO	Ceniza volcánica mafica de color oscuro	inclinado a muy inclinado	12-30%	ND
	SAN ANDRES XECUL	ceniza volcánica pomacea de color claro	de suave a escarpado, fuertemente ondulado	3-30%	20-2000
	SAN CRISTOBAL	clases misceláneas de terreno	fuertemente ondulado		
	TOTONICAPAN	Montañas volcánicas, clases misceláneas de terreno, materiales volcánicos de color claro	suavemente inclinado	0.50%	60-250
	TOTONICAPAN	Ceniza a roca volcánica de color claro	suavemente ondulado a escarpado	5-25%	5-100
	NAHUALA	suelos volcánicos de color claro	suavemente inclinado	0.50%	20-2000
	SANTA LUCIA UTATLAN	ceniza volcánica de color claro	inclinado	10-20%	20-2000
	SAN ANDRES SEMETABAJ	ceniza volcánica de color claro	de inclinado a escarpado	3-30%	20-2000
SAN JOSE CHACAYA	ceniza volcánica de color claro	de inclinado a escarpado	3-30%	20-2000	
SOLOLA	ceniza volcánica de color claro	de inclinado a escarpado	3-30%	20-2000	
PANAJACHEL	Materiales volcánicos de color claro	de inclinado a escarpado	3-30%	20-2000	
SANTA CATARINA PALOPO	Materiales volcánicos de color claro	de inclinado a escarpado	3-30%	20-2000	
SAN ANTONIO PALOPO	Materiales volcánicos de color claro	de inclinado a escarpado	3-30%	20-2000	
SAN LUCAS TOLIMAN	Ceniza volcánica de color claro	fuertemente ondulado y escarpado	15-30%	20-2000	
SOLOLA					

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 64.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGION DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPAESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNM
QUICHE	NEBAJ	arcilla; plastica	30cm.	alta a muy alta	900-3600
	SANTA CRUZ DEL QUICHE	franco arcillo arenoso; friable	20cm	alta	1500-2700
	CUNEN	franco arcillo limoso; friable	15-20cm	alta	1500-3600
	CHINIQUE	arenoso; franco arcillo limosa	profundos	alta	1500-2100
	ZACUALPA	franco arenosa; suelta	10cm	muy alta	900-2100
	SAN JUAN COTZAL	franco arcillosa; friable	de poco a profundos	alta	1500-2100
	CANILLA	arcilla; plastica	poco profundos	de alta a muy alta	900-1500
	SN BARTOLOME JOCOTENANGO	arcilla; plastica	poco profundos	alta	900-2100
	SN PEDRO JOCOPILAS	franco arenosa; suelta	profundos	alta	900-2100
	SACAPULAS	franco arenoso pedregosa; suelta	5cm	alta	900-2700
	CHICHE	franco arenosa; suelta	profundos	alta	1500-2100
	STO. TOMAS	franco arenosa	profundos	de alta a muy alta	1500-2100
	CHICHICASTENANGO				
	SACATEPEQUEZ	CHAJUL	franco arenosa a arcilla esquistosa	de poco a profundos	de alta a muy alta
	SAN MIGUEL UXPANTAN	franco arenosa a arcilla esquistosa	de poco a profundos	de alta a muy alta	50-2700
	ANTIGUA GUATEMALA	franco arcillosa; franco; arenosa	profundos	variable	1500-2100
	SANTA LUCIA MILPAS ALTAS	franco arcillosa; franco; arenosa	poco profundos	variable	1500-2100
	SUMPANGO	franco arcillosa; franco; arenosa	poco profundos	variable	1500-2100
	JOCOTENANGO	franco arcillosa; franco; arenosa	poco profundos	variable	1500-2100
	SANTA MARIA DE JESUS	arenoso; mafico	poco profundos	variable	1500-3600
	SAN JUAN ALOTENANGO	franco; suelta	25-40cm	alta	900-2700
	SAN ANDRES XECUL	franco arenoso fino	profundos	alta	2100-3600
TOTONICAPAN	SAN CRISTOBAL TONICAPAN	franco; franco arcillosa	profundos	alta	1500-2100
	TOTONICAPAN	franco; turbosa; friable	30-70cm	alta	2100-3600
	NAHUALA	franco arenoso fino	profundos	alta	2100-3600
	SANTA LUCIA UTATLAN	franco; franco arenosa	profundos	de regular a alta	2100-3600
	SAN ANDRES SEMETABAJ	franco arcillosa; arenosa; franco	profundos	alta	1500-2700
	SAN JOSE CHACAYA	franco arcillosa; arenosa; franco	profundos	alta	1500-2100
	SOLOLA	franco arcillosa; arenosa; franco	profundos	alta	1500-2700
	PANAJACHEL	franco arcillosa; arenosa; franco	profundos	alta	1500-2100
	SANTA CATARINA PALOPO	franco arcillosa; arenosa; franco	profundos	alta	1500-2100
	SAN ANTONIO PALOPO	franco arcillosa; arenosa; franco	profundos	alta	1500-2100
	SAN LUCAS TOLIMAN	franco arenosa; friable	20-30cm	muy alta	1500-3600
SOLOLA					

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 65.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGION DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
CHIMALTENANGO	TECPAN	Ceniza volcanica de color claro	casi plano a ondulado	1-5%	20-2000
	ZARAGOZA	Ceniza volcanica de color claro clases miscelaneas de terreno	levemente inclinado	3-7%	20-2000
	SANTA CRUZ BALANYA	Ceniza volcanica de color claro clases miscelaneas de terreno	levemente inclinado	3-7%	20-2000
	CHIMALTENANGO	clases miscelaneas de terreno, ceniza volcanica de color claro. Roca	levemente inclinado	3-7%	20-3000
	EL TEJAR	ceniza volcanica de color claro, miscelaneas	levemente inclinado	3-7%	20-2000
	SAN ANTONIO SACATEPEQUEZ	Suelos de materiales volcanicos. Suelos de altiplanicie central	casi plano. Ondulado	3%	20-2000
	SAN PEDRO SACATEPEQUEZ	materiales volcanicos de montaña. Suelos de altiplanicie central volcanicos	casi planos. Ondulado	3%	5-2000
	TEJUTLA	volcanicos de montañas. Suelos de la altiplanicie central	de casi plano a escarpado	3%-30%	20-2000
	IXCHIGUAN	ceniza volcanica de color claro, pomacea o andestia	fuertemente ondulado	25-30%	5-2000
	SAN JOSE OJETEMAN	ceniza volcanica de color claro, pomacea o andestia	fuertemente ondulado escarpado	25-30%	5-2000
SAN MARCOS	TACANA	ceniza volcanica de color claro Granito: gneis	fuertemente ondulado escarpado	25-30%	5-3000
	SAN PABLO	ceniza volcanica micacea de grano fino y color claro clases miscelaneas de terreno, suelos del declive del pacifico, ceniza volcanica de color claro, intemperizada	fuertemente ondulado escarpado	25-30%	5-2000
	MALACATAN		de casi plano a inclinado	0.5%-20%	20-2000
	TAJUMULCO	suelos volcanicos de montañas.	fuertemente ondulado	25-30%	5-2000
	PAJAPITA	ceniza volcanica micacea de grano fino y color claro ceniza volcanica, a cementada de color claro	escarpado casi plano	3%	50
	ESQUIPULAS PALO GORDO	suelos volcanicos de montañas. ceniza volcanica suelta principalmente pomacea	fuertemente ondulado escarpado	25-30%	5-2000

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 66.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE

TERRITORIOS DE LA REGION DE OCCIDENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNIM
SAN MARCOS	TECPAN	franco arenosa; friable	30-50cm	alta	1500-3600
	ZARAGOZA	franco arcillosa, franco arenosa fina	profundos	alta	1500-2100
	SANTA CRUZ BALANZA	franco arenosa; friable	profundos	alta	1500-2700
	CHIMALTENANGO	franco arcillosa, franco arenosa fina	de poco a profundos	alta	900-2100
	EL TEJAR	franco arcillosa y arenosa fina	de poco a profundos	alta	1500-2100
	SAN ANTONIO SACATEPEQUEZ	arena franca; friable, franco arenosa fina	profundos	de media a alta	2100-3600
	SAN PEDRO SACATEPEQUEZ	arena franca; franco arenosa fina, arena franca turbosa o suelta	de poco a profundos	alta	2100-3600
	TEJUTLA	arena franca; friable; franco arcilloso	profundos	alta	2100-3600
	IXCHIGUAN	arena franca; franca turbosa	profundos	de media alta	2100-3600
	SAN JOSE OJETENAN	arena franca; franca turbosa	profundos	de media alta	2100-3600
	TACANA	arena franca; franca turbosa	de poco a profundos	de media alta	2100-3600
	SAN PABLO	franco arenosa, pedregosa, suelta arena franca; franca turbosa	de poco a profundos	de media alta	300-1500
	MALACATAN	franco limosa; franco arenosa fina franco arcillo-limosa; friable	profundos	de ligero a regular	300-900
	TAJUMULCO	arena franca; franca turbosa franco arcillo-limosa	de poco a profundos	de media alta	900-3600
	PAJAPITA	arcilloso, plastico	de poco a profundos	de ligera a media	50-600
ESQUIPUJAS PALO GORDO	arena franca; suelta; franca turbosa	de poco a profundos	de media a alta	2100-2700	

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 67.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGION DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
ALTA VERAPAZ	SANTA MARIA CAHABON	de las tierras bajas de peten y parte caliza caliza	de casi plano a escarpado	0.5%-30%	20-2000
	COBAN	Caliza	ondulado a inclinado	15-20%	60-250
	SAN PEDRO CARCHA	Ceniza volcanica de grano fino	suavemente ondulado a ondulado	4-8%	20-100
	CHISEC	cerros de caliza y tierras bajas de Petén	de casi plano a escarpado	0.5%-30%	20-5000
	SAN CRISTOBAL VERAPAZ	caliza	escarpado	25-30%	20-5000
	TAMAU	Caliza o marmol	inclinado	50-75%	60-5000
	SAN MIGUEL TUCURU	caliza, ceniza volcanica fina, debris de caliza esquistoso arcilloso	escarpado	25-30%	100-5000
	SENAHU	cerros de caliza y serpentina	escarpado	25-30%	100-5000
	PANZOS	cerros de caliza y parte tierras bajas de Petén	de casi plano a escarpado	0.5%-30%	100-5000
	SANTA CRUZ VERAPAZ	caliza, ceniza volcanica fina	escarpado	25-30%	100-5000
BAJA VERAPAZ	TACTIC	cerros de caliza y serpentina	escarpado	25-30%	100-5000
	SAN MIGUEL CHICAJ	Ceniza volcanica de color claro cementada	casi plano	0-2%	50
	PURULHA	serpentina, caliza maciza y dura, clases miscelaneas	de leve a escarpado	7-30%	20-5000
	RABINAL	Ceniza volcanica, serpentina y esquistoso	ondulados	3-7%	20-2000
	SALAMA	Ceniza volcanica de color claro	ondulado	3-7%	20-2000
	SAN JERONIMO	Materiales sedimentarios y metamorficas, serpentina	ondulado	3-7%	20-2000
	EL CHOL	Esquistoso micáceo	escarpado	25-40%	20-2000
	SANARATE	ceniza volcanica clara, serpentina, esquistoso, esquistoso arcilloso, piedra caliza	levemente inclinado	3-7%	20-5000
	EL JICARO	esquistoso arcilloso, piedra caliza, ceniza volcanica pomacea de color claro, cementada	levemente inclinado	3-7%	20-5000
	SAN AGUSTIN ACASAGUASTLAN	esquistoso, esquistoso arcilloso, roca de esquistoso, serpentina, piedra caliza	levemente inclinado	3-7%	20-5000
EL PROGRESO	SAN ANTONIO LA PAZ	ceniza volc. clara, esquistoso arcilloso y piedra caliza	levemente inclinado	3-7%	20-5000
	SANSARE	esquistoso arcilloso, piedra caliza, ceniza volcanica pomacea clara y cementada. Clases miscelaneas	escarpado	20-40%	20-2000
	SN CRIST. ACASAGUASTLAN	esquistoso arcilloso, roca de esquistoso, serpentina	inclinado a escarpado	15-20%	20-2000
	USUMATLAN	esquistoso arcilloso, roca de esquistoso, serpentina caliza, marmol	levemente inclinado	3-7%	20-5000
ZACAPA	ESTANZUELA	serpentina, esquistoso arcilloso, clases miscelaneas de terreno sobre materiales volcanicos	levemente inclinado	3-7%	20-2000

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 68

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGION DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNM
ALTA VERAPAZ	SANTA MARIA CAHABON	franco arenosa a arcilla esquistosa	de poco a profundos	alta	100-1500
	COBAN	franco arcillosa a arcillosa; friable	35cm	alta	50-1500
	SAN PEDRO CARCHA	franco limosa; friable	30cm.	alta	100-1500
	CHISEC	franco arenosa a arcilla esquistosa	poco profundos	alta	100-900
	SAN CRISTOBAL VERAPAZ	franco limosa	poco profundos	alta	900-2100
	TAMAU	franca a arcillosa; friable	5cm	muy alta	900-2100
	SAN MIGUEL TUCURU	esquistoso y esquistoso arcilloso	de poco a profundos	de alta a muy alta	300-900
	SENAHU	esquistoso y esquistoso arcilloso	de poco a profundos	de alta a muy alta	50-1500
	PANZOS	esquistoso y esquistoso arcilloso	poco profundos	de alta a muy alta	0-2100
	SANTA CRUZ VERAPAZ	esquistoso y esquistoso arcilloso	de poco a profundos	de alta a muy alta	900-1500
BAJA VERAPAZ	TACTIC	esquistoso y esquistoso arcilloso	de poco a profundos	de alta a muy alta	900-2100
	SAN MIGUEL CHICAJ	arcillosa; plástica	20-50cm	baja	900-2100
	PURULHA	franco limosa, franco arcillosa, arcilla, franco	poco profundo	alta	300-2700
	RABINAL	franco arcilloso, franco arenoso fino	poco profundo	variable	900-2100
	SALAMA	arena franco fina; suelta	20cm	regular	600-2700
	SAN JERONIMO	franco arcillosa, arcilla, franco, arenoso	profundos a poco profundos	de alta a muy alta	600-2100
	EL CHOL	franco arenoso fino, friable	10cm	alta	900-2100
	SANARATE	franco arenosa fina, franco arcillosa franco arenosa, arcillosa, franca, arcilla esquistosa	de poco a profundos	alta	100-1500
	EL JICARO	caliza y esquistoso arcilloso, Arenoso	de poco a profundos	alta	100-900
	EL PROGRESO	SAN AGUSTIN ACASAGUASTLAN	franco limosa, franco arcillosa, franco arenosa, franco esquistoso	poco profundo	alta
SAN ANTONIO LA PAZ		caliza y esquistoso arcilloso, Arenoso arcilloso, arcilla esquistosa	de poco a profundos	alta	100-1500
SANSARE		franco arcilloso, arenosa, franco arcillosa, arcilla esquistosa	10-25cm	alta	600-1500
SN CRIST. ACASAGUASTLAN		franco limoso y arcilloso y arenoso	10-15cm	muy alta	300-900
USUMATLAN		franco limoso-arcilloso y arenoso, franca arcilla	poco a profundo	muy alta	100-2100
ZACAPA	ESTANZUELA	franco arcilloso, arenosa, franco	poco profundo	alta	100-600

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 69

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGIÓN DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
ZACAPA	TECULUTAN	esquistos arcillosos, roca de esquistos, serpentina caliza, marmol	levemente inclinado	3-7%	20-5000
	RIO HONDO	esquistos arcillosos, roca de esquistos, serpentinita caliza, marmol clases miscelaneas de terreno	levemente inclinado	3-7%	20-5000
	GUALAN	serpentinita, granito gneis, ceniza volcanica clara e esquistos, esquistos arcillosos, roca de esquistos marmol	de casi plano a escarpado	0.5%-30%	20-10000
IZABAL	EL ESTOR	ceniza volcanica pomacea clara y cementada, debrits de caliza, caliza, serpentinita, granito, gneis intemperizado, marmol, arcilla esquistosa	casi plano. Poco ondulado hasta escarpado	0.5-30%	20-10000
	LIVINGSTON	arcilla esquistosa, esquistos, serpentina, granito o esquistos, ceniza volcanica fina	de casi plano a escarpado	0.5-30%	60-10000
	MORALES	ceniza volc. pomacea clara y cementada, arcilla esquistos, serpentinita, piedra caliza o marmol	casi plano	0.5%-7%	60-5000
	LOS AMATES	ceniza volcanica pomacea clara y cementada, arcilla esquistosa, caliza, serpentinita, granito o gneis intemperizado, clases miscelaneas de terreno	de casi plano a escarpado	0.5%-30%	60-10000
	PUERTO BARRIOS	arcilla esquistosa, esquistos, piedra caliza o marmol clases miscelaneas de terreno	de casi plano a escarpado	0.5-30%	20-5000
	CHIQUMULA	ceniza volcanica de color claro toba, breccia, porfido andesita, breccia clases miscelaneas de terreno	de casi plano a escarpado	3%-30%	20-2000
CHIQUMULA	SAN JOSE LA ARADA	ceniza volcanica de color claro toba, breccia, porfido andesita, breccia Materiales miscelaneos	de casi plano a escarpado	3%-30%	100-5000
	IPALA	ceniza volcanica clara, toba, breccia de color claro granito, gneis intemperizado, andesita, breccia con algun mafico, lava mafica, laharr con material mafica	de suave a escarpado	0.5-30%	20-10000
	CAMOTAN	granito, gneis intemperizado, ceniza volcanica clara y toba, breccia, porfido andesita, breccia con algun mafico, lava mafica, esquistos arcillosos	de casi plano a escarpado	3%-30%	20-10000
	SAN JACINTO	ceniza volcanica clara, andesita, toba, breccia de color claro, gneis intemperizado, lava mafica clases miscelaneas de terreno	de casi plano a escarpado	3%-30%	20-10000

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 70.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGION DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNM
ZACAPA	TECULUTAN	franco limoso-arcilloso y arenoso, franco arcilla	de profundo a poco profundos	alta	100-2100
	RIO HONDO	franco arcilloso, arenosa, franco, arcilloso, arcilla esquistosa	de profundo a poco profundos	de alta a muy alta	100-2100
	GUALAN	arcilla esquistosa, caliza franco arcilloso, friable, franco arenoso.	de poco a muy profundos	de alta a muy alta	100-2100
IZABAL	EL ESTOR	franco arcilloso, arenosa, franco franco limosa, arcilla plastica, arcilla, franco arenosa fina franco arenosa	poco profundos	de alta a muy alta	0-900
	LIVINGSTON	Franco arcilloso, Caliza	de poco a profundos	de alta a muy alta	0-900
	MORALES	Esquisto y arcilla esquistosa	de poco a profundo	de alta a muy alta	0-900
	LOS AMATES	Esquisto y arcilla esquistosa Caliza	poco profundo	de alta a muy alta	0-1500
	PUERTO BARRIOS	franco limosa, franco arcilloso	de poco a profundos	de alta a muy alta	0-1500
	CHIQUIMULA	franco arenoso fino, arcilla, franco limo-granoso, franco arcilloso fino arcilla esquistosa	de poco profundo a profundo	de alta a muy alta	300-1500
CHIQUIMULA	SAN JOSE LA ARADA	Esquisto, Esquisto arcilloso piedra caliza	poco profundo	de alta a muy alta	300-1500
	IPALA	franco arenoso fino, arcilla, franco limo-granoso, franco arcilloso fino pedregoso, arcilla pedregosa, franco arcillo-arenosa, arcilla plastica	poco profundo	variable	300-1500
	CAMOTAN	franco arenoso fino, arcillo-limosa franco limosa, arcilla, franco limo granosa, franco arcilloso, pedregosa, arcilla pedregosa arcilla esquistosa	poco profundo	de alta a muy alta	300-1500
	SAN JACINTO	franco arenoso fino, arcilla, franco limo-granoso, franco arcilloso fino franco arcillo-arenoso, arcilla plastica	poco profundo	variable	300-1500

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 71.



Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGIÓN DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
CHIQUMULA	QUETZALTEPEQUE	ceniza volcánica de color claro, cementada, toba, breccia, porfido andesita, breccia ceniza volcánica de color claro.	de casi plano a escarpado	3%-30%	100-5000
	CONCEPCION LAS MINAS	toba, breccia, porfido andesita, breccia materiales mixtos o de color oscuro	de casi plano a escarpado	3%-30%	100-5000
	ASUNCIÓN MITA	Lava o lodo máfico	casi plano	0-3%	50
	ATESCATEMPA	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza volc. máfica cementada y suelta, escoria, latar máfico ceniza volcánica clara, clases miscelaneas de terreno de la aliplanicie central materiales volcanicos de color claro. Materiales mixtos de color oscuro	de casi plano a moderado	3-10%	20-3000
JUTIAPA	AGUA BLANCA	Materiales mixtos de color oscuro miscelaneos	de casi plano a moderado	3-10%	20-3000
	QUEZADA	Ceniza volcánica cementada	casi plano a ondulado	1-5%	50
	SANTA CATARINA MITA	Lava o lodo máfico	casi plano	0-3%	50
	JUTIAPA	de la aliplanicie central materiales volcanicos de color claro. Materiales mixtos de color oscuro toba, breccia, porfido andesita, breccia clases miscelaneas de terreno	de casi plano a inclinado	3-20%	20-3000
	SAN JOSE ACATEMPA	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza volc. máfica cementada y suelta, escoria, latar máfico ceniza volcánica clara, clases miscelaneas de terreno	de casi plano a inclinado	3-20%	20-3000
	JEREZ	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza volc. máfica cementada y suelta, escoria, latar máfico ceniza volcánica de color claro	de casi plano a inclinado	3-20%	20-3000
	EL PROGRESO	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza volcánica máfica cementada y suelta, escoria,	de casi plano a inclinado	3-20%	20-3000
	ZAPOTITLAN	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza volcánica máfica cementada y suelta, escoria,	de casi plano a inclinado	3-20%	20-3000
	CONGUACO	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza volc. máfica cementada y suelta, escoria, latar máfico ceniza volcánica de color claro	de casi plano a inclinado	3-20%	20-3000
	COMAPA	Lava Máfica	ondulado	2-5%	60-3000
	JALPATAGUA	Toba, breccia con material máfico, lava máfica, ceniza volc. máfica cementada y suelta, escoria, latar máfico ceniza volcánica de color claro, materiales miscelaneos	de casi plano a inclinado	3-20%	20-3000
	MOYUTA	Ceniza volcánica, Máfica debilmente cementada	muy inclinado	30-50%	20-100

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 72.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGION DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNM
CHIQUMULA	QUETZALTEPEQUE	esquistos arcillosos, piedra caliza	poco profundos	de alta a muy alta	300-2100
	CONCEPCION LAS MINAS	esquistos arcillosos, piedra caliza	poco profundos	de alta a muy alta	300-2100
	ASUNCION MITA	arcillosa; plastica; franco arcillosa,	10-20cm	baja	300-900
	ATESCATEMPA	moderadamente plastica a suelta, arcillo pedregosa, franco limosa; friable, franco arenosa.	de poco a profundo	alta	600-1500
	AGUA BLANCA	Franco limosa, franco limosa fina franco limo-gravosa, franco arcillosa mod. Plastica a suelta.	poco profundos	variable	600-1500
	QUEZADA	arcillosa; plastica	25-40cm	baja	900-1500
	SANTA CATARINA MITA	arcillosa; plastica	10-20cm	baja	600-1500
	JUTIAPA	Franco limosa, franco limosa fina franco limo-gravosa, arcillosa mod. Plastica a suelta. Arc. pedregosa esquistos arcillosos, caliza, esquistos	poco profundo	variable	600-2100
	SAN JOSE ACATEMPA	franco arcillosa; mod. Plastica a suelta, arcillo pedregosa, franco limosa, friable, franco arenosa.	de poco a profundo	alta	900-1500
	JEREZ	franco arcillosa; mod. Plastica a suelta, arcillo pedregosa, franco limosa; arcillosa; friable	de poco a profundo	de baja a regular	600-1500
JUTIAPA	EL PROGRESO	franco arcillosa; mod. Plastica a suelta, arc. pedregosa, franco limosa;	de poco a profundo	alta	900-1500
	ZAPOTITLAN	franco arcillosa; mod. Plastica a suelta, arc. pedregosa, franco limosa;	de poco a profundo	alta	300-1500
	CONGUACO	franco arcillosa; mod. Plastica a suelta, arcillo pedregosa, franco limosa, arcillosa; friable	de poco a profundo	de baja a regular	300-1500
	COMAPA	arcillosa; friable	15-25cm	ligera	300-1500
	JALPATAGUA	franco arcillosa; mod. plastica a suelta, arcillo pedregosa, franco limosa, arcillosa; friable	de poco a profundo	de baja a regular	300-900
	MOYUTA	franco limosa; friable	40-60cm	alta	0-1500

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 73.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGION DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	MATERIAL MADRE	RELIEVE	DECLIVE DOMINANTE	RESISTIVIDAD
SANTA ROSA	BARBERENA	Lahar pedregoso	muy ondulado a inclinado	15-20%	60-3000
	CUILAPA	Lahar de color oscuro	escarpado	40-50%	ND
	ORATORIO	lava máfica, ceniza, máfica debilmente cementada lahar organico	de casi plano a moderadamente inclinado	3-20%	20-3000
	PUEBLO NUEVO VINAS	de la altiplanicie central y declive del pacifico materiales volcanicos mezclados o de color oscuro	de casi plano a inclinado	3-25%	20-3000
PETEN	SAN LUIS	residuos de roca caliza	plano	0-3%	60-5000
	FLORES	roca caliza suave a duras, esquisto arcilloso, esquistos calcáreos, aluvial, aluvión reciente	plano	0-3%	20-5000
	DOLORES	Suelos de los bosques con roca caliza suave a duras, esquisto aluvial	plano	0-3%	20-5000
	SAYAXCHE	Suelos de los bosques con roca caliza suave a duras, esquisto aluvial	plano	0-3%	20-5000
	SANTA ANA	residuos de roca caliza. Esquisto aluvial Suelos de los bosques con roca caliza suave	plano	0-3%	100-5000
	SAN FRANCISCO	residuos de roca caliza. Esquisto aluvial	plano	0-3%	60-5000
JALAPA	MATAQUESQUINTLA	Ceniza volcanica de color claro	escarpado	40-60%	20-100
	JALAPA	Ceniza volcanica cementada clara	escarpado	15-25%	20-2000

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 12.

Descripción del tipo de terreno de las líneas de transmisión ETCEE-INDE.

TERRITORIOS DE LA REGION DE ORIENTE					
DEPTO.	MUNICIPIO	TEXTURA Y CONSISTENCIA	ESPESOR APROX.	PELIGRO DE EROSION	ALTURA SNM
SANTA ROSA	BARBERENA	franco arcillosa; friable	40-50cm	alta	900-1500
	CUILAPA	franca; friable	25-35cm	alta	300-1500
	ORATORIO	arcillosa, pedregosa; friable, franco limosa, franco arcillosa	profundos	variable	300-1500
	PUEBLO NUEVO VINAS	arcillosa, pedregosa; friable, franco arcillosa, franca; friable, franco limosa.	de poco a profundo	alta	300-2100
PETEN	SAN LUIS	franco arcillosa; mod. friable	30-40cm	baja	100-900
	FLORES	arcilla limosa, arcilla, arcilla plastica	poco profundos	variable	100-300
	DOLORES	arcilla limosa, arcilla, arcilla plastica esquistos arcillosos y calcareos	poco profundos	muy alto	100-900
	SAYAXCHE	arcilla limosa, arcilla, arcilla plastica esquistos arcillosos y calcareos	poco profundos	muy alto	100-300
JALAPA	SANTA ANA	arcilla limosa, arcilla plastica, caliza esquistos arcillosos y calcareos	poco profundos	muy alto	100-300
	SAN FRANCISCO	arcilla limosa, arcilla plastica, caliza esquistos arcillosos y calcareos	poco profundos	muy alto	100-300
	MATAQUESQUINTLA	franco limosa; friable	25cm	muy alta	900-2100
JALAPA	JALAPA	franco arenoso fino; suelta a atrible	10-15cm	alta	900-2100

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 12.



## **ANEXOS**



Lista de líneas de transmisión ETCEE-INDE.

<u>Líneas de Transmisión 69KV</u>					
No.	Línea Region Central	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo (No. Circuito)
1	Chimaltenango - Guate Sur	Chimaltenango, El Téjar, Sumpango, Jocotenango, Antigua Guatemala, Santa Lucía Milpas Altas (sacatepequez), Villa Nueva (Guatemala)	30.8	1x477	1
2	Guate Sur - Antigua	Villa Nueva (Guate)	28	1x477	2
3	Guate Sur - La Vega	Santa Lucía Milpas Altas, Antigua Guatemala (sacatepequez)	21.2	1x336	1
4	Sanarate - Guate Norte	Villa Nueva, San Miguel Petapa, Villa Canales, Frajanes (guatemala), Barahona (Santa Rosa)	44	1x477	1
5	Jocote - Escuintla 1	Sanarate, San Antonio La Paz (progreso), Palencia, Guatemala	12.5	1x477	1
<b>Línea Region Occidente</b>					
No.		Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo (No. Circuito)
1	Soloma - Jacaltenango	San Juan Ixcuy, San Pedro Soloma, San Miguel Acatán, Jacaltenango (huehuetenango)	38	1x477	1
2	La Esperanza - Quetzaltenango	La Esperanza, Orintepeque, Salcajá, Quetzaltenango	4.5	1x477	1
3	La Esperanza - Totonicapán	La Esperanza, Orintepeque, Salcajá, Quetzaltenango, San Andrés Xecul, San Cristóbal Totonicapán, Totonicapán	29.1	1x477 y 3/0	1
4	La Esperanza - Soñola	La Esperanza, Orintepeque, Salcajá, Quetzaltenango, San Andrés Xecul, San Cristóbal Totonicapán, Nahuatla, Santa Lucía Utatlan, San José Chacacaya, Soñola	57.8	1x477	1
5	Soñola - Quiché	Solola, Quiché, Srío Tomas Chichicastenabó, Chiché, Santa Cruz, Quiché	38	1x477	1
6	Quiché - Zacapúa	Santa Cruz Quiché, Chiriqué, Zacapúa	38	1x477	1
7	Quiché - Sacapulas	Santa Cruz Quiché, San Pedro Jocopilas, San Bartolomé Jocotenango, Sacapulas	40	1x477	1
8	Sacapulas - Chajul	Sacapulas, Cunen, San Juan Cozaj, Chajul (Quiché)	20	1x477	1
9	Sacapulas - Chichamán	Sacapulas, San Andrés Sacapúa, Canilla (Quiché)	22	1x477	1
10	Chichamán - Tacich	Canilla, Quiché, San Miguel Usipantán, Cubulco (Baja Verapaz)	82	1x477	1
11	Solola - Chimaltenango	Solola, Parajachel, San Andrés Semetabaj, Tecpan, Santa Cruz Balanyá, Zaragoza, Chimal	50	1x477	1
12	Solola - Cocales	Solola, Parajachel, Santa Catarina Palopo, San Antonio Palopo, San Lucas Tolimán, San Juan Bautista, Patulul (suchitepequez)	62	1x477	1
13	Cocales - La Noria	Patulul (suchi), Tiquisate (Escuintla)	21	1x477	1
14	La Esperanza - San Marcos	La Esperanza, San Miguel Siquimalá, Cejola, San Juan Ostuncalcio, Palestina, San Antonio Sacatepequez, San Pedro Sacatepequez, San Marcos	30.5	1x477	1
15	San Marcos - Tejuila	San Marcos, Tejuila	22	1x477	1
16	Tejuila - Tacana	Tejuila, Ichiguán, San José Ojitenán, Tacana (san marcos)	32.3	1x477	1
17	San Marcos - Malacatan	San Marcos, San Pablo, Malacatan	32	1x477	1
18	Malacatan - El Porvenir	Malacatan, San Pablo, Tajumulco (san marcos)	16	3/0	1
19	Malacatan - Melendrez	Malacatan, Ayulá (san marcos)	30	3/0	1

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 140.



Lista de líneas de transmisión ETCEE-INDE.

Líneas de Transmisión 69KV					
No.	Línea Región Occidente	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo (No. Circuito)
20	Meléndiz - Coatepeque	Ayulla, Pajapita, Coatepeque (Quezaltenango)	27	1x477 y 3/0	1
21	San Marcos - Coatepeque	San Marcos, Esquipulas Palo Gordo	25	1x477	1
22	Coatepeque - Los Brillantes	Nuevo Progreso, El Quezaj, La Reforma, Coatepeque (quezaltenango)	31.1	1x477	1
23	La Esperanza - Pologua	Coatepeque, Genova (quezaltenango), El Asimil, Nuevo San Carlos (Retalhuleu)	20	1x477	1
24	Pologua - Huehuetenango	San José Sija (quezaltenango), Malacatancho, Huehuetenango	38.6	1x477	1
25	Huehuetenango - Itzahuacan	Huehuetenango, San Sebastián Huehuetenango, San Juan Altán, San Rafael Petzal, Colotenango, San Idelfonso Mahuacan	38	1x477	1
26	Huehuetenango - San Juan Ixcay	Huehuetenango, Chiantla, San Juan Ixcay, San Pedro Soloma	50	1x477	1
27	Soloma - Banillas	San Juan Ixcay, San Pedro Soloma, Santa Eulalia, Santa Cruz Banillas (huehue)	50	1x477	1
No.	Línea Región Oriente	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo (No. Circuito)
1	La Vega - Los Esclavos	Barberena, Cullapa (Santa rosa)	25	--	1
2	La Vega - Pastora	Barberena, Pueblo Nueva Vías, Santa Rosa	0.8	1x336	1
3	Los Esclavos - Progreso Juliapa	Cullapa, Santa Rosa	55	1x286	1
4	Progreso Juliapa - El Jicaró	San José Acatempa, Quezada, Juliapa, Progreso Juliapa	28	1x477	1
5	Progreso Juliapa - Asunción Mila	Progreso Juliapa, Comapa, Yupiltepeque	23	1x477	1
6	Progreso Juliapa - Ipala	Progreso Juliapa, Santa Catarina Mila, Agua Blanca (Juliapa), Ipala (Chiquimula)	39	1x477	1
7	Ipala - Río Grande	Ipala, Quezaltepeque (chiquimula)	17	1x477	1
8	Río Grande - Quezaltepeque	Quezaltepeque (chiquimula)	20	1x477	1
9	Río Grande - Shroopin	Quezaltepeque, San Jacinto, San José La Arada, Chiquimula	20	1x477	1
10	Shroopin - La Fragua	Chiquimula, Zacapa	25	1x477	1
11	La Fragua - Panaluya	Zacapa, Estanzuela, Teculután	10	1x477	1
12	Panaluya - Santa Cruz	Teculután, Usulután (zacapa)	20	1x477	1
13	Santa Cruz - Pasabien	Usulután (zacapa)	3	1x477	1
14	santa Cruz - El Rancho	Usulután (zacapa), San Cristóbal Acasaguestán, El Jicaró, (Progreso)	66.5	1x477	1
15	Rancho - Sanarate	Jicaró, Progreso, Sansare, Sanarate	16.5	1x477	1
16	Sanarate - Jalapa	Sanarate, Sansare (progreso), Jalapa	32	1x477	1
17	Jalapa - San Rafael Las Flores	Jalapa, Mataquescuintla	30	1x477	1
18	Panaluya - Meyuelas	Teculután, Río Hondo (zacapa)	49	1x477	1
19	Mayuelas - Morales	Río Hondo, Gualan (zacapa), Amates, Morales (izabal)	49	1x477	1
20	Morales - Río Bobos	Morales (izabal)	19	1x477	1
21	Morales - Puerto Barrios	Morales, Puerto Barrios, (izabal)	48	1x477	1
22	Morales - Río Dulce	Morales, Amates, Livingston (izabal)	32	1x477	1
23	Río Dulce - Populun	Livingston (izabal), Sn Luis (Pérez)	94	1x477	1
24	*Populun - Santa Elena	San Luis, Dolores, Santa Ana, Flores (peten)	88	1x477	1

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 141.

Lista de líneas de transmisión ETCEE-INDE.

Líneas de Transmisión 69KV					
No.	Línea Región Oriente	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo (No. Circuito)
25	Santa Elena - Chisec	Flores, Santa Ana, San Francisco, Sayayché (peten), Chisec (Alta Verapaz)	152	1x477	1
26	Chisec - Fray Bartolomé	Chisec, Santa María Cahabón (alta verapaz)	43	1x477	1
27	Fray Bartolomé - Populun	Santa María Cahabón (alta verapaz), San Luis (Petén)	77	1x477	1
28	Chisec - Coban	Chisec, Coban (alta verapaz)	57	1x477	1
29	Coban - San Julián	Coban (alta verapaz)	31	1x477	1
30	San Julián - Tacic	Coban, Tacic (alta verapaz)	10	1x477	1
31	San Julián - Renace	Coban, San Pedro Carchá (alta verapaz)	30.1	1x477	2
32	San Julián - Secacao	Coban, Tamahu, San Miguel Tucurú, Panzos (alta verapaz)	70	1x477	1
33	Secacao - Estor	Panzos (alta verapaz), Estor (Izabal)	45	1x477	1
34	Estor - Río Dulce	Estor, Livingston (Izabal)	44	1x477	1
35	Tacic - Matanzas	Tacic (alta verapaz)	23	1x477	1
36	Matanzas - Santa Elena	San Miguel Chicaj, Purullha, Salama, San Jeronimo (baja verapaz)	10	1x477	1
37	Santa Elena - Salama	San Jeronimo, Salama (baja verapaz)	17.4	1x477	1
38	Salama - Rabinal	Salama, San Miguel Chicaj, Rabinal (baja verapaz)	23	1x477	1
39	Santa Elena - Sanaiate	San Jeronimo (baja verapaz), Morazan, Sanaiate (Progreso)	30	1x477	1
40	Chisec - Playa Grande	Chisec, Coban (alta verapaz)	74	1x477	1
41	Playa Grande - Barillas	Coban, San Miguel Uspantán, Chajul (quiché), Sinta Cruz Barrillas (Huehuetenango)	70	1x477	1
42	La Máquina - Mazatenango	Mazate, Cuyotenango (suchitepequez)	45	1x477	1
43	Mazatenango - Cocales	Mazatenango, San Jose el Tólo, Santo Domingo Suchitepequez, San Lorenzo, Chicazo, Río Bravo, Santa Barbara, San Juan Bautista, Patulul	45.5	1x477	1
44	Cocales - Pantaleon	Patulul (suchi), Santa Lucia Cotzumaguapa (Escuintla)	25	1x477	1
45	Pantaleon - Jocolé	Santa Lucia Cotzumaguapa (escuintla)	12.5	1x477	1
46	Tulula - Los Brillantes	Cuyotenango (suchitepequez), Sr. Sebastian, Santa Cruz Milua	15	1x477	1
47	Los Brillantes - San Sebastian	Santa Cruz Milua, San Sebastian (reu)	3	1x477	1
48	San Sebastian - Reu	San Sebastian - Reu	9	1x477	1
49	Los Brillantes - San Felipe	Santa Cruz Milua, San Felipe	10.2	1x477	1
50	Los Brillantes - Champico	Santa Cruz Milua, San Felipe, Reu, Champico	42	1x477	1
51	Los Brillantes - Irua	Santa Cruz Milua, El Asenel, Reu, San Martin Zapotitan	2.7	1x477	1
52	San Felipe - Santa Maria	San Felipe (reu), El Palmar (Quetzaltenango)	9	1x477	1
53	Santa Maria - Zunil	El Palmar, San Martin Sacatepequez, Concepcion Chiquitichapa, Quezaltenango, Zunil	3.5	1x477	1
54	Zunil - La Esperanza	Zunil, Quezaltenango, La Esperanza	13.9	1x477	1
55	Santa Maria - Canabá	El Palmar (quetzaltenango), Zunil, Santo Tomas la Unión (Suchitepequez)	3.9	1x477	1
56	Mazatenango - Tulula	Mazatenango, Cuyotenango (suchitepequez)	10.5	1x477	1

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 142

Lista de líneas de transmisión ETCEE-INDE.

<b>Líneas de Transmisión de 138 Kv</b>						
No.	Línea Region Central	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo (No. Circuito)	
1	Escuintla 1 - Chiquimulilla	Escuintla, Guanagazapa	58.5	1x477	1	
2	Guate Sur - Marina	Taxisco, Chiquimulilla (santa rosa)	32.4	1x477	2	
3	Marina - Escuintla 1	Villa Nueva (Guatemala), Palín (Escuintla)	14	1x477	1	
4	Palín 2 - Guate Sur	Palín (Escuintla), Villa Nueva (Guatemala)	24.4	1x477	1	
No.	Línea Region Oriente	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo (No. Circuito)	
1	Chiquimulilla - Moyuta	Taxisco, Guazacapan, Chiquimulilla (santa rosa)	40	1x477	1	
2	Moyuta - Progreso Jutiapa	Moyuta (Jutiapa)	40	1x477	1	
3	Progreso Jutiapa - Ipala	Moyuta, Jutiapa, Jajapaque, El Progreso	39	1x477	1	
4	Ipala - Río Grande	El Progreso, Santa Catarina Mila, Agua Blanca (Jutiapa)	22.5	1x477	1	
5	*Mayuelas - Morales	Ipala, Quezaltepeque (Chiquimula)	90	1x477	1	
6	*Morales - Río Dulce	Gualan (Zacapa)	35	1x477	1	
7	*Río Dulce - Popotun	Los Amates, Morales (Izabal)	100	1x477	1	
8	*Popotun - Santa Elena	Los Amates, Morales (Izabal)	88	1x477	1	
9	*Santa Elena - Chisec	Los Amates, Morales (Izabal)	152	1x477	1	
10	Chisec - Cobán	Livingston (Izabal)	57	1x477	1	
11	Cobán - San Julián	San Luis (peten)	31	1x477	1	
12	San Julián - Tacic	San Luis, Flores, Santa Ana, Dolores (peten)	10	1x477	1	
13	Río Grande - Shoropin	San Francisco, Sayayche (peten)	40	1x477	1	
14	Shoropin - Zacapa	Chisec (alta verapaz)	25	1x477	1	
15	Zacapa - Panaluya	Chisec, Cobán (alta verapaz)	10	1x477	1	
16	Panaluya - Mayuelas	Cobán (alta verapaz)	49	1x477	1	
17	Calderas - Palín 2	Cobán, Tacic (alta verapaz)	9	1x477	1	
18	Marina - Palín 2	Quezaltepeque, San Jacinto, San José la Arada, Chiquimula	8	1x477	1	

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 143

Lista de líneas de transmisión ETCEE-INDE.

<u>Líneas de Transmisión de 230 Kv</u>						
No.	Línea Region Central	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo No. Circuito	
1	Erron - Escuintla 2	Gomeza, La Democracia, Escuintla	42	1x740.8	1	
2	Carbонера - Escuintla 2	Masagua, Escuintla	27	1x740.8	1	
3	Sidagua - Escuintla 2	Escuintla	2	1x740.8	1	
4	Tampa - Escuintla 2	Santa Lucía Cotzumalguapa, Siquinalá, Escuintla	2	1x740.8	1	
5	Escuintla 1 - Escuintla 2	Escuintla	0.4	2x477 y 1x1000	1	
6	Escuintla 2 - San Joaquín	Escuintla, San Vicente Pacaya	3.4	2x477	1	
7	Escuintla 1 - Brillantes	Escuintla, Siquinalá, Santa Lucía Cotzumalguapa Patulul, San Juan Bautista, Santa Bárbara, Río Bravo, Chichacao, San Miguel Panamí, San Antonio Suchitepequez, Santo Domingo Suchitepequez, Mazatenango, Cuyotenango	99	2x477	1	
8	Tactic - Guate Norte	Tactic (alta verapaz) San Miguel Chicaj, Rabinal, El Chol (baja verapaz) Chuarancho, San Pedro Ayampuc, Chimaltán, Guatemala	76.2	2x477	2	
9	Guate Norte - Guate Este	Capital	15.5	2x477	2	
10	*Guate Norte - Guate Oeste	Capital	23	--		
11	*Guate Sur - Guate Oeste	Capital	23	--		
12	Guate Este - Guate Sur	Capital	15	2x477	2	
13	Escuintla 1 - Guate Sur	Villa Nueva (guatemala) Santa María de Jesús, San Juan Abolelango, Sacatepequez	44	2x477	2	
14	*Chimaltenango - Guate Sur	Chimaltenango, El Tejar Sumpango, Jocotenango, Antigua Guatemala, Santa Lucía Milpas Altas (sacatepequez) Villa Nueva (guatemala)	30.8	--	1	
15	Guate Este - Aguacapan	Guatemala, Santa Catarina Phulá, Frajanes Barberena, Culiapa, El Oratorio, Santa Rosa Jalpatagua, Comiquaco (Jutiapa)	112.6	2x477	1	
16	Guate Este - Aguacapa	Santa Catarina Phulá, Frajanes, Villa Canales, Guatemala Pueblo Nueva Viñas (santa rosa)	50	2x477	1	
<u>Líneas de Transmisión de 230 Kv</u>						
No.	Línea Region Oriente	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo No. Circuito	
1	San Joaquín - Aguacapa	San Vicente Pacaya, Pueblo Nuevo Viñas	20.2	2x477	1	
2	San Joaquín - Duke	San Vicente Pacaya, Guayagazapa, Masagua, San José (escuintla)	50	2x477	1	
3	*Xalala - Cobán (Chixoy)	San Miguel Usulután (quiché) Cobán (alta verapaz)	50	--	1	
4	Chixoy - Tactic	Cobán, San Cristóbal Verapaz, Santa Cruz Verapaz, Tactic (alta verapaz)	49.8	2x477	2	

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*. p. 144.

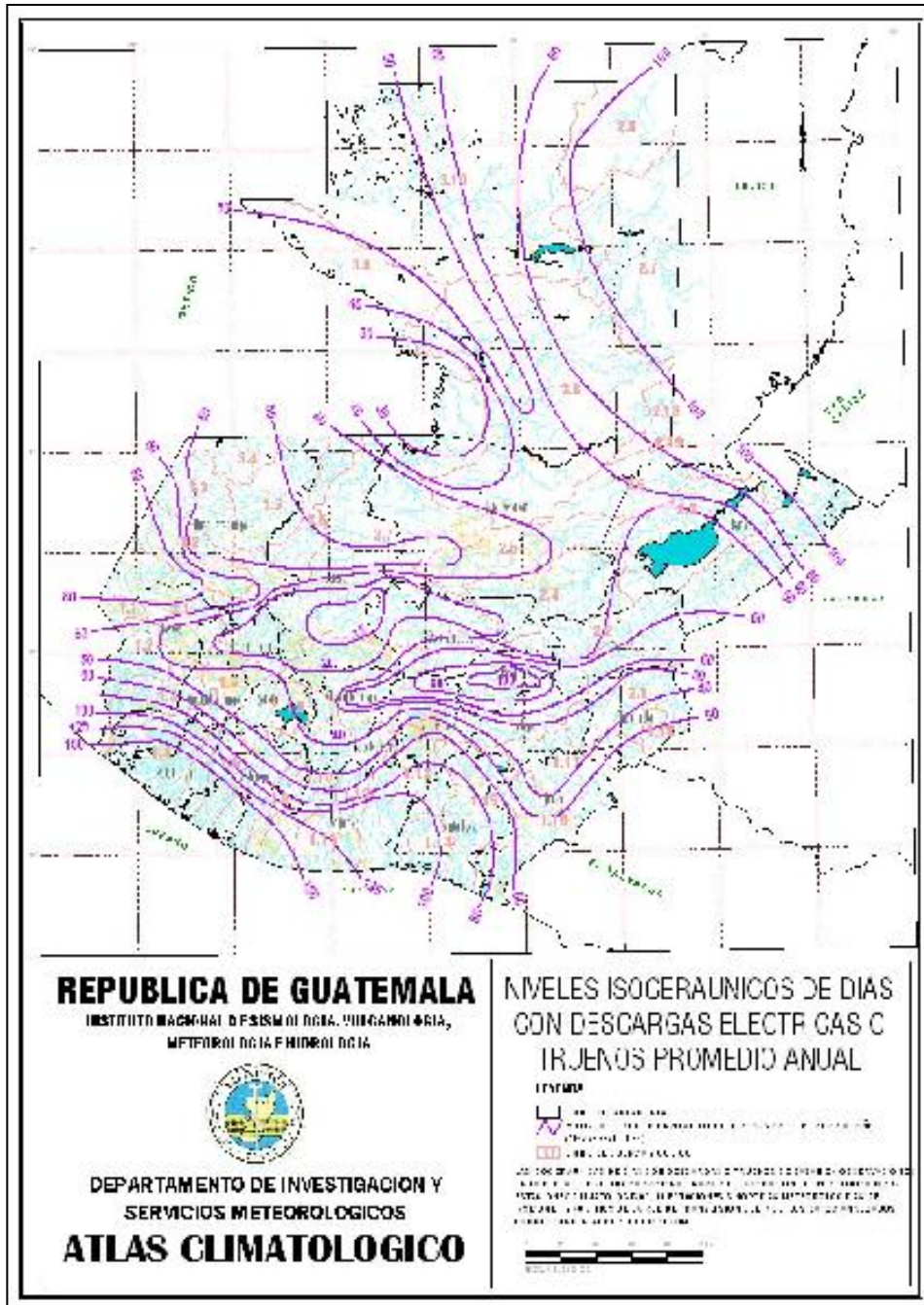
Lista de líneas de transmisión ETCEE-INDE.

<u>Líneas de Transmisión de 230 Kv</u>					
No.	Línea Región Oriente	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo No. Circuito
5	*Guatemala - Sanarate - El Rancho - La Cruz - Panaluya	Palencia, Guatemala Sanarate, San Antonio La Paz, Progreso, El Jicaró, Sainsare San Cristóbal Acasaguastlan Usulután, Teculután (zacapa)	42	--	1
6	*Panaluya - Puerto Barrios	Teculután, Río Hondo, Gualan (zacapa) El Estor, Los Angeles, Puerto Barrios (zabala)	115	--	1
7	*Panaluya - Chulac	Teculután (zacapa) El Estor (zabala)	48	--	1
8	*Chulac - Taclic	Panzos (alta verapaz) Panzos, Senau, San Miguel Tucuru, Tamau, Taclic (alta verapaz)	90	--	1
9	*Panaluya - Moyuta	Teculután, Estanzuela (zacapa) Chiquimula, San Jacinto Quetzaltepeque, Concepción Las Minas Asunción Mita, Atscatempa, Jerez, Zapotitlán Comapa Jalpatagua, Moyuta (Jutiapa)	180	--	1
10	*Panaluya - Honduras	Teculután, Río Hondo, Estanzuela, Zacapa Camobán (Chiquimula)	--	--	1
No.	Línea Región Occidente	Municipios	Longitud (Km)	Conductor (ACSR)	Tipo No. Circuito
1	*La Esperanza - Huehuenango	La Esperanza, San Miguel Sigüela, Cayla, Sibilla, Hulan, Cabricán, San Carlos Sija, Quetzaltenango Málatancito, Huehuenango	60	--	1
2	Los Brillantes - La Esperanza	San Felipe Retalhuleu El Palmer, San Martín Sacatepequez, Concepción Chiquichapa, San Juan Ostuncalco, San Mateo, La Esperanza (quetzaltenango)	40.3	1x1280 (acar)	1
3	*Huehuenango - Sercil	Huehuenango, Aguacatan	25	--	1
4	*Sercil - Xalála	Aguacatan (huehue) Nebaj, Chajul, San Miguel Usulután (quiché)	90	--	1
5	*La Esperanza - Solida	La Esperanza, Olintepeque, Salajá (quetzaltenango) San Andrés Xecul, San Cristóbal Totonicapán, Totonicapán Nehualá, Santa Lucía Utatlan, San José Chacaya, Solida	57.8	--	1
6	*Solida - Chimaltenango	Solida, Panajachel, San Andrés Semetabaj Tepeán, Santa Cruz Balanyá, Zaragoza, Chimaltenango	50	--	1
7	*Solida - Cocales	Solida, Panajachel, Santa Catarina Palopo, San Antonio Palopo, San Lucas Tolimán San Juan Bautista, Patulul (suchitepequez)	52	--	1

Fuente: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE. *Líneas de Transmisión*, p. 145.

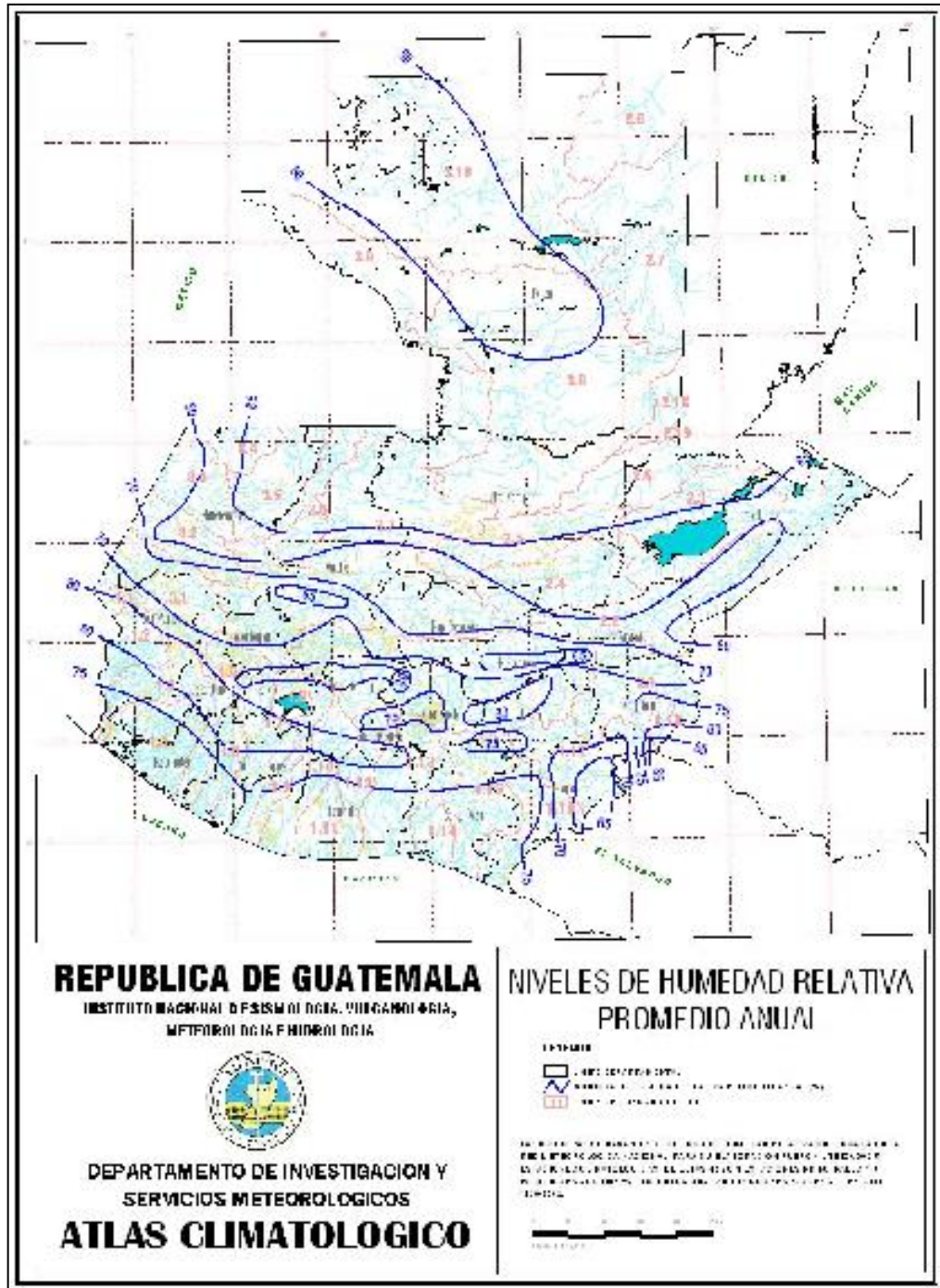
**MAPAS CLIMATOLÓGICOS DE LA  
REPÚBLICA DE GUATEMALA**

## NIVELES ISOCERAÚNICOS DE DÍAS CON DESCARGAS ELÉCTRICAS O TRUENOS PROMEDIO ANUAL



Fuente: [www.insivumhe.gov.gt](http://www.insivumhe.gov.gt). Consulta realizada en abril de 2006.

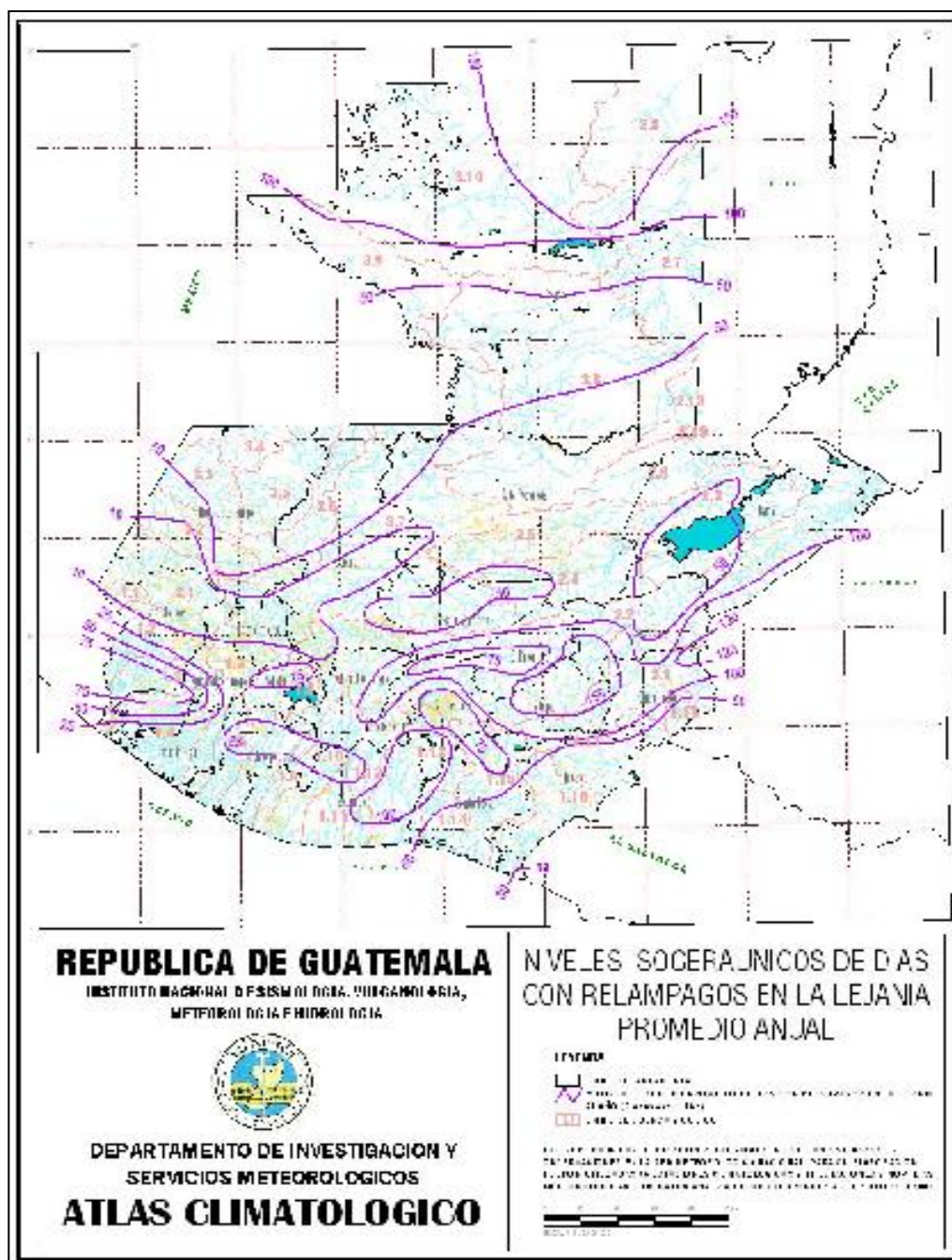
## NIVELES DE HUMEDAD RELATIVA PROMEDIO ANUAL



Fuente: [www.insivumhe.gov.gt](http://www.insivumhe.gov.gt). Consulta realizada en abril de 2006.

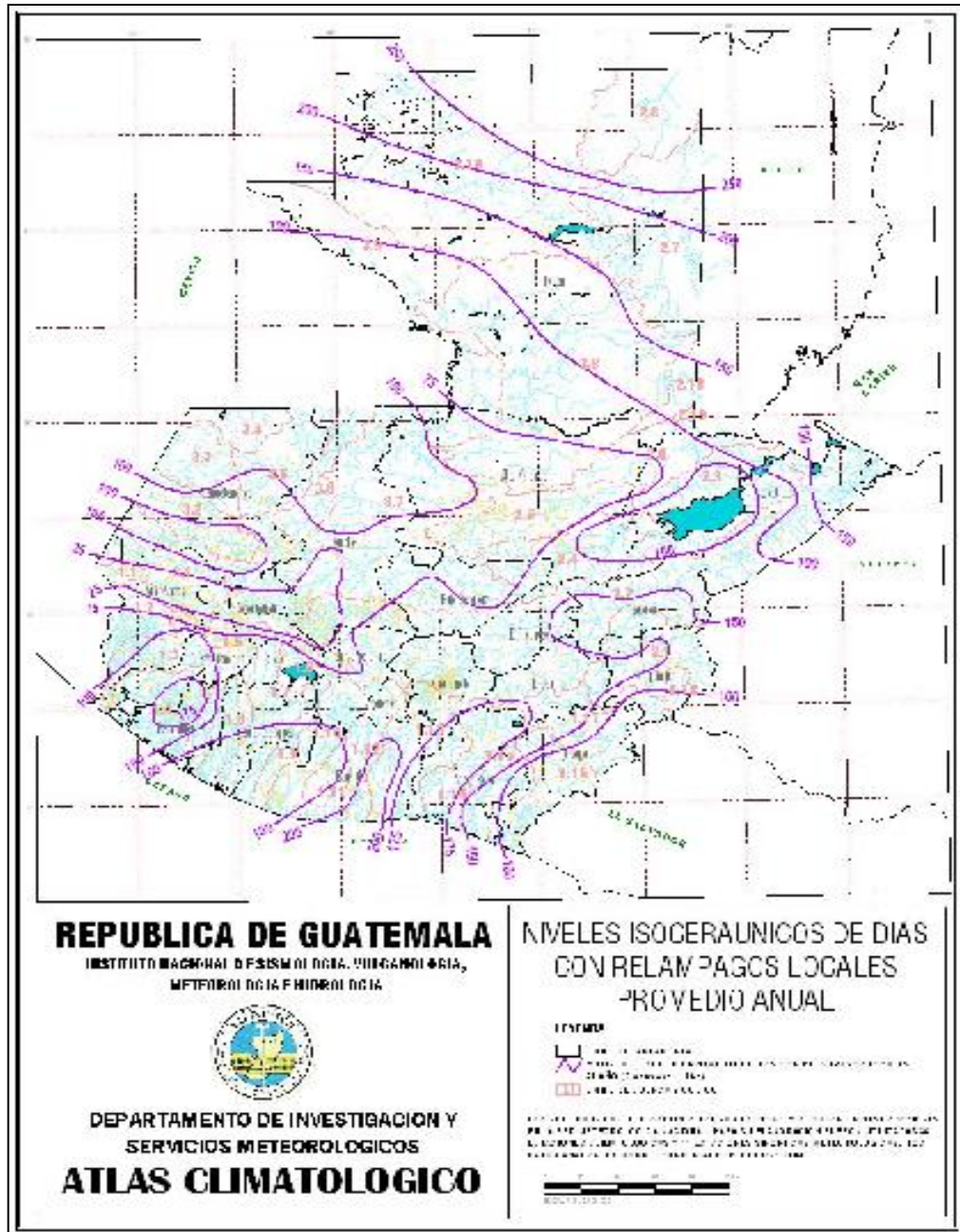


## NIVELES ISOCERÁUNICOS DE DÍAS CON RELÁMPAGOS EN LA LEJANÍA PROMEDIO ANUAL



Fuente: [www.insivumhe.gob.gt](http://www.insivumhe.gob.gt). Consulta realizada en abril de 2006.

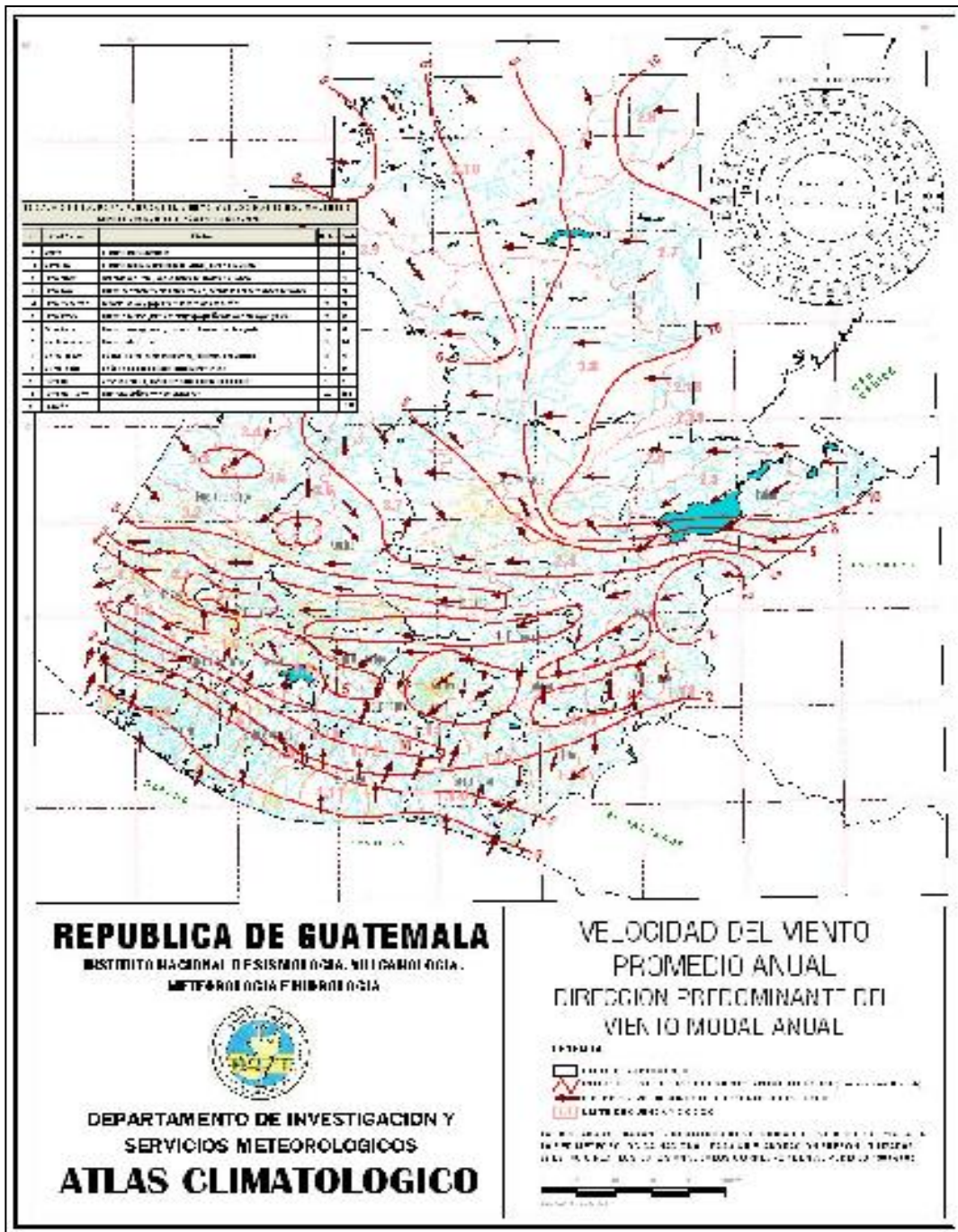
**NIVELES ISOCERÁUNICOS DE DÍAS CON RELÁMPAGOS LOCALES  
PROMEDIO ANUAL**



Fuente: [www.insivumhe.gob.gt](http://www.insivumhe.gob.gt). Consulta realizada en abril de 2006.



## VELOCIDAD DEL VIENTO PROMEDIO ANUAL



Fuente: [www.insivumhe.gov.gt](http://www.insivumhe.gov.gt). Consulta realizada en abril de 2006.

## **DISTANCIAS DE SEGURIDAD NTDROID**

## DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD VERTICALES DE CONDUCTORES SOBRE VÍAS FÉRREAS, EL SUELO O AGUA

Naturaleza de la superficie bajo los conductores	Conductores de comunicación aislados, retenidas aterrizadas, conductores neutros y cables eléctricos aislados (m)	Cables suministradores aislados de más de 750 V y conductores suministradores en línea abierta de 0 – 750 V (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 750 V a 22 kV. (m)	Conductores suministradores en línea abierta arriba de 22 a 470 kV. (m)
Vías férreas	7.2	7.5	8.1	8.1 + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Carreteras, calles, caminos y otras áreas usadas para tránsito	4.7	5.0	5.6	5.6 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Aceras o caminos accesibles sólo a peatones	2.9	3.8	4.4	4.4 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV.
Aguas donde no está permitida la navegación	4.0	4.6	5.2	5.2 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV
Aguas navegables incluyendo lagos, ríos, estanques, arroyos y canales con un área de superficie sin obstrucción de: a) Hasta 8 ha b) Mayor a 8 hasta 80 ha c) Mayor de 80 hasta 800 ha d) Arriba de 800 ha	5.3 7.8 9.6 11.4	5.6 8.1 9.9 11.7	6.2 8.7 10.5 12.3	6.2/8.7/10.5 ó 12.3 m + 0.01 m por cada kV arriba de 22 kV

Nota: todas las tensiones son dadas de fase a tierra

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución*. p 9.

**DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD VERTICALES ENTRE  
CONDUCTORES Y CABLES SOPORTADOS POR DIFERENTES  
ESTRUCTURAS**

NIVEL INFERIOR	NIVEL SUPERIOR			
	Conductores neutrales que cumplen con 18.1E1, retenidas aéreas (m)	Cables y Conductores, mensajeros, retenidas de comunicación (m)	Conductores Suministradores de línea abierta De 0 a 750 V, (m)	Conductores Suministradores de línea abierta De 750 V-22 kV. (m)
Conductores neutrales que cumplen con 18.1E1, retenidas aéreas	0.60 <sup>(1)</sup>	0.60 <sup>(1)</sup>	0.60	0.60
Cables y Conductores, mensajeros, retenidas de comunicación	----	0.60 <sup>(1)</sup>	1.20	1.50
Conductores Suministradores de línea abierta De 0 a 750 V	----	----	0.60	0.60
Conductores Suministradores de línea abierta de 750 V-22 KV.	----	----	----	0.60

Notas:

- (1) La distancia puede ser reducida cuando ambas retenidas estén eléctricamente interconectadas  
(2) Las tensiones son de fase a tierra para circuitos efectivamente aterrizados.

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución*. p 10.

## DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE CONDUCTORES A EDIFICIOS Y OTRAS INSTALACIONES

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD DE		Conductores y cables de comunicación aislados, mensajeros, retenidas aterrizadas y no aterrizadas expuestas a tensiones de hasta 300 V, conductores neutrales que cumplen con 18.1 E1, cables de suministro que cumplen con 18.1 C1.	Cables Suministradores de 0 a 750 V que cumplen con 18.1C2.	Partes Rígidas Energizadas No protegidas de 0-750 V, conductores de comunicación no aislados, carcasas de equipo no aterrizado, retenidas no aterrizadas expuestas a conductores abiertos de suministro de 300 a 750 V	Cables Suministradores de más de 750V que cumplen con 18.1C2 ó 18.1C3, Conductores Suministradores en línea abierta de 0 a 750 V.	Partes Rígidas Energizadas No protegidas de 750V-22kV, carcasas de equipo no aterrizado, retenidas no aterrizadas expuestas a tensiones de 750 V a 22 kV.	Conductores Suministradores en línea abierta de 750 V-22 kV.
		m	m	m	m	m	m
Edificios	Horizontal a paredes, ventanas y áreas accesibles a personas	1.4 <sup>(1,2)</sup>	1.5 <sup>(1,2)</sup>	1.5 <sup>(1,2)</sup>	1.7 <sup>(1,4)</sup>	2.0 <sup>(1,2)</sup>	2.3 <sup>(1,5,6)</sup>
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	0.9	1.10	3.0	3.2	3.6	3.8
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos además de vehículos pesados (Nota 3)	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados (Nota 3)	4.7	4.9	4.9	5.0	5.5	5.6
Anuncios, chimeneas,	Horizontal	0.9	1.07	1.5 <sup>(1)</sup>	1.7 <sup>(1,4)</sup>	2.0 <sup>(1)</sup>	2.3 <sup>(1,2,5,6)</sup>
	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	3.2	3.4	3.4	3.5	4.0	4.1
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	0.9	1.07	1.7	1.8 <sup>(1)</sup>	2.45	2.3

Notas:

- Los edificios, anuncios, chimeneas, antenas, tanques u otras instalaciones que no requieran de mantenimiento tal como pintura, lavado u otra operación que requiera personas trabajando o pasando en medio de los conductores y el edificio, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida en 0.60 m.
- Cuando el espacio disponible no permita alcanzar este valor, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida en 0.60 m.
- Para efectos de estas Normas, vehículo pesado se define como aquel vehículo que excede los 2.45 m de altura.
- La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor indicado en esta tabla. Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento, la distancia mínima de seguridad no debe ser menor a 1.1 m, ver Artículo 18.4C1(ii).
- La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor indicado en esta tabla. Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento, la distancia mínima de seguridad no debe ser menor a 1.40 m, ver Artículo 18.4C1(ii).
- En lugares donde el espacio disponible no permite alcanzar este valor, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida a 2.00 m para conductores de hasta 8.7 kV a tierra.
- Todas las tensiones son de fase a tierra para circuitos efectivamente aterrizados.

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución*. p 18.

**DISTANCIAS MÍNIMAS DE APROXIMACIÓN DEL TRABAJADOR PARA  
TRABAJAR EN PARTES ENERGIZADAS EXPUESTAS DE CORRIENTE ALTERNA**

<b>TENSIÓN DE FASE A FASE (kV)</b>	<b>DISTANCIA MÍNIMA DE APROXIMACION FASE A TIERRA (m)</b>	<b>DISTANCIA MÍNIMA DE APROXIMACION FASE A FASE (m)</b>
0 - 0.300	Evitar contacto	Evitar contacto
0.301 - 0.750	0.31	0.31
0.751 - 15	0.65	0.67
15.1 - 36	0.77	0.86
36.1 - 46	0.84	0.96
46.1 - 121	1.00	1.29
138 - 145	1.09	1.50
161 - 169	1.22	1.71
230 - 242	1.59	2.27
345 - 362	2.59	3.80
500 - 550	3.42	5.50
765 - 800	4.53	7.91

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución*. p 50.

**FACTORES DE CORRECCIÓN POR ALTITUD**

<b>Altitud (msnm)</b>	<b>Factor de Corrección</b>
900	1.00
1200	1.02
1500	1.05
1800	1.08
2100	1.11
2400	1.14
2700	1.17
3000	1.20
3600	1.25
4200	1.30

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica, *Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución*. p 51.



## **REGLAS GENERALES DE SEGURIDAD**

## REGLAS GENERALES DE SEGURIDAD

Objetivos:

Al cumplir esta unidad de capacitación el estudiante deberá:

- Estar familiarizado con la parte de reglas generales de seguridad
- Categorizar por su origen los accidentes en el trabajo
- Enumerar las causas principales de accidentes
- Explicar las responsabilidades que los empleados tienen para realizar un trabajo seguro.
- Aplicar las reglas de mantener Orden y limpieza
- Conocer e identificar las tres diferentes clases de incendios y como extinguir cada uno.

Los objetivos de esta unidad se considerarán cumplidos cuando el estudiante pueda aprobar el examen al finalizar la sección.

### I. Introducción

Un accidente se define como un suceso o evento que suele resultar en heridas, daños o interrupciones en el trabajo y que es invariablemente

producido por maniobras o condiciones inseguras. Los accidentes son una pérdida innecesaria tanto de recursos humanos como económicos.

Las causas de los accidentes se pueden dividir en tres categorías:

- Aquellas sobre las cuales se tiene poco control por su origen natural, como: inundaciones, terremotos, derrumbes, incendios y rayos.
- Aquellas que se deben a equipos inapropiados o defectuosos y a la falta de proveer equipo de protección adecuado.
- Fallas o errores humanos

Las estadísticas de accidentes indican que más del 90% de accidentes se pueden atribuir a fallas humanas de parte de los trabajadores y sus jefes que no han observado las reglas de seguridad.

Seguridad es la planificación adecuada del trabajo y el uso de buen juicio y supervisión inteligente. Ninguna parte del trabajo es más importante que la de prevenir accidentes.

Nota: se reconoce que las condiciones y políticas locales pueden variar de las que se presentan aquí. En los casos donde existen variaciones, se recomienda aplicar las reglas más apropiadas para la situación actual.

## **II. Requerimientos de salud y seguridad ocupacional (laboral)**

La empresa tiene la responsabilidad de asegurar que todos sus trabajadores cumplan con los reglamentos de salud y seguridad ocupacional.

En algunos países, el gobierno impone multas y sanciones severas a las empresas que no exigen este cumplimiento por parte de sus empleados. En los Estados Unidos, por ejemplo, se aplican las leyes OSHA (seguridad y salud ocupacional) y se da el mandato que, "cada empleado deberá cumplir con las normas y toda regla, regulación y orden de los reglamentos de OSHA que se aplican a sus acciones y conducta".

Los empleados que no acaten las reglas de seguridad, serán sujetos a acciones disciplinarias y esto podrá incluir su despido del trabajo.

### **III. Responsabilidad de los empleados**

Los empleados comparten con la empresa la responsabilidad por la seguridad, cada empleado es responsable por su propia seguridad, la seguridad de sus compañeros de trabajo y del público en general. Los empleados deberán familiarizarse con todo equipo de seguridad que se provee para su protección.

Los empleados deben reportar todo equipo y condiciones de trabajo que no cumplan con las normas de seguridad, como herramientas dañadas o en dudosas condiciones. A pesar de que cada empleado tiene la responsabilidad principal en cuando a su propia seguridad, cuando algo nuevo se presenta o cuando no entiende como hacer algo, no debe dudar en pedir instrucciones claras y específicas al supervisor, antes de proceder con un trabajo.

### **IV. Reglas generales de seguridad**

Cada empleado tiene la obligación de cumplir rigurosamente con las reglas de seguridad aplicables a su trabajo. El cumplirlas no es opcional y se considera como un requisito de empleo. Si un empleado fue llamado para

realizar un trabajo que él considera peligroso y que no reúne los requisitos de protección, deberá informar a su supervisor antes de proceder. Donde existen dudas, la interpretación final de la situación es responsabilidad de supervisor.

Estas reglas representan requisitos mínimos para condiciones típicas. Los empleados deberán usar buen juicio cuando se les presenten situaciones que estas reglas no contemplan.

Específicamente las reglas de seguridad cubiertas en esta parte son las siguientes:

- La Responsabilidad del empleado por la seguridad
  - Antes de comenzar un trabajo, el empleado debe asesorarse que puede cumplir la tarea sin lastimarse. Si considera que las condiciones no son seguras debe informar a su supervisor.
  - Antes de empezar un trabajo, cada empleado debe entender completamente la tarea que tiene que hacer y las reglas de seguridad que se aplican a esa tarea.
  
- Reportando accidentes y condiciones inseguras.
  - Cuando se lastima una persona, no importa cuán leve sea la herida, se deberá reportar al supervisor tan pronto sea posible.
  - Equipos inseguros, herramientas inseguras y condiciones potencialmente peligrosas deben ser reportadas a la persona o ente responsable.

- Toma de riesgos
  - Los empleados no deben tomar riesgos innecesarios al realizar cualquier trabajo. Solo se deben usar métodos y procedimientos seguros y aprobados.
  
- Drogas y bebidas intoxicantes.
  - Usar bebidas intoxicantes (alcohólicas) o drogas en la empresa, at trabajar o durante horas de trabajo es prohibido; caso contrario, se tomarán las acciones disciplinarias necesarias. Cualquier empleado que este bajo los efectos de bebidas intoxicantes o drogas, no será admitido al trabajo.
  
- Orden y limpieza
  - Los lugares de trabajo, vehículos y todo el interior como el exterior de los edificios, talleres y almacenes de la empresa, se deberá mantener en orden y limpio todo el tiempo.
  - Materiales que pueden incendiarse, como los trapos que han absorbido aceite, desperdicios y virutas, se deberán vaciar tan pronto come sea posible.
  - Tanto los trapos limpios como los trapos usados, se deberán guardar en recipientes, que, si no son metálicos en su totalidad, por le menos deben tener un revestimiento metálico interior y tapas metálicas.

- Líquidos inflamables tales como gasolina, benceno, nafta, diluyente (solvente), etc. jamás deberán usarse como agentes de limpieza.
  - Todo diluyente (solvente), se deberá almacenar en recipientes aprobados y debidamente etiquetados. Gasolina, benceno, nafta, diluyente y otros líquidos inflamables en esta categoría deberán almacenarse y suministrarse exclusivamente en recipientes rojos de seguridad aprobadas per la U.L. (Underwriters Laboratory) y debidamente etiquetado con tetras amarillas.
  - Pisos y plataformas permanentes, se deberán mantener libres de cualquier obstáculo peligroso y razonable libres de aceite, agua o grasa. Donde por su naturaleza, el trabajo produce condiciones resbaladizas, se deberá proveer esteras, barrotes, listones, tablillas u otros métodos para reducir el peligro de resbalar.
  - Gradas, pasillos, vías de acceso permanentes para vehículos y peatones y lugares de almacenamiento de material, se deberán mantener libres de obstáculos, hendiduras y desechos.
  - Los materiales se deberán almacenar en forma ordenada para prevenir que se caigan o se desparramen y para eliminar el peligro de que sean causa de tropezones o de otros accidentes.
- Fumar
    - Fumar o encender fuego de cualquier clase, no se permitirá en áreas donde pueden estar presentes gases peligrosos; por

ejemplo ambientes de almacenaje de aceite, áreas de hidrogeno, almacenaje de acetileno y áreas similares. Tampoco se permitirá fumar en almacenes, cuartos de baterías, lugares de almacenaje o uso de materiales inflamables o en otras áreas donde se guardan cantidades de materiales que puedan incendiarse. La ausencia de letreros de "NO FUMAR" no servirá como una excusa para fumar en lugares peligrosos.

- Protección contra incendios.
  - El equipo contra incendios debe estar en su lugar todo el tiempo. Excepto en caso de incendio, los empleados no deben mover o quitar tales equipos sin previa autorización.
  - Excepto para los extintores (extinguidores) sobre ruedas, todos los extintores deben ser montados en forma fija. La altura recomendada es de 1,06 metros 42 pulgadas o menos.
  - Los empleados deben familiarizarse con la forma de operarlos y la ubicación de todos los equipos de protección contra incendios en las cercanías de su área de trabajo.
  - Todos los empleados deben conocer las clases de incendios, las características del incendio y los extintores apropiados para cada tipo de incendio.
    - ✓ Clase "A": incendios donde el material que se está quemando es madera o papel. El agente del extintor puede



incluir agua, soda-ácida, espuma o químicos secos de uso múltiple.

- ✓ Clase "B": incendios donde el material que se está quemando es líquido inflamable o aceites. Los agentes del extintor pueden ser CO<sub>2</sub>, espuma y químicos secos.
- ✓ Clase "C": incendios donde el material que se está quemando es equipo eléctrico, los extintores deben incluir CO<sub>2</sub>, y químicos secos.
- Los empleados no deberán entrar en espacios cerrados después de usar los extintores de CO<sub>2</sub> sin antes ventilarlos completamente.
- El extintor de tetracloruro de carbón no debe ser usado, ya que es altamente tóxico.