



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

**PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO, PREVENTIVO Y
CORRECTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV**

Oscar René Choc Quán

Asesorado por el Ing. Armando Gálvez Castillo

Guatemala, octubre de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO, PREVENTIVO Y
CORRECTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

OSCAR RENÉ CHOC QUÁN

ASESORADO POR EL ING. ARMANDO GALVEZ CASTILLO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Ángel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto Gonzáles Padilla
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
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:

**PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO, PREVENTIVO Y
CORRECTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 12 de octubre de 2015.


Oscar René Choc Quán

Guatemala 13 de Agosto de 2016

Ingeniero
Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
USAC

Señor coordinador:

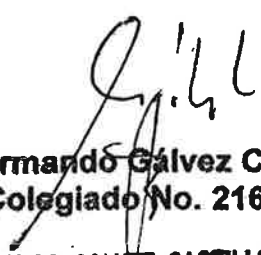
Por este medio me dirijo a usted, para informarle que he llevado a cabo la revisión final del trabajo de gradación titulado, **PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO, PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN LINEAS DE TRANSMISIÓN DE 69KV**. Presentado por el estudiante **Oscar René Choc Quán** carné **200715343**.

El trabajo se ha desarrollado de acuerdo con el programa y objetivos iniciales planteados y considero que llena los requisitos para ser aprobado como trabajo de graduación.

Finalmente considero importante resaltar la utilidad que el trabajo tendrá como apoyo a los estudiantes de la carrera de ingeniería Eléctrica y Mecánica Eléctrica, en el curso de Líneas de Transmisión.

Agradeciendo la atención a la presente aprovecho la oportunidad de suscribirme de usted.

Atentamente:


Ing. Armando Galvez Castillo
Colegiado No. 2162

ARMANDO GALVEZ CASTILLO
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
Colegiado No. 2162

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 56. 2016.

Guatemala, 7 de SEPTIEMBRE 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO
PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
DE 69KV,** del estudiante Oscar René Choc Quán, que cumple con
los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑADA TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SFO



REF. EIME 56. 2016.

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; OSCAR RENÉ CHOC QUÁN titulado: PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69KV, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 4 DE OCTUBRE 2016.

Universidad de San Carlos
de Guatemala

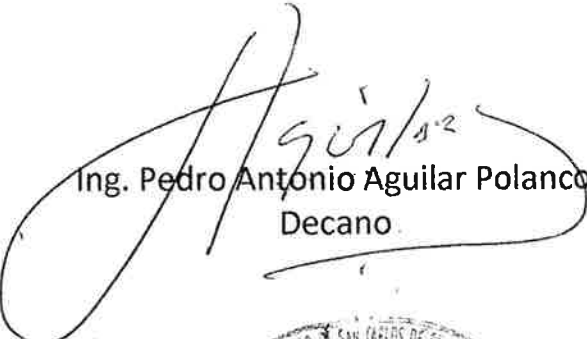


Facultad de Ingeniería
Decanato

DTG. 502.2016

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: **PROPUESTA PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO, PREVENTIVO Y CORRECTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69KV**, presentado por el estudiante universitario: **Oscar René Choc Quán**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano

Guatemala, octubre de 2016



/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme vida y acompañarme siempre.
Mis padres	Oscar Alfredo y Julia Jeenmin, por su amor incondicional y brindarme su apoyo.
Mis hermanos	Marlon David y Joselyn Yasmin, por su apoyo incondicional y comprensión en todo momento de mi vida.
Mis abuelos	Trinidad Pur (q.e.p.d.), María Teresa Roldan (q.e.p.d.) y Gilberto Choc (q.e.p.d.), en su memoria, con amor y gratitud.
Mi tía	Yolanda Choc, por sus consejos y apoyo.
Mi tío	Mario Quán (q.e.p.d.), por sus consejos y motivación a lo largo de mi vida.
Mis primos	Por su apoyo incondicional e inspiración para salir adelante.
Mis amigos	Por todos esos momentos que compartimos juntos de alegría.

AGRADECIMIENTOS A:

**La Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi casa de estudios y haberme permitido alcanzar esta meta profesional.

**Ingeniero Armando
Gálvez Castillo**

Por su ayuda y tiempo brindado para la asesoría del trabajo de graduación.

Mauro Marín

Por su colaboración en la realización del presente trabajo.

**Ingeniero Allan
Cifuentes Brincker**

Por brindarme todo el apoyo necesario para la realización del presente trabajo.

**Mis amigos de la
facultad**

Por todos los buenos momentos que pasamos juntos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN.....	XIII
OBJETIVOS.....	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	1
1.1. Clasificación de líneas de transmisión.....	2
1.1.1. Estructura física	2
1.1.2. Longitud.....	2
1.1.3. Nivel de voltaje	3
1.2. Parámetros de las líneas de transmisión.....	3
1.2.1. Resistencia	4
1.2.2. Inductancia	4
1.2.3. Capacitancia.....	4
1.2.4. Conductancia.....	5
1.3. Elementos de una línea de transmisión.....	5
1.3.1. Conductores de fase.....	5
1.3.1.1. Conductores de cobre	7
1.3.1.2. Conductores de aluminio	7
1.3.1.3. Conductor de aluminio AAC.....	8
1.3.1.4. Conductores de aleación de aluminio AAAC.....	9
1.3.1.5. Conductor de aluminio con refuerzo de acero ACSR.....	10

1.3.1.6.	Conductor de aluminio con refuerzo de aleación (ACAR).....	12
1.3.2.	Conductores de guarda	14
1.3.3.	Aislamiento en líneas de transmisión	15
1.3.3.1.	Aisladores de vidrio	16
1.3.3.2.	Aislador de porcelana.....	17
1.3.3.3.	Aisladores de polímero.....	19
1.3.4.	Estructuras	20
1.3.4.1.	Estructuras de suspensión	20
1.3.4.2.	Estructura de ángulo	21
1.3.4.3.	Estructuras de remate	22
1.3.5.	Herrajes.....	24
1.3.5.1.	Herrajes para la cadena de aisladores.....	24
1.3.5.2.	Empalmes	26
1.3.5.3.	Herrajes para retenidas.....	26
1.3.5.4.	Elementos para amortiguación.....	27
1.4.	Pérdidas en líneas de transmisión	28
1.4.1.	Pérdidas por efecto Joule.....	28
1.4.2.	Pérdidas por efecto corona	29
2.	NORMAS APLICABLES A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KILO VOLTIOS	33
2.1.	Norma técnica de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica (NTDOST).....	33
2.1.1.	Distancias mínimas de seguridad.....	33
2.1.2.	La integridad estructural de las líneas.....	37
2.1.3.	Sistema de Tierras	37
2.1.4.	Vegetación próxima a los conductores.....	38
2.1.5.	Inspección de las líneas y subestaciones.....	38

2.1.6.	Coordinación de los esquemas de protección	38
2.2.	Norma técnica de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDROID)	39
2.2.1.	Evitar riesgos de colisión con las estructuras	39
2.2.2.	Señalización en líneas de transmisión.....	39
2.2.3.	Consideraciones en el diseño de líneas de transmisión	39
2.3.	Norma técnica de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS).....	41
2.4.	Norma de derecho de vía, Comisión Federal de Electricidad (CFE).....	45
3.	TIPOS DE MANTENIMIENTO EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV.....	47
3.1.	Mantenimiento predictivo en líneas de transmisión de 69 kilo voltios	47
3.1.1.	Análisis de parámetros	48
3.1.2.	Inspección integral de la línea de transmisión	49
3.1.3.	Detección de puntos calientes.....	50
3.1.4.	Medición de puestas a tierra.....	51
3.2.	Mantenimiento preventivo en líneas de transmisión de 69 kilo voltios	51
3.2.1.	Inspección pedestre.....	52
3.2.2.	Poda de vegetación	53
3.2.3.	Patrullaje aéreo.....	53
3.2.4.	Cambio de aisladores	53
3.2.5.	Cambio de cruceros y tornillería	54
3.2.6.	Estructuras en riesgo.....	55
3.3.	Mantenimiento correctivo en líneas de transmisión de 69 kilo voltios	57

4.	PROCEDIMIENTO Y MANIOBRAS PARA MANTENIMIENTOS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN	61
4.1.	Poda de vegetación y brecha.....	63
4.2.	Inspección pedestre	67
4.3.	Cambio de aisladores.....	68
4.3.1.	Cambio de aisladores con la línea de transmisión des-energizada.....	68
4.3.2.	Cambio de aisladores con la línea de transmisión energizada 69 kV	71
4.4.	Cambio de crucero	75
4.5.	Cambio de puentes o empalme	79
4.6.	Medición y reparación de puestas a tierra.....	82
4.7.	Nivelación de estructura.....	87
5.	LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS	91
5.1.	Limpieza y mantenimiento para equipo de líneas vivas de 69 kV	92
	CONCLUSIONES.....	95
	RECOMENDACIONES	97
	BIBLIOGRAFÍA.....	99

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Sistema de transmisión ETCEE	1
2.	Número de hilos en conductores.....	6
3.	Aislador de vidrio.....	17
4.	Fotografía de la vista superior de un aislador de porcelana.....	18
5.	Aislador de polímero	19
6.	Estructura de suspensión.....	21
7.	Estructura de ángulo	22
8.	Estructura de remate ángulo 90 grados	23
9.	Estructura de remate ángulo de 0 grados	23
10.	Herrajes para aisladores de cadena	25
11.	Grapa de suspensión y remate	25
12.	Empalme de compresión.....	26
13.	Herrajes para retenidas.....	27
14.	Amortiguador para líneas de transmisión.....	27
15.	Informe de falla de la línea de transmisión 69kV Mayuelas - La Ruidosa.....	41
16.	Fotografías presentadas en el informe de fallas línea 69 kV Mayuelas – La Ruidosa.....	42
17.	Gráfica tiempo de indisponibilidad versus meses del año.....	43
18.	Gráfica, número de fallas que ocurrieron en líneas de transmisión de 69 kV Región Norte	44
19.	Siembra de palma africana debajo de la línea de transmisión	46
20.	Descarga de los parámetros de una línea de transmisión de 69 kV	48

21.	Inspección integral	50
22.	Cambio de crucero y tornillería	55
23.	Estructura en riesgo desastre natural	56
24.	Estructura en riesgo deslave	56
25.	Estructura en riesgo por construcción de carretera	57
26.	Daño en el herraje que sujeta el conductor con los aisladores.....	58
27.	Daño en el conductor.....	59
28.	Árbol cortado cae sobre la línea de transmisión	59
29.	Ejemplo de poda de vegetación de un cerco	64
30.	Como colocar los lazos para cortar una rama grande	65
31.	Brecha en una línea de transmisión de 69kV.	66
32.	Fotografía tomada durante una inspección pedestre.....	67
33.	Aisladores defectuosos y los otros se encuentran sucios.....	69
34.	Cambio de aisladores en línea des-energizada.....	70
35.	Instalación del yugo trasero del bastidor doble.....	72
36.	Remoción de la chaveta	73
37.	Descenso de la cadena de aisladores para reparación	74
38.	Removiendo la tornillería del crucero.....	76
39.	Descenso del crucero de la estructura.....	77
40.	Ascenso del crucero a la estructura.....	78
41.	Instalación de conductores en los aisladores	78
42.	Conexión de juegos de cable a tierra por medio de la retenida	80
43.	Corte del conductor para cambio de empalme	81
44.	Linieros realizando el empalme	81
45.	Cambio de empalme finalizado.....	82
46.	Colocación de cinta <i>band-it</i> con flejadora	83
47.	Esquema de medición de tierras.....	85
48.	Medición de tierra física con telurómetro	86
49.	Corrección de tierra física	86

50.	Aseguramiento de la estructura por medio de garruchas.....	88
51.	Excavación de los agujeros a un costado de los postes	88
52.	Compactación de la tierra y piedras dentro del agujero	89
53.	Estante para almacenar las herramientas en la bodega	92
54.	Limpieza de equipo para líneas vivas	93
55.	Reparación de pequeña fisura	93
56.	Tubo para almacenaje de pértigas.....	94

TABLAS

I.	Niveles de voltaje	3
II.	Principales conductores AAC.....	9
III.	Principales conductores AAAC	10
IV.	Principales conductores de aluminio con refuerzo de acero	11
V.	Principales conductores ACAR (1350+6201).....	12
VI.	Características del conductor para 69 kilo voltios	13
VII.	Especificaciones del cable de guarda según ETCEE.....	15
VIII.	Número de aisladores según el voltaje.	18
IX.	Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores en líneas de transmisión de 69kV.	34
X.	Distancias mínimas de seguridad verticales entre conductores soportados por diferentes estructuras.....	35
XI.	Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones	35
XII.	Indicadores de mantenimientos año 2015.....	44
XIII.	Ancho de derecho de vía, línea de transmisión de 69 kV	46

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	amperios
B	susceptancia
C	capacitancia
°C	grados centígrados
DMG	distancia media geométrica
f	frecuencia
F/m	faradio por metro
G	conductancia
Hz	hertz
H/m	henrrios por metro
kV	kilo voltio
km	kilo metro
L	impedancia
m	metro
mm	milímetro
r	radio del conductor
RMG	radio medio geométrico
R	resistencia
S/m	siemens por metro
V	voltaje
Y	admitancia
Z	impedancia
Ω	resistencia eléctrica en ohmios

GLOSARIO

Aislador	Cualquier material que impide el paso de la energía eléctrica.
AMM	Administrador de Mercado Mayorista.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
CFE	Comisión Federal de Electricidad, de México.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
Grapa de suspensión	Herraje que se utiliza para sujetar el conductor a la cadena de aisladores.
Hawk	Nombre código que recibe el conductor, que recomienda ETCEE para líneas de transmisión de 69 kV.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
Línea de transmisión	Medio físico por el cual se transporta energía eléctrica a grandes distancias.

NTCSTS	Norma técnica de calidad de servicio de transporte y sanciones.
NTDOST	Norma técnica y operaciones de servicio de transporte de energía eléctrica.
NTDOID	Norma técnica de diseño y operación de instalaciones de distribución.
Polímero	Material no conductor, empleado para la industria eléctrica y electrónica como aislante.
Subestación eléctrica	conjunto de equipos, generalmente para transformar el voltaje.

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla los procedimientos y maniobras para la realización de los distintos tipos de mantenimiento de las líneas de transmisión en 69 kV energizada y des-energizada, determinando los pasos obligatorios a seguir para que se realicen en forma segura y eficiente.

Este proyecto se planteó debido a la necesidad, de minimizar el número de interrupciones en el sistema de transmisión en 69 kV, para mantener los índices de calidad de servicio en valores apropiados. De ahí la importancia de los trabajos de mantenimiento predictivo y preventivo con líneas energizadas, como una herramienta para mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica.

Los distintos procedimientos de trabajo mencionados tienen como común denominador el mantener las distancias mínimas establecidas en las normas de acercamiento que forman un factor importante en las distintas configuraciones de estructuras de soporte de línea, lo que influye en gran medida al momento de planificar y escoger el método de trabajo a utilizar.

Se describe el uso adecuado de las herramientas de trabajo, su cuidado y mantenimiento, teniendo en consideración la influencia que esto tiene en el desempeño de forma segura del mantenimiento en líneas energizadas. Por su naturaleza obtiene relevancia el conocimiento de los distintos materiales de que están contruidos todos los herrajes y accesorios.

OBJETIVOS

General

Desarrollar una propuesta para el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en líneas de transmisión aéreas de 69 kilo voltios.

Específicos

1. Dar a conocer los distintos tipos de componentes que conforman las líneas de transmisión de 69 kV.
2. Identificación de las normas aplicables en las líneas de transmisión de 69 kV en Guatemala.
3. Describir la importancia que tiene brindar un adecuado mantenimiento preventivo y predictivo a la línea de transmisión de 69 kV.
4. Establecer el procedimiento y las maniobras para el mantenimiento en líneas de transmisión.

INTRODUCCIÓN

Una línea aérea de transmisión eléctrica es un medio físico mediante el cual se transporta la energía eléctrica. Se compone de conductores de fase, conductores de guarda, estructuras, aisladores y herrajes. Las principales líneas de transmisión eléctrica del país están a cargo de la Empresa de Transporte y Control del Instituto Nacional de Electrificación (ETCEE-INDE), a través de la cual se interconectan los mayores centros de generación con la distribución dividida en tres regiones: central, occidental y oriental.

Las líneas de transmisión eléctrica cuentan con voltajes de 69, 138, 230 y 400 kV. La mayor cantidad son las de 69 kV, por esta razón es de vital importancia minimizar el número de interrupciones, así como el tiempo en restablecer el servicio eléctrico para mantener los índices de calidad en valores apropiados.

Cubren un papel muy importante los trabajos de mantenimiento predictivo y preventivo, con líneas energizadas, para contribuir a mejorar la calidad del servicio en el suministro de energía eléctrica, ya que se debe prestar un servicio continuo a sus usuarios, con el fin de mantener un buen servicio es importante tener el menor número de desconexiones programadas para mantenimientos preventivos y correctivos.

En Guatemala, la actividad de transporte de energía eléctrica tiene como entes reguladores a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

Entre las funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) se encuentran:

- Cumplir y hacer cumplir la ley, en materia de su competencia, e imponer sanciones a los infractores.
- Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar el cumplimiento con prácticas internacionales aceptadas.
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión dispuesto en la ley y su reglamento, establecidos en el reglamento del Administrador del Mercado Mayorista.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia.

El Administrador del Mercado Mayorista (AMM) tiene como funciones establecidas en la Ley General de Electricidad las siguientes:

- Planificar anualmente la forma en que se cubrirán las necesidades de potencia y energía del sistema, tratando de optimizar el uso de los recursos energéticos disponibles. La programación anual es revisada y ajustada semanal y diariamente.
- El AMM debe diseñar e implementar un sistema de medición que permita conocer en forma horaria la energía y potencia producida y/o consumida. Además, administrará los fondos que surgen de las transacciones entre los agentes que operan en el mercado mayorista.

Por lo expuesto anteriormente, es de vital importancia que se realice un adecuado mantenimiento predictivo y preventivo, para evitar el mantenimiento

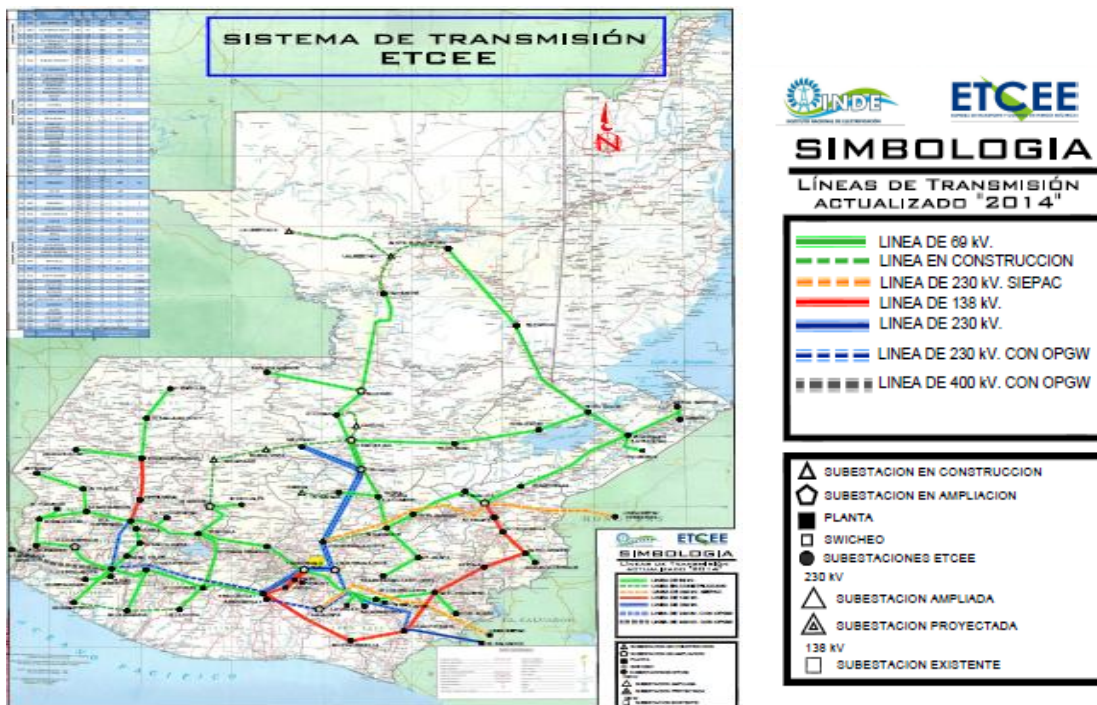
correctivo. Mientras se realice la mayor cantidad con la línea energizada, garantiza el servicio continuo de la línea de transmisión y evita que sea sancionada por parte de los entes reguladores.

1. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Una línea de transmisión es uno de los elementos que conforman un sistema de potencia. Es el medio por el cual se transmite energía eléctrica del lugar donde se genera a donde se distribuye. Suelen estar formadas de un conjunto de elementos: conductores, hilos de guarda, aisladores, herrajes y estructuras. Las estructuras pueden ser diseñadas y construidas a base de postes de concreto, metal o madera y torres de celosía.

En el año 2014, el SNI tenía alrededor de 120 líneas de transmisión aéreas de distintos niveles de voltaje (69 kV, 138 kV, 230 kV, 400 kV), de las cuales 85 son de 69 kV, es decir el 70.83 % de las líneas de transmisión. En la figura número 1 se presenta el mapa de Guatemala donde se muestra las líneas de transmisión que tiene a su cargo ETCEE.

Figura 1. Sistema de transmisión ETCEE



Fuente: INDE-ETCEE. Año 2014.

1.1. Clasificación de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión se pueden clasificar por su estructura física, longitud y nivel de voltaje.

1.1.1. Estructura física

De acuerdo con su diseño constructivo, las líneas de transmisión se pueden dividir en subterráneas y aéreas. Una línea de transmisión subterránea es aquella cuyos conductores de fase, están recubiertos por materiales aislantes, se encuentran alojados dentro de tuberías o ductos previamente enterrados, este tipo de líneas de transmisión se utilizan en lugares donde se requiera evitar la contaminación visual o en zonas urbanas en las cuales no sea posible al acceso aéreo. Una línea de transmisión aérea es aquella cuyos conductores están suspendidos en el aire por postes o torres de celosía, por medio de cadenas de aisladores de vidrio, porcelana o aisladores sintéticos.

1.1.2. Longitud

Una línea de transmisión en función de la longitud se pueden clasificar en.

- Línea corta, menos de 80 kilómetros o 50 millas.
- Línea media, entre 80 y 240 kilómetros o entre 50 y 150 millas.
- Línea larga, más de 240 kilómetros o 150 millas.

1.1.3. Nivel de voltaje

Las líneas de transmisión se pueden clasificar según su nivel de voltaje de operación. De acuerdo a la norma técnica de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica, se encuentran:

Tabla I. Niveles de voltaje

Niveles de voltaje	
Nominal kV.	Máxima de diseño kV.
69	72.5
138	145
230	242

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma NTDOST*. p. 6

Alto voltaje comprende entre 69 kilo voltios y 230 kilo voltios y extra alto voltaje mayores a 230 kilo voltios.

1.2. Parámetros de las líneas de transmisión

Los parámetros eléctricos que se encuentran en la línea de transmisión dependen de la longitud de la línea de transmisión. Existen cuatro parámetros principales que pueden calcularse por medio de operaciones matemáticas.

- Resistencia (R) (ohms/m)
- Inductancia (L) (H/m)
- Capacitancia (C) (F/m)
- Conductancia (G) (S/m)

1.2.1. Resistencia

Se denomina resistencia a la propiedad que posee un material para oponerse a la circulación de corriente eléctrica por él, es la principal causante de pérdidas de energía en las líneas de transmisión.

1.2.2. Inductancia

Cuando por los conductores circula una corriente eléctrica se produce un campo magnético que rodea al conductor, produce un efecto de autoinducción e inducción mutua.

1.2.3. Capacitancia

La capacitancia en una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores o conductor y tierra, esto origina que se carguen como dos placas paralelas de un capacitor lo que, provoca un campo eléctrico. La capacitancia entre los conductores es la carga por unidad de longitud.

La capacitancia entre los conductores depende de la longitud, el espaciamiento y la diferencia de potencial ente ellos. El efecto de la capacitancia a veces puede ser pequeño a tal punto que se desprecia en líneas de transmisión menores a 80 kilómetros. Para líneas de alto voltaje de mayor longitud la capacitancia crece en importancia.

1.2.4. Conductancia

La conductancia es la facilidad que ofrece un material al paso de corriente; es decir, es el inverso a la resistencia. Representa el efecto de corriente de fuga desde los conductores a tierra a través de los aislantes debido a la posible ionización de los medios. Por lo general es muy pequeña y se desprecia. Esto puede variar dependiendo del estado en que se encuentran los aisladores. Su dimensional es la siguiente [S/m].

1.3. Elementos de una línea de transmisión

Una línea de transmisión se compone de cinco elementos fundamentales que son:

- Conductores de fase
- Conductores de guarda
- Aisladores
- Estructuras
- Herrajes

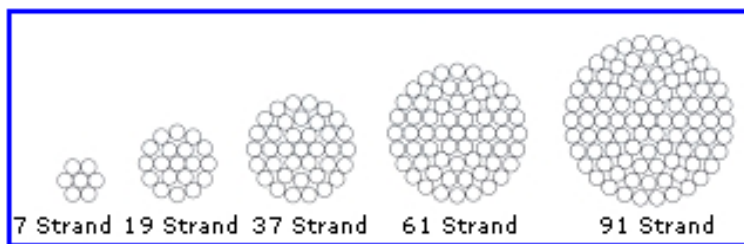
1.3.1. Conductores de fase

Un conductor eléctrico es el medio utilizado como portador de corriente eléctrica; puede estar fabricado de cualquier material, entre los que se encuentran los metales: cobre, aluminio, aleación de cobre, aleación de aluminio, hierro y acero.

En las líneas de transmisión aéreas se utilizan exclusivamente conductores desnudos o sin forro, se obtienen mediante cableado de varios

hilos metálicos trenzados alrededor de uno o varios hilos de acero. El trenzado proporciona flexibilidad en grandes secciones transversales. Los fabricantes tienen establecidos el número de hilos: 7, 19, 37, 61, 91 hilos.

Figura 2. **Número de hilos en conductores**



Fuente: GONZALES, Francisco M. *Elementos de una línea de transmisión*, p. 3.

La selección del material es determinado por el factor económico, el cual considera condiciones eléctricas, mecánicas, facilidad para la realización de conexiones, resistencia a la corrosión, mantenimiento, cantidad de soportes necesarios, peso, limitaciones de espacio, tensión de operación, corrientes de operación, condiciones de cortocircuito esperados. Un conductor debe presentar tres características principales:

1. Presentar una baja resistencia eléctrica
2. Presentar una elevada resistencia mecánica
3. Presentar un bajo costo

Los materiales que satisfacen estas condiciones son:

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

1.3.1.1. Conductores de cobre

Material manejable, color rojizo. La mayoría de los conductores eléctricos están fabricados con cobre. Las principales ventajas que presenta son la alta conductividad, buena conductancia térmica, gran facilidad para ser estañado, resistencia mecánica y soporte de corrosión ordinaria.

Pese a la menor resistencia eléctrica el cobre ha dejado de ser utilizado debido a su elevado costo.

1.3.1.2. Conductores de aluminio

Los conductores de aluminio son extensamente utilizados en las líneas de transmisión área, entre sus principales ventajas se encuentran:

- Menor peso comparado con el cobre
- Menor costo
- Resistente a la corrosión
- Puede ser soldado
- Se reduce el efecto piel
- Se reduce el efecto corona.

Entre sus principales desventajas se encuentran:

- Menor conductividad comparada con el cobre.
- Se forma una película de óxido en la superficie que es altamente resistente al paso de corriente.
- Se forma corrosión galvánica al realizar conexiones con el cobre.

Los conductores de aluminio se utilizan siempre en forma de hilos debido a que poseen mejor resistencia a las vibraciones; la dureza superficial es menor que la del cobre; los hilos deben ser de 2 milímetros de diámetro o más y están cubiertos de una capa protectora de óxido insoluble que protege contra la acción de los agentes exteriores. Ciertos suelos naturales atacan al aluminio en distintas formas, por lo que no es aconsejable para la puesta a tierra, al menos cuando se ignoran las reacciones que el suelo puede producir. La brisa marina (salitre) tiene una acción de ataque muy lenta sobre el aluminio.

Los diferentes tipos de conductores de aluminio se identifican de la siguiente forma:

- AAC Conductor de aluminio
- AAAC Conductor de aluminio con aleación
- ACSR Conductor de aluminio con refuerzo de acero
- ACAR Conductor de aluminio con refuerzo de aleación

1.3.1.3. Conductor de aluminio AAC

Los conductores homogéneos de aluminio por sus bajas características mecánicas tienen el campo de aplicación limitado, ya que vanos relativamente grandes llevarían a flechas importantes que obligarían 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 barras de las estaciones eléctricas o en las líneas con vanos relativamente cortos. En la tabla II se presentan los principales conductores AAC.

Tabla II. Principales conductores AAC

Principales conductores AAC (1350)								
Nombre	Calibre AWG o MCM	Construcción		Ø mm conductor	Peso Kg/k m	Carga de ruptura Kg.	Ω/km . DC a 20°C	Corriente nominal Amp.
		No. de hilos	Ø hilo (mm)					
PEACHBELL	6	7	1.55	4.66	37	255	2.160	103
ROSE	4	7	1.96	5.88	58	583	1,360	138
IRIS	2	7	2.47	7.42	92	612	0.854	185
POPPY	1/0	7	3.12	9.36	148	903	0.538	247
ASTER	2/0	7	3.50	10.50	186	1139	0.426	286
PHLOX	3/0	7	3.93	11.80	235	1379	0.338	331
OXLIP	4/0	7	4.42	13.25	296	1737	0.268	383
DAISY	266.8	7	4.96	14.88	373	2191	0.213	443
TULIP	336.4	19	3,38	16.90	471	2790	0.169	513
COSMOS	477	19	4,02	20.15	666	3792	0.119	639
ORCHID	636	37	3,33	23.15	889	5171	0.089	765
MAGNOLIA	954	37	4,08	28.55	1332	7439	0.059	982
NARCISSUS	1272	61	3,67	33.00	1779	9979	0.044	1169

Fuente: ELECON. *Conductores desnudos de aluminio para transmisión y distribución*. p. 1.

1.3.1.4. Conductores de aleación de aluminio AAAC

Este tipo de conductor contiene pequeñas cantidades de silicio y magnesio entre 0.5 % y 0.6 % aproximadamente. Con una combinación de tratamientos térmicos y mecánicos el conductor adquiere el doble de resistencia a la carga de ruptura, comparable al aluminio con alma de acero, perdiendo solamente un 15 % de conductividad. En la tabla III se presentan los principales conductores AAAC.

Tabla III. Principales conductores AAAC

Principales conductores AAAC (6201)								
Nombre	Calibre AWG o MCM	Construcción		Ø mm conductor	Peso Kg/k m	Carga de ruptura Kg.	Ω/km. DC a 20°C	Corriente nominal Amp.
		No. de hilos	Ø hilo (mm)					
AMES	2	7	2.67	8.01	106	1270	0.853	191
AZUSA	1/0	7	3.31	10.11	171	2023	0.536	256
ANAHEIM	2/0	7	3.78	11.34	216	2445	0.425	296
AMHERST	3/0	7	4.25	12.75	273	3080	0.338	342
ALLIANCE	4/0	7	4.77	14.31	343	3883	0.268	395
BUTTE	226.8	19	3.26	16.30	435	4989	0.211	460
CANTON	336.4	19	3.66	18.30	549	6033	0.168	532
CAIRO	397.5	19	3.98	19.90	649	7076	0.142	590
DARIEN	477	19	4.36	21.80	776	8527	0.118	663
ELGIN	556.5	19	4.71	23.55	908	9934	0.101	729
FLINT	636	37	3.59	25.15	1028	11068	0.089	790
GREELY	795	37	4.02	28.15	1289	13834	0.071	908

Fuente: ELECON. *Conductores desnudos de aluminio para transmisión y distribución*. p. 1.

1.3.1.5. Conductor de aluminio con refuerzo de acero ACSR

Los conductores ACSR se componen de hilos de acero recubiertos por una o varias capas de alambre de aluminio puro. El alma de acero refuerza la resistencia mecánica del conductor.

Los conductores ACSR son los más utilizados en las líneas de transmisión debido a que presenta ciertas ventajas:

- Superficie dura.

- Reducción de la probabilidad de daños superficiales durante el tendido.
- Menor pérdida por efecto corona.
- Menor perturbación radioeléctrica.
- Menor peso.

Presenta una desventaja:

- El cable es sensible a temperaturas altas (no debe superarse el límite de 120 °C) por lo que debe prestarse especial atención al verificar la sección para las sobre corrientes y tener particularmente en cuenta la influencia del corto circuito.

Tabla IV. Principales conductores de aluminio con refuerzo de acero

Principales conductores ACSR (1350 + Acero)								
Nombre	Calibre AWG o MCM	Construcción		Ø mm conductor	Peso Kg/km	Carga de ruptura a Kg.	Ω/km. DC a 20°C	Corriente nominal Amp.
		No. de hilos de aluminio o /acero	Ø hilo (mm)					
Wren	8	6/1	1.33	3.90	34	340	3.368	70
Warbler	7	6/1	1.50	4.50	43	424	2.667	85
Turkey	6	6/1	1.68	5.10	54	528	2.113	104
Thush	5	6/1	1.89	5.66	68	662	1.675	120
Swan	4	6/1	2.12	6.30	85	832	1.327	139
Sparrow	2	6/1	2.67	8.03	136	1266	0.884	183
Raven	1/0	6/1	3.37	10.11	216	1941	0.524	240
Quail	2/0	6/1	3.78	11.35	272	2424	0.416	275
Pigeon	3/0	6/1	4.25	12.75	334	3030	0.330	316
Penguin	4/0	6/1	4.77	14.30	433	3819	0.261	360
Partridge	266,8	26/7	2.57	16.30	545	5098	0.210	457
Ostrich	300	26/7	2.73	17.27	613	5729	0.186	492

Continuación de tabla IV.

Linnet	336,4	26/7	2.89	18.31	688	6378	0.166	528
Hen	477	30/7	3.20	22.43	1109	10591	0.116	665
Hawk	477	26/7	3.44	21.79	975	8818	0.117	670
Heron	500	30/7	3.38	22.96	1162	11090	0.111	683
Eagle	556,5	30/7	3.46	24.21	1293	12360	0.100	732
Parakeet	556,5	24/7	3.87	23.55	1070	8991	0.100	725
Duck	605.0	54/7	2.69	24.21	1159	10206	0.092	754
Gull	666,5	54/7	2.82	25.40	1277	11136	0.083	807
Starling	715.5	26/7	4.21	26.70	1461	12746	0.073	847
Crow	715,5	54/7	2.92	26.31	1369	11952	0.078	825
Drake	795,0	26/7	4.44	28.14	1624	14175	0.070	903
Crane	874,5	54/7	3.23	29.11	1674	14243	0.064	935
Canary	900	54/7	3.28	29.52	1826	14651	0.062	826
Cardinal	954	54/7	3.38	30.38	1826	15536	0.062	960
Curlew	1033,5	54/7	3.52	31.65	1979	16851	0.054	1010
Pheasant	1272,0	54/19	3.90	35.10	2421	20321	0.044	1148
Falcon	1590	54/19	4.36	39.24	3028	25446	0.035	1313

Fuente: ELECON. *Conductores desnudos de aluminio para transmisión y distribución*. p. 3.

1.3.1.6. Conductor de aluminio con refuerzo de aleación (ACAR)

Estos conductores están contruidos con un núcleo de alambre de aleación rodeado de alambres de aleación. Presentan un refuerzo mayor que los conductores AAC y una conectividad mayor que los conductores AAAC. En la tabla V se presenta los principales conductores ACAR y sus características.

Tabla V. **Principales conductores ACAR (1350+6201)**

MCM	Construcción		Peso Kg/K m	Carga rotura nominal Kg.	Ω /Km DC. 20°C
	Hilos 1350/6201	\varnothing hilo (mm)			
250	15/4 – 12/7	2.913	349	2430 – 2750	0.235 – 0.240
350	15/4 – 12/7	3.447	488	3315 – 3735	0.168 – 0.172

Continuación de tabla V.

400	15/4 – 12/7	3.685	558	3735 – 3745	0.147 – 0.135
500	15/4 – 12/7, 33/4–30/7– 24/13–18/19	4.120 2.951	698	4620 – 5240 4440-4795-5285- 5860	0.117 – 0.120 0.116-0.117- 0.120-0.123
650	33/4–30/7– 24/13–18/19	3.360	907	5680-4795-5285- 5800	0.089-0.090- 0.092-0.095
750	33/4–30/7– 24/13–18/19	3.617	1050	6400-6930-7600- 8440	0.077-0.078- 0.080-0.082
900	33/4–30/7– 24/13–18/19	3.962	1256	7550-8170-9015- 9550	0.064-0.065- 0.067-0.068
1100	33/4–30/7– 24/13–18/19	4.379	1537	9190-9990- 11010-12300	0.053-0.053- 0.054-0.056
1300	33/4–30/7– 24/13–18/19	4.760	1818	1080-11810- 13000-14520	0.044-0.045- 0.046-0.047

Fuente: ELECON. *Conductores desnudos de aluminio para transmisión y distribución*. p. 4.

Según el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), un conductor utilizado para una línea de transmisión de 69 kilo voltios deberá de cumplir con las siguientes características representadas en la tabla VI. Queda como resultado el cable tipo HAWK.

Tabla VI. **Características del conductor para 69 kilo voltios**

Descripción	Conductor
Material	ALUMINIO / ACERO (ACSR)
MCM	477
Diámetro exterior	21.79 mm
Relación aluminio / acero	26/7
Acero	7x2.68 mm
Aluminio	26x3.446 mm
Carga de ruptura	8,820 Kg
Peso del conductor (sin carga)	974 kg/Km
Resistencia a 25 °C en DC	0.1218 ohmio/km
Reactancia 1 pie de distancia , 60 Hz.	
Inductiva	0.2672 ohmio/km

Continuación de tabla VI

Capacitiva	0.1590 ohmio/km
Cornete admisible a 60 Hz.	670 Amperios
Numero de hilos	7

Fuente: Instituto Nacional de Electricidad. *Líneas de transmisión*. p.25.

1.3.2. Conductores de guarda

Los cables para el hilo de guarda en una línea deberán cumplir con dos funciones principales: la primera, proteger el circuito de descargas electro-atmosféricas debido a que está conectado a bajadas a tierra para poder descargar las corrientes de las descargas; la segunda darle mayor estabilidad mecánica a las estructuras de suspensión. Con los avances de la tecnología se pueden transmitir datos por medio de fibra óptica que se encuentra dentro del núcleo, de estos cables.

Para los conductores que se utilizan en los hilos de guarda existen varios tipos. Todos son de acero, lo que los diferencia es el tipo de núcleo; hay de fibra óptica, alambre independiente, alambre de acero, blindado o acorazado. Los factores que influyen a la hora de seleccionar un cable son: resistencia mecánica, flexibilidad o resistencia a fatiga de flexión, abrasión, compresión, rotación, corrosión. En la tabla VII se presentan las características que debe tener el hilo de guarda para una línea de transmisión de 69 kilo voltios.

Tabla VII. **Especificaciones del cable de guarda según ETCEE**

Hilo de guarda	
Tipo de cable	Acero galvanizado
Clase	A
Diámetro	3/8"
Resistencia mecánica	10,800 libras
Numero de hilos	7

Fuente: Instituto Nacional de Electricidad. *Lineas de transmisión*. p.30.

1.3.3. **Aislamiento en líneas de transmisión**

Un funcionamiento adecuado de una línea de transmisión depende en gran parte de la efectividad del aislamiento, debido a que los conductores no tienen ninguna clase de forro o aislante. Existen dos tipos de aislamiento:

1. El aire: aislamiento entre los conductores a todo lo largo de la línea, se aprecia en la separación entre los conductores. La resistencia dieléctrica del aire es de 30 000 voltios por centímetro de aire, que se ve afectado por los agentes atmosféricos: humedad, calor, frío, etc. La distancia entre los conductores dependerá del nivel de voltaje.
2. Aislamiento de soporte: los aisladores de soporte tienen como función principal aislar eléctricamente el conductor de la estructura que lo soporta; la unión de los aisladores con los conductores se hace por medio de herrajes que deberán de soportarlo mecánicamente evitando que se mueva de forma longitudinal o transversal.

Las cualidades eléctricas y mecánicas no deben ser destruidas por ningún esfuerzo al que sea sometido, existen tres tipos de aisladores de soporte para líneas de transmisión:

- Vidrio
- Porcelana
- Polímero

1.3.3.1. Aisladores de vidrio

Los aisladores de vidrio están fabricados por una mezcla de arena silícea y de arena calcárea fundidos por una sal de sodio, es transparente con un color verde oscuro. En las líneas de transmisión el aislamiento de un solo aislador no es suficiente por lo cual se emplean varios que forman una cadena. El número de aisladores depende del voltaje; para un voltaje de 69 kV se utiliza una cadena de 6 aisladores.

Entre las principales características de los aisladores de vidrio están:

- El vidrio tiene un menor coeficiente de expansión térmica lo cual minimiza los esfuerzos por cambios súbitos en la temperatura ambiente.
- Soporta cambios bruscos de temperatura.
- Elevada resistencia a impactos por proyectiles.
- Tiene una superficie curva.
- Posee una constante dieléctrica de 7,3 F/m.
- Resistencia dieléctrica de 140 kV/cm.
- Resistencia mecánica a tensión de 1 500 a 12 500 *lb/pulg²*.

- Pueden observarse perforaciones a simple vista.
- Después de una onda de sobre-voltaje en un aislador deteriorado se puede identificar más fácilmente, debido a que el vidrio se estrella y la porcelana se rompe cuando falla el dieléctrico.

Figura 3. **Aislador de vidrio**



Fuente: bodega de materiales *INDE*. Chiquimula. Fecha 20 de diciembre 2015.

1.3.3.2. Aislador de porcelana

Los aisladores de porcelana están contruidos de caolín y cuarzo; para evitar que se adhiera la humedad o polvo en la superficie deberán estar cubierto por un esmalte.

Al igual que los aisladores de vidrio se deberán utilizar varios elementos para formar una cadena, para un voltaje de 69 kV se utilizan 6 aisladores. Los aisladores de porcelana presentan las siguientes características:

- La resistencia dieléctrica va de 60 a 70 kV/ cm.

- Resistencia mecánica varía de 40 000 a 60 000 Lb/pulg² a compresión.
- Resistencia mecánica varía de 1 500 a 12 500 lb/pulg² a tensión.
- Constante dieléctrica de 6 (inferior al vidrio).
- Características mecánicas superiores al vidrio.
- No se observan perforaciones a simple vista.

Figura 4. **Fotografía de la vista superior de un aislador de porcelana**



Fuente: GONZALEZ, Francisco M. *Elementos de líneas de transmisión*. p. 8.

El número de aisladores que tendrá la cadena de aisladores dependerá del voltaje según la siguiente tabla. Para aisladores de porcelana y de vidrio.

Tabla VIII. **Número de aisladores según el voltaje**

Voltaje (kV.)	Número de aisladores
69	4 a 6
115	7 a 9
138	8 a 10
161	12 a 14
230	14 a 20

Fuente: SISTELECTRO. *Manual de mantenimiento en líneas de transmisión de 69 kV, 138 kV y 240 kV*. p.20.

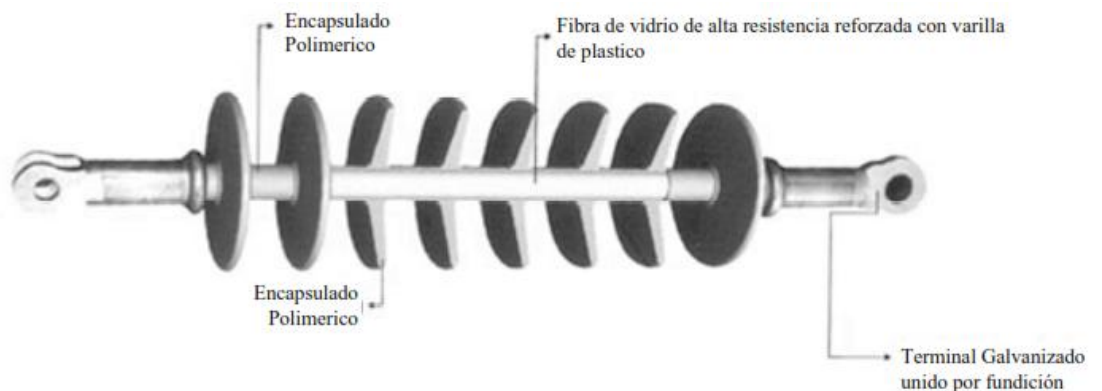
1.3.3.3. Aisladores de polímero

En su aspecto físico, el material con que es elaborado se parece a la resina sintética. Está constituido de fibra de vidrio de alta resistencia reforzada con varilla de plástico cubierto por el encapsulado polimérico.

Los aisladores de polimérico han venido encontrando aplicaciones cada vez mayor en las líneas aéreas de transmisión. Presenta algunas ventajas con respecto a los otros tipos de aisladores:

- Menor peso
- Fácil de maniobrar
- Posee una elevada resistencia dieléctrica
- Tiene un mejor comportamiento elástico
- Mayor resistencia contra impactos de proyectiles
- Mejor comportamiento ante la contaminación
- Flexibilidad

Figura 5. Aislador de polímero



Fuente: GONZÁLEZ, Francisco M. *Elementos de líneas de trasmisión*. p. 10

1.3.4. Estructuras

Para la construcción de las líneas eléctricas obviamente los conductores requieren apoyos de alguna clase: torres, postes u otras estructuras de acero, concreto o madera. La selección del tipo de estructura depende de la normativa que rija en el lugar, topografía del trazo de la línea, el tamaño del conductor y los herrajes que se utilizarán. La disponibilidad, precio, condiciones climatológicas y normativa vigente determinarán la selección del material.

En nuestro medio las estructuras se componen de un poste o una configuración donde se utilizan dos o tres según la necesidad. Los postes de madera y concretos menores a 15 metros se utilizan en distribución, los postes de concreto y metal mayor de 15 metros y menor a 18 metros se utilizan para líneas de transmisión de 69kV a 138kV y las torres de celosía se utilizan en voltaje mayor a 138kV.

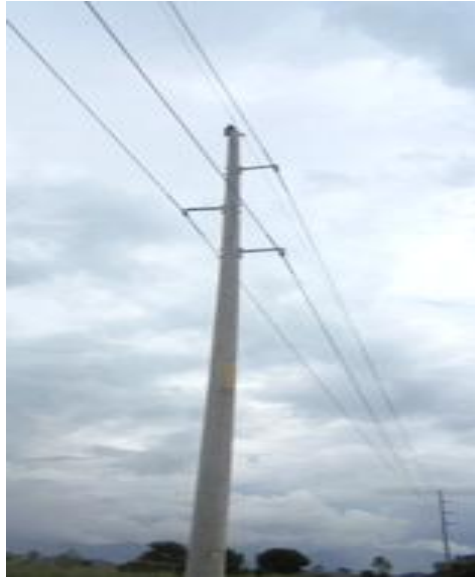
Existen 3 tipos de estructuras:

- Suspensión
- Ángulo
- Remate

1.3.4.1. Estructuras de suspensión

Las estructuras de suspensión son aquellas que se utilizan únicamente para soportar el peso del conductor que se encuentra perpendicular formando un ángulo de 0 grados. Este tipo de estructura no tiene retenida debido a que no presenta tensiones en el conductor y el poste.

Figura 6. **Estructura de suspensión**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – Poptún.

1.3.4.2. Estructura de ángulo

Es toda aquella estructura que presenta un ángulo entre el conductor y la línea imaginaria si el conductor continuara tangente a la estructura. No importando si la estructura es de 1, 2, o 3 postes se deberá colocar retenidas con el fin de contrarrestar los esfuerzos mecánicos producidos por el conductor. Existen lugares donde no es posible colocar retenidas, en esos casos se utilizan postes autosoportados que se componen de dos secciones de concreto las cuales están diseñadas para soportar los esfuerzos mecánicos a los que está sometido. Las estructuras con ángulo pueden ser de suspensión o remate. En la figura 7 se observa dentro del círculo azul las retenidas de la estructura de un solo poste de remate.

Figura 7. **Estructura de ángulo**



Fuente: línea 69 kV, El Estor – Oxec.

1.3.4.3. Estructuras de remate

Las estructuras de remate son indispensables debido a que son las únicas que tensan los conductores; reciben un gran esfuerzo mecánico en ambos sentidos, es por eso que se deberán colocar retenidas en el poste para evitar que se incline: una retenida en la estructura por conductor que entra y otra por el conductor que sale de la estructura.

Figura 8. **Estructura de remate ángulo 90 grados**



Fuente: línea 69 kV, El Estor – Oxec.

Figura 9. **Estructura de remate ángulo de 0 grados**



Fuente: línea 69 kV, La Ruidosa – Genor.

1.3.5. Herrajes

Los herrajes son los elementos metálicos que tienen como finalidad unir mecánicamente los conductores eléctricos, aisladores y estructuras, así como empalmes de conductores y retenidas. Los herrajes deberán de resistir las condiciones mínimas operativas tanto climáticas como ambientales (vientos fuertes) para que se garantice la calidad del servicio. En nuestro medio se exige que se utilicen materiales y equipos normados por IEC, ANSI e IEEE, conforme a las normas NTSD y NTCSTS.

Herrajes que se utilizan en una línea de transmisión de 69kV:

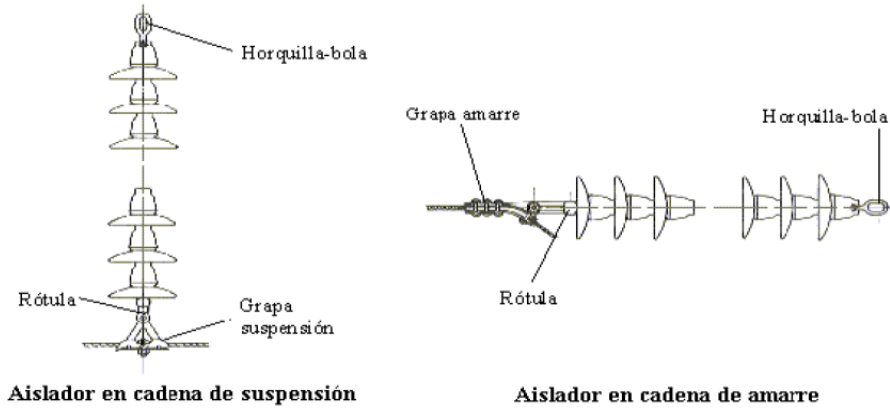
- Herrajes para las cadenas de aisladores
- Empalmes
- Herrajes para retenidas
- Elementos para amortiguación

1.3.5.1. Herrajes para la cadena de aisladores

Los herrajes para una cadena de aisladores deberán soportar los esfuerzos mecánicos de los conductores y la carga de ruptura. Los herrajes utilizados para la formación de la cadena de aisladores son:

- Horquilla de bola
- Grillete
- Anillo normal y de protección
- Rótula normal y de protección
- Grapa de suspensión o remate

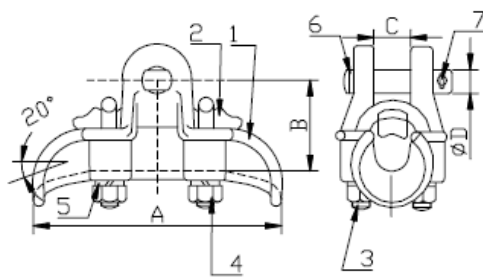
Figura 10. **Herrajes para aisladores de cadena**



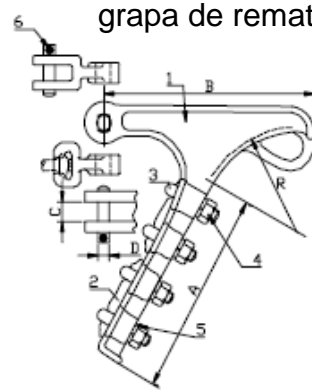
Fuente: ENERSIS. *Especificación técnica para herrajes para líneas de alta tensión*. p. 30.

Figura 11. **Grapa de suspensión y remate**

Grapa de suspensión



grapa de remate



ITEM	Grapa de suspensión	Grapa de remate
1	Cuerpo	Cuerpo
2	Zapata	Zapata
3	Tornillo	Abarcón
4	Tuerca	Tuerca
5	Arandela	Arandela de presión
6	Bulón	Bulón
7	Pasador de seguridad	Arandela plana
8	-----	Pasador de seguridad

Fuente: ENERSIS. *Especificación técnica para herrajes para líneas de alta tensión*. p. 32

1.3.5.2. Empalmes

Existen dos tipos de herrajes para realizar los empalmes: el primero es el empalme de compresión que consta de un cilindro galvanizado donde se introducen ambas puntas que se desean unir y una máquina que comprime el cilindro hasta que preñe el cable de tal forma que no se salga; el segundo es por medio de un derivador de compresión, un herraje que coloca los conductores de forma paralela y es prensado el conductor por medio de dos cuñas. En la figura 12 se puede observar empalme de compresión.

Figura 12. **Empalme de compresión**



Fuente: *Manguito de empalme de aluminio a compresión*. <http://electrocornejo.com/ver-producto.php?SID&id=13>. Consulta: 20 de enero 2016.

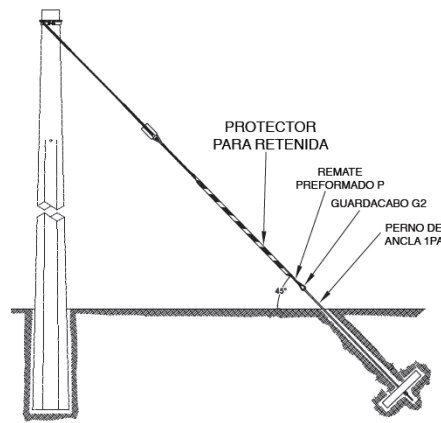
1.3.5.3. Herrajes para retenidas

Las retenidas son colocadas para realizar el mismo esfuerzo mecánico que el conductor realiza sobre la estructura en sentido contrario. Los herrajes que se presentan a continuación deberán estar capacitados para poder soportar dichos esfuerzos:

- Preformado

- Guarda cabo
- Perno de ancla
- Protector para retenida

Figura 13. **Herrajes para retenidas**

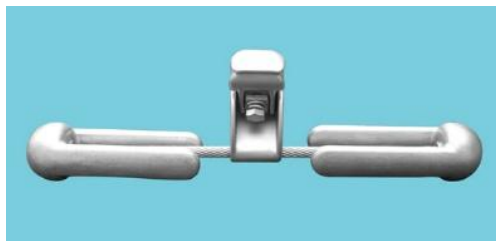


Fuente: ENESIS. *Especificación técnica para herrajes para líneas de alta tensión*. p. 60.

1.3.5.4. **Elementos para amortiguación**

Los amortiguadores están diseñados para soportar las fuerzas y los movimientos ocasionados por corto circuito y fuertes vientos, sin causar daños a los conductores, así como reducción de la vibración de los conductores.

Figura 14. **Amortiguador para líneas de transmisión**



Fuente: *Amortiguadores de líneas de transmisión* <http://www.skaiteks.com/ferreteria3.html>.

Consulta: 20 de enero de 2016.

1.4. Pérdidas en líneas de transmisión

Cuando se proyecta la construcción de una línea de transmisión se deberá estimar un tiempo de vida útil mayor de quince (15) años. Se debe elaborar un estudio de evolución de la carga y la demanda, pensando que va a crecer la comunidad. El crecimiento de la demanda provoca que se transporte más energía hasta que se satura la capacidad en la línea de transmisión y es cuando aumentan las pérdidas.

En las líneas de transmisión existen pérdidas en el transporte de energía de un lugar a otro. Aunque se logre minimizar las pérdidas, siempre van a existir; las pérdidas son las siguientes:

- Pérdidas por efecto Joule
- Pérdidas por efecto corona

1.4.1. Pérdidas por efecto Joule

Los conductores presentan una resistencia finita cuando a través de ellos fluye una corriente eléctrica; esta característica del conductor genera una pérdida de potencial inevitable, también se genera calentamiento debido al choque que tienen los electrones con el material lo cual se conoce como efecto Joule.

Debido a que la resistencia se distribuye a lo largo de la línea de transmisión, la pérdida es directamente proporcional al cuadrado de la corriente por la resistencia del conductor.

$$P = I^2 R$$

Donde:

P: pérdidas por efecto Joule [watts]

I: corriente [amperios]

R: resistente [ohmios]

Para reducir las pérdidas por efecto Joule, se debe reducir la longitud de la línea de transmisión o utilizar un diámetro mayor en el conductor, pero debe tenerse en cuenta que al cambiar el conductor se utilizarán herrajes y estructuras más robustas debido a que cambian las características del conductor.

1.4.2. Pérdidas por efecto corona

El efecto corona se presenta cuando el voltaje de un conductor en el aire se eleva a valores tales que sobrepasan la rigidez dieléctrica del aire que rodea el conductor. Se manifiesta como una descarga luminosa azulada que aparece alrededor del conductor, concentrada en las irregularidades de la superficie del conductor, va acompañada de un sonido silbante. Las pérdidas pueden disminuir cuando el clima se encuentre soleado y puede alcanzar valores altos con las lluvias.

Para preservarla se debe tener una buena evaluación de las condiciones climatológicas, de muchos años, de las regiones donde atraviesa la línea de transmisión. Si hay humedad apreciable, se produce ácido nitroso. La corona se debe a la ionización del aire. Los iones son repelidos y atraídos por el conductor a grandes velocidades, produciéndose nuevos iones por colisión. El aire ionizado resulta conductor (si bien de alta resistencia) y aumenta el diámetro

eficaz del conductor metálico. En las líneas de transmisión, el efecto corona origina pérdidas de energía; y si alcanza cierta importancia, produce corrosiones en los conductores a causa del ácido formado.

Las pérdidas por efecto corona se pueden calcular con la siguiente ecuación:

$$P_c = \left[\frac{241}{\delta} (f + 25) \left(\sqrt{\frac{R}{DMG} \left(\frac{U_{max}}{\sqrt{3}} - \frac{U_c}{\sqrt{3}} \right)^2 * 10^{-5}} \right) \right] nl$$

Fuente: CHECA, Luis María. https://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_corona. Consulta: 2 de febrero de 2016.

Donde:

$$\delta = \frac{3.921 * h}{273 + T}$$

h: altura sobre el nivel del mar [km]

T: temperatura [°C]

P_c : pérdidas por efecto corona [kW/km]

f: frecuencia [HZ]

DMG: distancia media geométrica [metros]

R: radio del conductor [metros]

U_{max} : voltaje máximo [kV]

U_c : voltaje crítico disruptivo [kV]

l : longitud de la línea [Km]

n: número de conductores

Para reducir las pérdidas por el efecto corona se puede aumentar el diámetro del conductor, aumentar el número de conductores por fase, aumentar la distancia ente fases o reapretar los terminales de los conductores.

2. NORMAS APLICABLES A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KILO VOLTIOS

Las normas que se presentan a continuación las deberá de cumplir toda empresa que posea una línea de transmisión dentro de la república de Guatemala. Las normas vigentes son NTCSTS, NTDOST, NTDOID; además, se utiliza una norma internacional mexicana de CFE para el derecho de vía o servidumbre. Se hace referencia a las normas que tienen aplicación en las líneas de 69 kilo voltios.

2.1. Norma técnica de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica (NTDOST)

El transportista deberá: conservar en buen estado su sistema; incluir un programa regular de revisión de la totalidad de sus instalaciones en periodos no mayores de 3 años, e incluir como mínimo las siguientes revisiones:

- Distancia mínima de seguridad
- La integridad estructural de las líneas
- Sistemas de tierras
- Vegetación próxima a los conductores
- Inspección de las líneas y subestaciones
- Coordinación de los esquemas de protección

2.1.1. Distancias mínimas de seguridad

Toda empresa encargada de las líneas de transmisión deberá establecer un programa de inspección para verificar que las distancias mínimas de seguridad establecidas en la NTDOID se cumplen. Si por cualquier razón las

distancias mínimas de seguridad no cumplen con los requerimientos mínimos de seguridad, se deberá proceder a corregir el problema.

Las alturas mínimas que deben guardar los conductores y cables de líneas aéreas, respecto del suelo, agua y parte superior de rieles de vías férreas son indicadas en la tabla IX.

Tabla IX. **Distancias mínimas de seguridad verticales de conductores en líneas de transmisión de 69 kV**

Naturaleza del terreno	Distancia mínima (m)
Líneas de ferrocarril	9.4
Villas publicas	7.0
Áreas accesibles a peatones	5.5
Terrenos cultivados	7.0
A lo largo del camino en áreas	7.0
Aguas navegables (ríos, lagos, estanques, arroyos y canales) de:	
Hasta 8 ha	7.0
Mayor de 8 hasta 80 ha	9.2
Mayor de 80 hasta 800 ha	11.0
Arriba de 800 ha	13.0

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma NTDOID*. p. 11

Cuando se cruzan dos líneas de transmisión de diferente voltaje deberán cumplir con las distancias mínimas de seguridad entre conductores soportados por diferentes estructuras. La distancia horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes soportados por diferentes estructuras deberá ser cuando menos de 1.50 m. El conductor de mayor tensión en un cruce con otro conductor deberá colocarse arriba, guardando la distancia mínima de los conductores expuestos en la tabla X.

Tabla X. **Distancias mínimas de seguridad verticales entre conductores soportados por diferentes estructuras**

Naturaleza de la línea cruzada	Libramientos verticales mínimos en metros para 69 kV.
Línea de comunicación	2.2
Cable o hilo de guarda	1.5
Líneas o conductores de distribución	1.5
Líneas de transmisión 69 kV.	1.8
Líneas de transmisión 115 kV.	2.0
Líneas de transmisión 138 kV.	2.1
Líneas de transmisión 230 kV.	2.7

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma NTDOID*. p. 12

Se deberá procurar que se cumplan las distancias mínimas de seguridad con respecto a edificaciones y otras instalaciones, las cuales se presentan en la siguiente tabla.

Tabla XI. **Distancias mínimas de seguridad de conductores a edificios y otras instalaciones**

		Partes rígidas energizadas no protegidas de 69kV, carcasas de equipo no aterrizado, retenidas no aterrizadas expuestas a tensión 69 kV.	Conductores suministrados en línea abierta de 69 kV.
		(m)	(m)
Edificios	Horizontal a ventanas y áreas accesibles a personas.	2.47 ^(1,2)	2.77 ^(1,5,6)
	Vertical arriba o abajo de techos y áreas no accesibles a personas	4.07	4.27

Continuación de tabla XI

	Vertical arriba o abajo de techos y áreas accesibles a personas y vehículos además de vehículos pesados (Nota 3)	4.47	4.57
	Vertical arriba de techos accesibles al tránsito de vehículos pesados (Nota 3)	5.97	6.07
Anuncios, chimeneas.	Horizontal	2.047 ⁽¹⁾	2.77 ^(1,2,3)
	Vertical arriba o abajo de cornisas y otras superficies sobre las cuales pueden caminar personas	4.47	4.57
	Vertical arriba o abajo de otras partes de tales instalaciones	2.92	2.77

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma NTDOID*. p. 16

Nota:

- 1) Los edificios, anuncios, chimeneas, antenas, tanques u otras instalaciones que no requieran de mantenimiento: 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.
- 2) Cuando el espacio disponible no permita alcanzar este valor, la distancia mínima de seguridad puede ser reducida en 0,60 m.
- 3) Para efectos de estas normas, vehículo pesado se define como aquel vehículo que excede los 2,45 m de altura.
- 4) 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.

- 5) La distancia mínima de seguridad en reposo no debe ser menor que el valor indicado en la tabla XII. Cuando el conductor o cable es desplazado por el viento, la distancia mínima de seguridad no debe ser menor a 1,40 m

2.1.2. La integridad estructural de las líneas

El transportista deberá establecer un programa de inspección para verificar el estado de las estructuras, que las bases de las estructuras no se han movido y que los cables de las retenidas cumplan su función.

2.1.3. Sistema de Tierras

El transportista deberá establecer un programa de inspección y medición de su sistema de tierras para asegurarse de que las conexiones están en buen estado y de que sus valores no han superado los límites permitidos en las normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución.

La norma técnica de diseño y operación de las instalaciones de distribución se refiere al sistema de tierra. Esta deberá de construirse con uno o más electrodos conectados entre sí. El sistema de tierras deberá tener una resistencia lo más cercano a cero ohmios. Cuando la resistencia es mayor a 25 ohmios deberá de usarse dos o más varillas de cobre. El personal que se dedica a la construcción y mantenimiento de líneas de transmisión en ETCEE recomienda que sean 6 ohmios en verano y 3 ohmios en invierno.

2.1.4. Vegetación próxima a los conductores

El transportista deberá realizar inspecciones regulares para verificar que ramas de árboles y vegetación en general, no representen peligro para las líneas de transmisión aéreas. Esto para lograr las distancias mínimas de seguridad.

2.1.5. Inspección de las líneas y subestaciones

El transportista deberá realizar inspecciones regulares en las líneas de transporte así como en subestaciones de acceso a la red para verificar que no existan equipos defectuosos y que las condiciones de los cables, aisladores, herrajes y demás elementos sean las adecuadas.

2.1.6. Coordinación de los esquemas de protección

Se recomienda establecer programas conjuntos de mantenimientos de las protecciones eléctricas para verificar la coordinación de los esquemas de protección en los puntos de interconexión entre el transportista y el distribuidor, generador o gran usuario.

La CNEE y el AMM podrán requerir en cualquier momento reportes de inspecciones y/o mantenimiento de las empresas de transporte y/o conducir en forma autónoma inspecciones periódicas.

2.2. Norma técnica de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDROID)

Para la optimización de los diferentes tipos de mantenimientos en las líneas de transmisión de energía eléctrica, se requieren varios factores que se deberán tomar en cuenta a la hora del diseño.

2.2.1. Evitar riesgos de colisión con las estructuras

Cuando en un mantenimiento se dé la necesidad de colocar una estructura o moverla de lugar, se deberá instalar en un lugar donde las condiciones de tránsito sean adecuadas: evitar riesgos de colisión y prever la no obstaculización de los accesos a inmuebles. Las estructuras deberán ser ubicadas frente a los límites de propiedad.

2.2.2. Señalización en líneas de transmisión

Por razones de la topografía del terreno, que los vanos de las líneas sean muy largos o queden a alturas considerables de la superficie del suelo o cuando se construyan líneas aéreas en lugares de tránsito aéreo de baja altura (avionetas o helicópteros), los conductores deberán tener señalizaciones adecuadas para hacerlos visibles.

2.2.3. Consideraciones en el diseño de líneas de transmisión

El diseño del aislamiento de las líneas de transmisión aéreas deberá garantizar que se evitarán saltos de arco eléctrico en condiciones de operación, sobretensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia o acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos de una manera

natural. Podrán ser de porcelana, vidrio u otro material que tenga características mecánicas y eléctricas equivalentes o superiores debido a las cargas máximas de viento, sobre abuso mecánico, descargas electro-atmosféricas, arcos de energía; sin exceder los siguientes porcentajes de su resistencia mecánica a la ruptura:

- Cantilever 40 %
- Compresión 50 %
- Tensión 50 %

En zonas donde las descargas atmosféricas son severas o existen condiciones de contaminación atmosférica alta u otra condición de contaminación desfavorable, deben usarse aisladores con tensiones de flameo en seco adecuadas a esas condiciones de acuerdo con las normas ANSI C29.

Los aisladores de suspensión deberán ser de 10" x 5 3/4". Clase 52-3 ANSI tipo socket, para 20 000 lbs, con una distancia de fuga de 11,5", arqueado en seco de 7 3/4".

Cadena de suspensión: 52-3 ANSI, LAPP 8200, número de aisladores: 6 discos, dimensiones: 254 mm x 146 mm, peso 11,5 libras. Esfuerzo electromecánico 20 000 libras. Longitud de la cadena 0,8508 m, distancia de fuga 292 mm, resistencia de impacto 60 pulg/lb.

Cadena de ángulo (remate) 52-3 ANSI, LAPP 8200, número de aisladores: 2x7 discos, dimensiones: 254 mm x 146 mm, peso 11,5 libras. Esfuerzo electromecánico 20 000 libras, longitud de la cadena 0,9926 m, distancia de fuga 292 mm, resistencia de impacto 60 pulg/lb.

2.3. Norma técnica de calidad del servicio de transporte y sanciones (NTCSTS)

Toda empresa de transporte deberá informar a la CNEE y al AMM de todas perturbaciones que afecten la operación normal de sus instalaciones, identificando las posibles fuentes, aportando la evidencia correspondiente.

Se presenta una parte del informe presentado a la CNEE y al AMM, por parte del INDE en relación a la línea Ruidosa – Mayuelas de 69 kV.

Figura 15. Informe de falla de la línea de transmisión 69kV Mayuelas - La Ruidosa



INFORME LÍNEAS DE TRANSMISIÓN S.O. 29-04-2015
CAUSA DE FUERZA MAYOR

1. TABLA DE DATOS

1	Instalación	Línea 69 KV La Ruidosa – Mayuelas					
2	Fecha del evento	Miércoles 29/04/2015					
3	Fecha de elaboración del Reporte	Jueves 30/04/2015					
4	Fecha y hora de Desconexión	29/04/15, 18:43horas. (según Reporte Diario del Jefe de Turno)					
5	Fecha y hora de Conexión	29/04/15, 18:44horas. (según Reporte Diario del Jefe de Turno)					
6	Tiempo indisponibilidad	00 horas 01 minutos					
7	Equipo afectado	Línea de transmisión 69 KV La Ruidosa - Mayuelas					
8	Campo	Campo de salida a 69 KV a La Ruidosa en la subestación Mayuelas					
9	Registro de Operación de Equipos	A las 18:43 horas se produce apertura del interruptor de la salida hacia La Ruidosa en la subestación Mayuelas, marcando en Mayuelas relevador SEL 311C una distancia 63.19km registrando la falla entre la fase CG, en zona 2.					
10	Causa	Cercano a la estructura No. 340 (tipo I), una ave hizo contacto con una fase de la línea de transmisión.					
11	Acciones y resultados	Personal de líneas de transmisión, específicamente la cuadrilla H-19, procedió a realizar la inspección pedestre por emergencia, el día 30-04-2015; ave muerta por electrocutamiento por contacto con la fase C, en la estructura No. 340.					
12	Coordenadas estructuras afectadas	Estructura	Zona	Coordenada Este		Coordenada Norte	
		340	16P	293462	UTM	1709434	
13	Conclusión	Por la naturaleza de la causa de la falla, se solicita que sea considerada por FUERZA MAYOR.					
14	Distancia real al punto de falla desde el nodo final	12.36 Km hacia La Ruidosa					
15	Distancia real al punto de falla desde el nodo inicial	65.96 Km hacia Mayuelas					
16	Instalaciones afectadas	Campo de salida a 69 KV a la Ruidosa en la subestación Mayuelas					
16	Agentes Afectados	Ninguno.					
17	Potencia interrumpida	Ninguna.					

Fuente: INDE-ETCEE. Sección Oriental Chiquimula 2015.

Figura 16. **Fotografías presentadas en el informe de fallas línea 69 kV
Mayuelas – La Ruidosa**



2. FOTOGRAFÍAS TOMADAS DURANTE LA SUPERVISIÓN

Fotografía No. 1



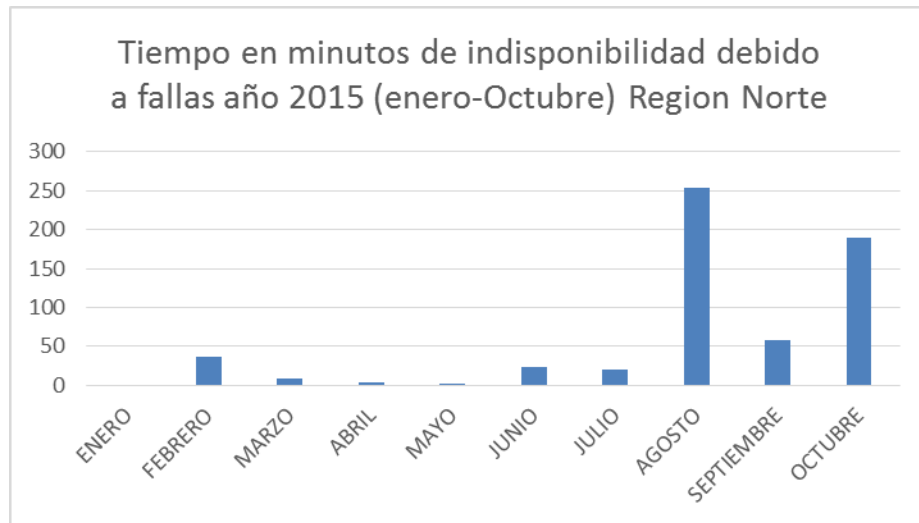
Fotografía No. 2



Fuente: línea 69 kV, Mayuelas – La Ruidosa.

La empresa de transporte deberá evaluar la calidad de sus instalaciones en función de la indisponibilidad en minutos debido a fallas, el número de salidas o indisponibilidades forzadas.

Figura 17. **Gráfica tiempo de indisponibilidad versus meses del año**

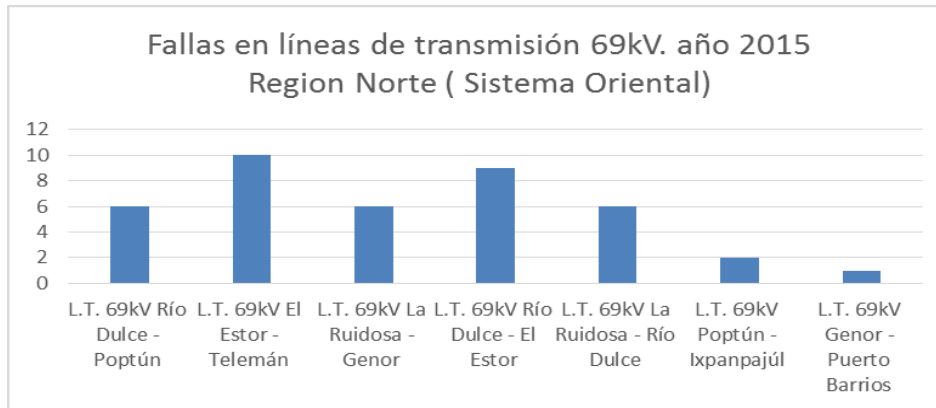


Fuente: INDE-ETCEE. Región Norte Sistema Oriental 2015.

Se considera indisponibilidad toda circunstancia o falla que impida la circulación de flujo eléctrico a los participantes del sistema de transporte, incluyendo la indisponibilidad forzada de la línea, la indisponibilidad programada y las desconexiones automáticas. Para efectos de estas normas no serán consideradas las indisponibilidades relacionadas con causas de fuerza mayor debidamente comprobadas y calificadas por la comisión.

Se denomina causa de fuerza mayor cuando la falla no es provocada por desperfectos en las instalaciones: es provocada por daños de terceras personas, aves y descargas atmosféricas.

Figura 18. **Gráfica, número de fallas que ocurrieron en líneas de transmisión de 69 kV Región Norte**



Fuente: INDE-ETCEE. Región Norte Sistema Oriental 2015.

Las empresas transportistas deberán elaborar para informar a la CNEE y el AMM un indicador con los índices de mantenimiento que realizan durante el año. En la tabla XII se presentan los resultados de los indicadores acerca de los mantenimientos programados respecto a los ejecutados durante el año 2015 por parte del INDE en el Sistema Oriental de Guatemala.

Tabla XII. **Indicadores de mantenimientos año 2015**

Indicador -					
Responsable	Jefe Sistema Oriental				
Resultados del Indicador					
Fecha	Mantenimiento ejecutado	Mantenimiento programado	Resultado	Porcentaje	Resultado Cualitativo
Enero	13	14	93	%	Excelente
Febrero	12	19	63	%	Malo
Marzo	14	17	82	%	Bueno
Abril	7	11	64	%	Malo
Mayo	12	16	75	%	Malo
Junio	12	14	86	%	Bueno
Julio	12	16	75	%	Malo
Agosto	16	19	84	%	Bueno
Septiembre	4	10	40	%	Malo
Octubre	9	13	69	%	Malo
Noviembre	10	10	100	%	Excelente
Diciembre	3	5	60	%	Malo

Fuente: INDE-ETCEE. Sistema Oriental. 2015.

Se considera un índice de mantenimiento malo cuando el porcentaje es de 0 a 79, regular de 80 a 89 y excelente de 90 a 100.

La indisponibilidad forzada es cuando puede ocurrir u ocurre una falla por causa de desperfecto de los elementos de la línea de transmisión, la calidad del servicio técnico del transportista respecto de la indisponibilidad forzada de líneas de transmisión. La tolerancia de la indisponibilidad forzada para una línea de transmisión de 69 kilo voltios es 3 o 300 minutos en el año. Si una línea de transmisión supera la tolerancia correspondiente a la tasa de indisponibilidad o a la duración total de indisponibilidad forzada, se le impondrá una sanción económica por parte del AMM.

2.4. Norma de derecho de vía, Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Esta norma tiene como objetivo determinar, obtener y conservar el derecho de vía que se requiere para el adecuado diseño, construcción, operación y mantenimiento de las líneas de transmisión aéreas.

Se debe disponer del área por debajo de la línea de transmisión, para que permita su adecuada operación con la máxima confiabilidad; la menor cantidad de indisponibilidades, en beneficio del servicio, facilita su inspección y mantenimiento.

Dentro del derecho de vía no deben existir obstáculos ni construcciones de ninguna naturaleza. Se pueden aceptar áreas verdes, cuyos cultivos no rebasen los 2 metros de altura y estacionamientos con previa autorización técnica-jurídica.

En Guatemala se dificulta el cumplimiento de dicha norma debido a que cuando fue construida la línea de transmisión no se realizó un documento

donde el propietario del terreno donde fue colocada la estructura o por donde pasa la línea de transmisión se comprometiera a respetar el derecho de vía. En los lugares donde no se respete el ancho del derecho de vía o no se permita el acceso al inmueble, se deberán hacer las gestiones pertinentes para poder negociar con el propietario, a efecto de garantizar el adecuado mantenimiento.

Figura 19. **Siembra de palma africana debajo de la línea de transmisión**



Fuente: línea 69 kV El Estor – Telemán.

El ancho del derecho de vía varía dependiendo si la línea de transmisión se encuentra en zona urbana o en zona rural; así como por el tipo de estructura.

Tabla XIII. **Ancho de derecho de vía, línea de transmisión de 69 kV**

Tensión nominal entre fases	Número de circuitos	Tipo de estructura	Ancho de derecho de vía zona urbana (m)	Ancho de derecho de vía zona rural (m)
69kV	1	H	20	20
69kV	1	1 poste	10	10
69kV	1	2 y 3 postes	20	25

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. *Derecho de vía*. Mexico. p. 8.

3. TIPOS DE MANTENIMIENTO EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV

Todo tipo de mantenimiento en una línea de transmisión tiene como función primordial garantizar la continuidad del servicio, basados en mecanismos específicos que aseguren el buen funcionamiento de los equipos.

Por ser el mantenimiento una actividad dinámica y que las fallas ocurren al azar debido a una gran cantidad de variables, nada es predecible fácilmente. Por esa razón, la dinámica de esta actividad puede ser controlada por un sistema de mantenimiento planificado.

“El mantenimiento se puede definir como un conjunto de acciones para lograr los objetivos trazados por la alta dirección de la empresa con la finalidad de asegurar la conservación y buen funcionamiento de las instalaciones y los equipos”¹

3.1. Mantenimiento predictivo en líneas de transmisión de 69 kilo voltios

El mantenimiento predictivo en una línea de transmisión consiste en comparar los parámetros de funcionamiento lo cual permitirá detectar una falla antes de que ocurra y se convierta en una consecuencia grave. Se deberá estudiar temporalmente los parámetros y asociarlos con las fallas para poder determinar cuánto tiempo la falla tendrá una gran importancia. Se deberá programar y ejecutar las correcciones de manera pronta y oportuna para evitar las salidas forzadas o sanciones por parte de la CNEE.

¹ Moreno y Casanova. *Diseño de protocolo de mantenimientos para líneas de transmisión basado en normas ISO y procedimiento de análisis de riesgo de trabajo*. Venezuela. p.41

Los parámetros se pueden analizar en forma periódica o continua según diversos factores: tipo de sistema, tipo de falla a diagnosticar y tipo de inversión que se desea realizar.

Una de las ventajas del mantenimiento predictivo es la reducción del tiempo de trabajo. Si se programa el día del mantenimiento bajo condiciones controladas, se tiene el tiempo necesario para poder comprar equipo o materiales; permite, además, tener un historial de fallas y acciones tomadas para corregirlas; también, permite un análisis estadístico del sistema.

El mantenimiento predictivo comprende las siguientes actividades:

3.1.1. Análisis de parámetros

Los parámetros que se analizan son: voltaje, potencia transportada, desbalance de corriente entre fases. La información se obtiene por medio de relés de protección que se encuentran conectados a medidores de corriente y voltaje (CTs y PTs). Los datos se pueden transferir por medio de un software a una computadora para su análisis como se muestra en la figura No. 18.

Figura 20. **Descarga de los parámetros de una línea de transmisión de 69 kV**



Fuente: subestación eléctrica 69 kV, La Ruidosa.

Si el voltaje no es 69 kV, se deberá corregir el voltaje en el transformador que se encuentra en la subestación de donde proviene la energía eléctrica.

Los conductores de la línea de transmisión soportan una potencia máxima la cual no deberá ser superada; por esta razón se deberá monitorear la variación en la carga. Si la carga va en crecimiento y se hace una proyección según la cual en cierto tiempo la potencia demandada excederá la potencia máxima del conductor, entonces se deberá hacer un estudio para repotenciar la línea ya sea elevando el voltaje a 138 kilo voltios, lo que implica cambio en los elementos de la línea: aislamiento, conductores, cambio de algunas estructuras; o también se puede analizar la posibilidad de poner dos conductores por fase.

3.1.2. Inspección integral de la línea de transmisión

La inspección integral de una línea de transmisión es la que se debe realizar una vez al año. Se basa en la observación directa y fotográfica para la obtención de información correspondiente al estado de las estructuras, aisladores, conductores, herrajes, entre otros componentes. Las fotografías deberán ser entregadas a las personas expertas para poder discutir sobre el daño y la forma de solucionarlo. El grupo de personas que realice la inspección deberá subirse a los postes con la línea energizada para poder observar de cerca los componentes.

Figura 21. Inspección integral



Fuente: línea 69 kV, La Ruidosa – Genor.

3.1.3. Detección de puntos calientes

Se pueden detectar puntos calientes con una cámara de termografía que tenga un alcance mayor a los 20 metros, debido a la altura de los postes. Comúnmente una cámara de termografía no posee dicho alcance por lo que necesita un lente para aumentar el alcance.

La termografía permite conocer si existe una diferencia de temperatura considerable en los conductores o componente de la línea de transmisión: conexiones de compresión, empalmes de conductores y preformados en el hilo de guarda. Se deberá realizar una vez en el año debido a que con el viento y el tiempo, tienden a aflojarse, lo que ocasiona calentamiento, pérdidas eléctricas y mecánicas.

3.1.4. Medición de puestas a tierra

La medición de puestas a tierra de los postes se deberá realizar a través de un telurómetro utilizando el método del 62 %.

El telurómetro es el equipo más preciso para medir las puestas a tierra aunque es impráctico en lugares montañosos o de difícil acceso. La resistencia en la puesta a tierra no deberá superar los 6 ohmios.

3.2. Mantenimiento preventivo en líneas de transmisión de 69 kilo voltios

El mantenimiento preventivo como su nombre lo indica previene las posibles fallas y evita el mantenimiento correctivo o salida forzada. Consiste en actividades programadas de inspección, ajuste, reparación, análisis y limpieza que deben llevarse a cabo en forma periódica con el fin de aumentar la vida útil teórica de los elementos de la línea de transmisión para poder prestar un servicio de calidad y evitar sanciones económicas por parte de la CNEE.

El mantenimiento preventivo comienza con una inspección pedestre y finaliza con la realización del mantenimiento. Si se realiza una adecuada planificación, se logrará una disminución en el número de fallas, costos de reparaciones, detección de puntos más débiles en las instalaciones, así como el número de mantenimientos correctivos.

El mantenimiento preventivo en una línea de transmisión de 69 kilo voltios se puede realizar con la línea de transmisión energizada o desenergizada. Sin embargo, la mayor parte del mantenimiento preventivo se realiza desenergizada la línea de transmisión debido a que se programa la fecha y hora para su

apertura y cierre lo cual evitará que la indisponibilidad sea por una falla o de forma forzada para evitar sanciones económicas.

El mantenimiento preventivo está compuesto de un conjunto de actividades previamente programadas: inspecciones pedestres, remplazo de aisladores, limpieza de aisladores, cambio de tornillos, poda de vegetación y tala de árboles, patrullaje aéreo, cambio de postes en riesgo, derecho de servidumbre.

3.2.1. Inspección pedestre

Se denomina inspección pedestre cuando un grupo de personas integrantes en cuadrillas realiza una caminata por debajo de toda la línea de transmisión de 69 kV para observar si algún elemento o componente de la línea de transmisión se encuentra dañando o detectar posibles estructuras en riesgo debido a desastres naturales; además, deberá vigilar el estado de la vegetación que se encuentra debajo de los conductores y velar por que se respete el derecho de vía o derecho de servidumbre.

La inspección pedestre en el mantenimiento preventivo no es tan minuciosa como la mencionada en el mantenimiento predictivo. Se realiza con base en observación y fotografías. Se recomienda realizarla por lo menos cada 4 meses. Se deberá presentar un informe del estado en que se encuentran las estructuras así como los lugares donde se necesita talar árboles y poda de vegetación.

3.2.2. Poda de vegetación

La poda de vegetación es producto de la inspección pedestre y la planificación. Se poda toda vegetación que se encuentre por debajo de la línea de transmisión, eso si el dueño del terreno autoriza. La frecuencia con que se realice el mantenimiento dependerá del informe presentado por el personal que realizó la inspección pedestre.

La poda de vegetación por lo regular se realiza con la línea de transmisión energizada. Cuando uno o varios árboles se encuentran muy cerca de los conductores se solicitará la desenergización y se deberá acoplar la fecha con la de otro mantenimiento que se realice en dicha línea.

3.2.3. Patrullaje aéreo

El ingeniero encargado de los mantenimientos a la línea de transmisión de 69 kilo voltios deberá supervisar los trabajos realizados por el personal. Si realiza una inspección pedestre, como la realizan las cuadrillas, le tomaría mucho tiempo debido a que son grandes distancias que se deben de recorrer y de difícil acceso. Por eso es necesario planificar una inspección aérea durante el año. Así se tendrá mayor control sobre los mantenimientos realizados por las cuadrillas y se podrán visualizar las áreas donde no se permite el acceso al personal y las zonas montañosas de difícil acceso.

3.2.4. Cambio de aisladores

El cambio de aisladores es producto de las inspecciones pedestres cuando se observa si los aisladores se encuentran quebrados o con algún desperfecto. Si el aislador dañado es de polímero se deberá remplazar todo el

aislador; si el aislador es de vidrio o porcelana se puede cambiar solo el aislador dañado de la cadena que está compuesta de 6 aisladores.

Los aisladores se pueden dañar debido a descargas electro-atmosféricas, daños ocasionados por terceras personas al lanzarles objetos, debido a la lana o suciedad que se forma en la parte externa lo que provoca que se rompa la rigidez dieléctrica del aislador por lo que tiende a perforarse debido al arco eléctrico que se genera.

Algunas compañías encargadas del mantenimiento de las líneas de transmisión prefieren utilizar aisladores de polímero debido a que no necesitan de mucho mantenimiento, pero se dificulta saber cuándo se encuentra dañado. Otras compañías prefieren las cadenas de aisladores de vidrio debido a que cuando se llega a dañar un aislador este tiende a estallar y es más fácil de detectar una posible falla. Otras compañías prefieren las cadenas de aisladores de porcelana debido a que son más económicos. El cambio de un aislador se puede hacer con la línea de transmisión energizada o desenergizada.

3.2.5. Cambio de cruceros y tornillería

Se denomina crucero a la barra de hierro que se coloca en la parte superior de los dos o tres postes para formar una estructura del tipo horizontal y es el encargado de sujetar los aisladores. La tornillería se refiere a los tornillos que se utilizan para fijar el crucero a los postes. Cuando se realiza una inspección pedestre se podrá ver el estado en que se encuentra el crucero. Los tornillos no se podrán ver a simple vista, es necesario que el personal se suba al poste y los retire para saber con exactitud su estado.

El cambio de crucero y tornillería es producto del nivel de oxidación. En promedio el tiempo de vida útil de los cruceros es de 30 años, aunque difiere según el lugar donde se encuentren ubicado; por ejemplo, en las cercanías a las costas se deteriora rápidamente el metal debido al salitre, este mantenimiento se deberá realizar con la línea de transmisión desenergizada.

Figura 22. **Cambio de crucero y tornillería**



Fuente: línea 69 kV, La Ruidosa – Genor.

3.2.6. Estructuras en riesgo

Las estructuras en riesgo se pueden encontrar cuando se realiza una inspección pedestre de la línea de transmisión. Cuando se detecta una estructura en riesgo se debe planificar la solución factible y actuar con rapidez para evitar que ocurra una falla. Una estructura puede estar en riesgo debido a las condiciones climáticas, desastres naturales, deslave, por terceras personas que escavan en su terreno o por la construcción de nuevas carreteras. A continuación se presentan ejemplos:

Figura 23. **Estructura en riesgo desastre natural**



Fuente: línea 69kV, Río Dulce – El Estor (Río Sumach)

Figura 24. **Estructura en riesgo deslave**



Fuente: línea 69kV, Genor – Puerto Barrios.

Figura 25. **Estructura en riesgo por construcción de carretera**



Fuente: línea 69 kV, La Vega – Guatemala Sur.

3.3. Mantenimiento correctivo en líneas de transmisión de 69 kilo voltios

El mantenimiento correctivo comienza cuando ocurre una falla y termina cuando se corrige, no es planificado. Las acciones no generan cambios funcionales, deberán ejecutarse los trabajos necesarios para corregir la falla en el menor tiempo posible. Una falla puede provocar que la indisponibilidad de la línea de transmisión sea momentánea o de tiempo indefinido

El mantenimiento correctivo no solo es producto de una mala planificación en el mantenimiento preventivo o predictivo, sino también influyen las condiciones climatológicas adversas como desastres naturales: huracanes, ciclones, tormentas eléctricas, inundaciones, deslaves, terremotos, accidentes de tránsito y daños provocados por terceras personas.

La empresa que tiene a su cargo el mantenimiento de la línea de transmisión deberá tener a todo su personal capacitado y disponible las 24 horas del día, así como contar con materiales y equipos en bodega para poder

responder ante cualquier emergencia. Deberá eliminar la falla en el menor tiempo posible ya que al transportista le cobrará una sanción por el tiempo de indisponibilidad de la línea de transmisión. En la mayoría de los casos la línea de transmisión se encuentra desenergizada, en las siguientes figuras se muestra al personal de una empresa encargada del mantenimiento correctivo.

Figura 26. Daño en el herraje que sujeta el conductor con los aisladores



Fuente: línea 69kV, Genor – Puerto Barrios.

Figura 27. **Daño en el conductor**



Fuente: línea 69kV, El Estor – Telemán.

Figura 28. **Árbol cortado cae sobre la línea de transmisión**



Fuente: línea 69kV, La Ruidosa – Río Dulce.

4. PROCEDIMIENTO Y MANIOBRAS PARA MANTENIMIENTOS EN LINEAS DE TRANSMISIÓN

Antes de realizar alguna maniobra todo el personal que integra las cuadrillas tiene que haber sido capacitado con anterioridad y debe conocer a profundidad todo el equipo que se utilizará durante la maniobra a realizarse.

Para cualquier maniobra el personal deberá contar con el equipo de seguridad personal:

- Casco
- Guantes
- Lentes
- Zapatos con punta de policarbonato (punta no conductora)

A todos los integrantes de la cuadrilla les está estrictamente prohibido subir a cualquier estructura a realizar cualquier tipo de mantenimiento con:

- Abrigo
- Ropa impermeable
- Cadenas o medallas en el cuello
- Llaveros
- Relojes de pulso
- Pulseras o esclavas
- Sortijas o anillos en las manos

Tampoco deberán:

- Fumar.
- Comer, mascar chicle o tabaco.
- Ingerir bebidas alcohólicas.
- Subirá a la estructura sin capacitación previa.
- Todos lo linieros serán vigilados por el encargado durante el ascenso, la realización de la maniobra y el descenso de la estructura.
- Se deberá revisar el estado del equipo antes de comenzar el mantenimiento.

El encargado de maniobras deberá conocer:

- El equipo completo para trabajos por sus nombres normados
- Su uso, manejo y aplicación
- Sus pruebas, limitaciones y cuidados
- Maniobras a realizar
- Las distancias mínimas de seguridad requeridas
- La administración de los primeros auxilios
- Los riesgos que significa realizar la maniobra
- Calma y seguridad en la realización de la maniobra

Para realizar cualquier maniobra donde se manipularán los cables o aisladores o existe la necesidad de desenergizar la línea de transmisión, se debe tener contacto telefónico o de radio entre el lugar de trabajo y los operadores de subestaciones que alimentan la línea de transmisión en la que se va a realizar el mantenimiento. Además, en la estación de enlace (centro de

control) el teléfono o radio deberá permanecer encendido desde el comienzo de la maniobra hasta el final.

4.1. Poda de vegetación y brecha

Los trabajos de poda de vegetación y brecha se realizan con la línea de transmisión energizada. Se solicita la desenergización de la línea de transmisión únicamente cuando el árbol supera la altura de los cables, y existe la posibilidad de que las ramas caigan sobre los conductores.

Para la realización de este mantenimiento es necesario contar con el siguiente equipo:

- Equipo de seguridad personal
- Machete
- Limas
- Escalera
- Lazo de polipropileno
- Motosierra de mano
- Motosierra telescópica
- Pértiga

Si el árbol se encuentra por debajo de la línea de transmisión de 69 kV, se deberá cortar el árbol lo más abajo posible, si el dueño del terreno lo permite. Existen lugares donde se deberán podar los árboles. El árbol no se deberá de redondear o darle alguna forma ya que llevaría más tiempo y dificultad. La pértiga sirve para separar las ramas delgadas que se encuentran cercanas al conductor sin necesidad de agarrar la rama con las manos.

Si un cerco en un terreno se encuentra por debajo de la línea de transmisión de 69 kV, la empresa encargada del mantenimiento será la encargada de podar todo el cerco a una misma altura. Deberían de recoger todas las ramas cortadas y dejarlas donde les indique el dueño del terreno, debido a que pueden ser utilizadas para hacer otro cerco. La figura 29 presenta el antes y el después de la poda.

Figura 29. Ejemplo de poda de vegetación de un cerco

Antes

después



Fuente: línea 69 kV, La Ruidosa – Río Dulce.

Si el árbol se encuentra a un costado de la línea de transmisión y sobrepasa la altura de los conductores, se deberá solicitar la desenergización de la línea de transmisión debido al riesgo que existe de la caída de una de las ramas lo cual provocaría un accidente para lo cual se deberá de planificar y realizar la solicitud ante el AMM.

Con la autorización correspondiente se procede a desenergizar la línea de transmisión: luego los linieros comienzan la subida al árbol: después, se cortará de arriba hacia abajo para lo cual el personal deberá utilizar lazos que se

deberán amarrar a la rama antes de que se comience a realizar el corte para poder controlar el descenso de la rama cortada,

Dos de los lazos deberán amarrarse al tronco del árbol y pasarlos por horquetas en la parte superior. Uno de los lazos se amarrará en la punta de la rama y el otro se colocará cerca del poste lo cual evitará que se caiga o que golpee a la persona que corta. El tercer lazo será la guía para poder manipular la rama por el personal, como se observa en la figura 28; luego se procede a realizar el corte en la parte inferior de la rama a unos 25 a 30 cm del tronco para que la persona que esté cortando pueda apoyar el pie. Después se tendrá que cortar el tronco. Se puede utilizar machete pero es aconsejable utilizar motosierra de mano.

Figura 30. **Como colocar los lazos para cortar una rama grande**



Fuente: CHANCE. *Manual para el mantenimiento de líneas vivas*. p. 10

Si hay que cortar ramas pequeñas y no se corre peligro de caer en los conductores no es necesario el uso de lazos. Se pueden cortar con machete en lugares de difícil acceso o motosierra telescópica para reducir el tiempo de trabajo.

Cuando se hace brecha es para mantener el derecho de vía que es de 25 metros de ancho, se deberán talar todos los árboles y arbustos. Para realizarlo se utilizan machetes. En la figura 29 se observa la realización de brecha en una línea de transmisión de 69 kV.

Figura 31. **Brecha en una línea de transmisión de 69kV.**



Fuente: línea 69 kV, Genor – Puerto Barrios.

En caso de que la piel se esté en contacto con plantas venenosas es aconsejable lavarse con jabón y en lo posible con agua caliente. Otro método es lavarse con alcohol. Si se usa alcohol, posteriormente hay que quitarlo con agua limpia. No deben usarse cepillos porque pueden irritar la piel.

4.2. Inspección pedestre

La inspección pedestre consiste en que el personal de una o varias cuadrillas recorra toda la línea de transmisión, para lo cual solo necesitarán del equipo de protección personal, machetes y limas. Deberán visualizar cada una de las estructuras en búsqueda de: posibles desperfectos, saqueos de pobladores a las estructuras, tamaño de la vegetación, así como las plantas que se enredan en las retenidas y pueden llegar al aislador fácilmente como se muestra en la figura 30. El encargado de la cuadrilla deberá presentar un informe a su superior, el estado de cada estructura, los tramos de la línea de transmisión en que es necesario la poda de vegetación, y las estructuras donde exista conflicto con el dueño del terreno.

Figura 32. **Fotografía tomada durante una inspección pedestre**



Fuente: línea 69 kV, Poptún – Ixpanpajúl.

4.3. Cambio de aisladores

Cuando se realiza el mantenimiento de cambio de aisladores se puede hacer con la línea de transmisión desenergizada o energizada.

4.3.1. Cambio de aisladores con la línea de transmisión desenergizada

El mantenimiento deberá de planificarse debido a que se desenergizará la línea de transmisión. Con la autorización correspondiente, el encargado del mantenimiento deberá tener contacto vía telefónica o por radio con el centro de control y con los operadores de las subestaciones en los extremos de la línea de transmisión.

Para la realización de las maniobras en el cambio de aislador con la línea desenergizada los linieros necesitarán el siguiente equipo:

- Equipo de protección personal
- Juego de tierras
- Juego de lazos de polipropileno
- Saca-chavetas
- Pértiga de soporte de conductor
- Horquilla para silleta para pértiga de soporte

Los linieros deben subirse al poste y colocar el juego de cables a tierra. Se engancha un extremo al conductor y el otro a la bajada a tierra de la estructura que exista, de no existir se deberá conectar al cable de guarda.

Como la línea de transmisión se encuentra desenergizada, con un lazo se sujeta el conductor a la estructura o bien se puede sujetar el conductor con una pértiga de soporte de conductor para lo cual se necesita de una horquilla para silleta para pértiga de soporte que se coloca en el poste y el cual servirá de soporte para la pértiga.

Con un saca-chavetas se remueve la chaveta instalada en la calavera de la grapa del conductor, con la mano se sujeta la cadena de aisladores. En una posición vertical se amarra con un lazo y se procede a remover la cadena de aisladores de la estructura; luego se baja a tierra para que se le cambien los aisladores defectuosos.

Figura 33. **Aisladores defectuosos y los otros se encuentran sucios**



Fuente: línea 69 kV, Chisec – Playa Grande.

En la tierra se cambian los aisladores dañados y se limpian los que no se van a cambiar con agua y detergente. Se eleva nuevamente la cadena y se fija en su lugar en el poste. Se coloca la cadena de aisladores horizontalmente para

unirla a la grapa del conductor y se coloca la chaveta en la calavera de la cadena de aisladores.

Figura 34. Cambio de aisladores en línea des-energizada



Fuente: línea 69 kV, El Estor – Oxec.

Se retira el lazo o la pértiga de soporte que sostuvo el conductor durante el mantenimiento.

Al finalizar, los linieros deben bajarse de la estructura. El encargado del mantenimiento se deberá comunicar con el centro de control para informar de la finalización del mantenimiento y solicitar que se energice nuevamente la línea de transmisión.

4.3.2. Cambio de aisladores con la línea de transmisión energizada 69 kV

Para la realización de las maniobras en el cambio de aisladores en líneas energizadas los linieros deberán contar con el siguiente equipo:

- Equipo de protección personal
- Pértiga universal
- Tensor de bastidor de dos postes
- Lazo de polipropileno (no conductor)
- Yugo de gancho en escuadra
- Cama para aisladores
- Saca-chavetas
- Escuadra ajustadora de herrajes
- Garrucha
- Herramienta de tipo universal

El encargado del mantenimiento deberá tener comunicación con el centro de control por cualquier accidente que ocurriera para que puedan des-energizar la línea de transmisión en caso fuera necesario.

Para cada cadena de aisladores se deberá realizar el mismo procedimiento: tres linieros se suben al poste, instalan el tensor de bastidor calculando la distancia entre el conductor y la parte superior del poste y deslizan un yugo de gancho en escuadra por dentro de los dos postes aislados del tensor de bastidor hasta la posición deseada. Deben asegurarse de que este yugo ha quedado bien cerrado sobre las ranuras o muescas de cada uno de los dos postes del tensor de bastidor.

Se retiran los tornillos de ojo, se desengancha el yugo posterior de los postes de tensor de bastidor y se instala justamente por encima del tornillo que soporta la cadena de aisladores

Se instala sobre el conductor el yugo de gancho en escuadra y se engancha al yugo posterior a los dos postes del tensor de bastidor. Hay que asegurarse que la instalación de los tornillos de ojo sobre el yugo posterior ha quedado correcta para luego poder tomar la tensión del conductor con el tensor de bastidor, apretar los tornillos de ojo en la abrazadera ajustable para sujetar el conductor.

Figura 35. **Instalación del yugo trasero del bastidor doble**



Fuente: línea 69kV, Cobán – Chisec.

Con un lazo se procede a amarrar la cama para la cadena de aisladores, al poste. Por debajo del lugar de la cadena de aisladores se fija al poste. Se instalan dos silletas a cada lado del poste y en posición para soportar los

bastones con los cuales se levantará y bajará la cadena de aisladores. La silleta debe estar equipada con abrazaderas de 3,81 cm.

Se procede a instalar un bastón elevador de 3,81 cm en cada lado del eslabón de refuerzo de la cama y se sitúan los bastones dentro de las abrazaderas de las silletas.

Se ajustan las tuercas del yugo posterior del tensor de bastidor hasta que la tensión del conductor haya quedado relevada de la cadena de aisladores. Con la saca chaveta instalada en una pértiga universal, se remueve parcialmente la chaveta instalada en la calavera de la grapa del conductor y con una escuadra ajustadora de herrajes se quita la grapa del último aislador de la cadena.

Figura 36. **Remoción de la chaveta**

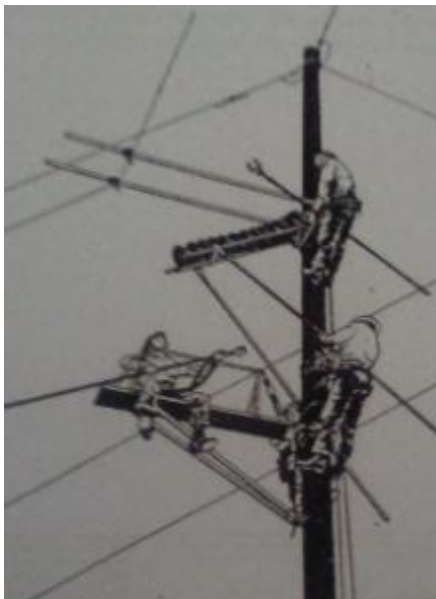


Fuente: CHANCE. *Manual de mantenimiento de líneas vivas*. p. 56

Agarrados firmemente los bastidores que soportan la cama, se aflojan las abrazaderas en la silleta y se baja la cadena de aisladores hasta que tome una posición vertical. Si el aislador dañado es el último de la cadena, resulta más práctico sustituirlo sin bajar la cadena completa a tierra; pero si hay necesidad de cambiar varios aisladores, se procede a bajar la cadena de aisladores con una garrucha.

Después de cambiar los aisladores dañados se eleva nuevamente la cadena y se fija en su lugar en el poste. Se acomoda la cadena de aisladores dentro de la cama y se eleva a una posición horizontal conveniente para unirla a la grapa del conductor; cuando se haya obtenido esta posición, se aprietan los bastones que soportan la cama.

Figura 37. **Descenso de la cadena de aisladores para reparación**



Fuente: CHANCE. *Manual de mantenimiento de líneas vivas*. p. 58

Para colocar el conductor a la cadena de aisladores, con una escuadra ajustadora de herrajes instalada en la pértiga universal, se engancha la bola del aislador a la calavera de la grapa, con el dorso de la escuadra ajustadora de herrajes se termina de introducir la chaveta en la calavera de la grapa.

Para retirar la cama de aisladores se aflojan las abrazaderas y se baja la cama a una posición vertical. Se retiran los bastones, las silletas y la cama, y se les baja a tierra. Para retirar el tensor de bastidor, tiene que hacerse que la cadena de aisladores retome la tensión mecánica del conductor, aflojando las tuercas del yugo posterior del tensor de bastidor se comienza a retirar el tensor de bastidor en la forma que ha sido descrita anteriormente. Se afloja la tira que sostiene la parte superior del yugo al poste, se desengancha la cadena del sujetador que se fija al poste y se procede a bajar todo el equipo a tierra; los linieros proceden a descender de la estructura.

4.4. Cambio de crucero

El cambio de un crucero, se realiza con la línea de transmisión desenergizada. El encargado del mantenimiento deberá mantener constante comunicación telefónica con los operadores de las dos subestaciones adyacentes así como con el centro de control al inicio, durante y al terminar el mantenimiento.

Para la realización del mantenimiento se necesita de por lo menos tres cuadrillas de cinco linieros cada una, debido al peso que presenta el crucero. Para la realización del mantenimiento deberán de contar con el siguiente equipo:

- Equipo de protección personal

- Dos juegos de cables a tierra
- Una garrucha
- Tres juegos de copas raíz de ½”
- Tres juegos de llaves de cola
- Saca-chavetas
- Varios lazos de polipropileno
- Dos poleas con gancho para colgar

Se suben dos 2 linieros en cada poste; se coloca el juego de cables a tierra en los tres conductores hacia una bajada a tierra; se deberá sujetar con un lazo una garrucha por encima de la altura del crucero y la otra del extremo al crucero. Esta maniobra se realiza únicamente en el poste de en medio, el lazo de la garrucha deberá ser lo suficientemente largo como para que los linieros que se encuentren en tierra puedan bajar el crucero lentamente. En los postes de los extremos se deberá amarrar una polea con gancho de carnicería; con dos lazos se amarran en los extremo del crucero, deberá de pasar a través de la polea y llegar hasta tierra donde se deberá sujetar a un árbol o roca que se encuentre cerca.

Figura 38. **Removiendo la tornillería del crucero**



Fuente: línea 69 kV, Panaluya – Mayuelas.

Se procede a retirar los conductores que se encuentran sostenidos por los aisladores que se encuentran en el crucero (no son los aisladores que mantienen la tensión mecánica), para lo cual se necesita un saca-chavetas, se remueve la chaveta instalada en la calavera de la grapa del conductor y se retiran los aisladores.

Se procede a retirar los tornillos que sujetan el crucero al poste, con ayuda del juego de copas. Una vez retirados los tornillos, los linieros que se encuentran en tierra deberán jalar uno de los lazos de los extremos, de manera que se levante un extremo; del otro lado los linieros deben soltar el lazo de manera que baje hasta dejarlo en posición vertical.

Figura 39. Descenso del crucero de la estructura



Fuente: línea 69 kV, Panaluya – Mayuelas.

Una vez que se encuentra el crucero verticalmente, se procede a descender el crucero por medio de la garrucha, los linieros que se encuentran en el suelo son los encargados de bajarlo lentamente.

En el suelo se procede a amarrar el crucero nuevo de la misma forma en que se encontraba amarrado el que se bajó y se procede a subir el crucero

nuevo. Los linieros comienzan a jalar el lazo de la garrucha, conforme sube, otros linieros deben jalar el extremo contrario a donde se introduce el crucero para colocarlo de forma vertical. Un liniero será el encargado de mover el otro extremo para evitar que lastime a los conductores o a los mismos linieros que se encuentran arriba de la estructura.

Figura 40. **Ascenso del crucero a la estructura**



Fuente: línea 69 kV, Panaluya – Mayuelas.

Se procede a nivelar el crucero por medio de los lazos que se encuentran en los extremos. Con el juego de copas se colocan todos los tornillos para fijarlo a la estructura; luego se procede a remover los lazos, poleas y garrucha; por último, se fijan las tres cadenas de aisladores y el conductor.

Figura 41. **Instalación de conductores en los aisladores**



Fuente: línea 69 kV, Panaluya – Mayuelas.

Se remueve el juego de cables a tierra del conductor y se comienza a descender; luego que nadie esté en la estructura, se procede a dar aviso al centro de control para coordinar la energización de la línea de transmisión en conjunto con los operadores de las subestaciones adyacentes.

4.5. Cambio de puentes o empalme

Cuando un empalme se encuentra dañado genera disparos en la línea de transmisión lo que obliga a un cambio inmediato para lo cual el personal deberá utilizar el equipo siguiente:

- Equipo de protección personal
- Cortadora de cable 477 ACSR
- Empalmadora de compresión
- Empalme de compresión
- Juego de puestas a tierras
- Maneas
- Juego de copas
- Pértigas
- Voltímetro de proximidad de 4 000 voltios

Para revisar o cambiar un empalme se deberá desenergizar la línea de transmisión, tener comunicación con los dos operadores de las subestaciones adyacentes y con el centro de control.

Con el voltímetro de proximidad, el liniero se asegura que la línea de transmisión de 69 kV, se encuentre desenergizada. Se suben 2 linieros al poste de la estructura donde se encuentra el empalme defectuoso. Cerca de los

conductores se deberá colocar un juego de puestas a tierra entre los conductores y el hilo de guarda, retenida o bajada a tierra.

Figura 42. **Conexión de juegos de cable a tierra por medio de la retenida**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – El Estor.

Se aterriza el conductor para evitar que circule corriente debido a la inducción en los conductores y a la vibración que se genera con el viento al conductor.

Se procede a quitar el cable. Con un saca-chavetas se remueve la chaveta que se encuentra instalada en la calavera de la grapa del conductor, así el conductor se podrá maniobrar de mejor forma; se corta de ambos extremos del empalme existente con una cortadora de cable ACSR 477 donde quedarán las dos puntas del conductor.

Figura 43. **Corte del conductor para cambio de empalme**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – El Estor.

Los linieros proceden a realizar el empalme. Se deben colocar las dos puntas del conductor dentro del empalme cilíndrico y con la empalmadora se presan los cables dentro del empalme.

Figura 44. **Linieros realizando el empalme**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – El Estor.

Se coloca nuevamente el conductor al herraje del aislador. Se remueve el juego de tierra del conductor y de la retenida y se desciende de la estructura. Luego que todo el personal se encuentre fuera de peligro se procede a informar al centro de control y a los operadores que se encuentran en las subestaciones adyacentes que es posible energizar nuevamente la línea de transmisión.

Figura 45. **Cambio de empalme finalizado**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – El Estor.

4.6. Medición y reparación de puestas a tierra

Previo a la medición o reparación de la puesta a tierra, se debe realizar una inspección pedestre a lo largo de toda la línea de transmisión de 69 kV con el objetivo de conocer el estado en que se encuentran los componentes de las puestas a tierra en cada una de las estructuras.

La puesta a tierra de la estructura se compone de un conductor de aluminio o de cobre sin forro que se encuentra conectado al hilo de guarda y desciende hacia una varilla de cobre con mordaza, enterrada. El cable

desciende sujeto a la estructura con cinta *band-it* o en algunos casos se encuentra dentro del poste, con el fin de evitar que sea robado por terceras personas.

Si el cable ha sido removido por robo, deberá subirse un liniero a la estructura con todo el equipo de protección personal hasta donde se encuentra cortado el cable y empalmarlo con un cable nuevo de aluminio sin forro. El liniero que se encuentra arriba tendrá que utilizar una empalmadora la cual deberán de pasársela por medio de un lazo llamado línea de mano.

Se sujeta el cable a la estructura por medio de la cinta *band-it* y hebillas de ½” con una flejadora como se muestra en la figura 44

Figura 46. **Colocación de cinta *band-it* con flejadora**



Fuente: GOTEX. *Trenzadora de cinta band-it*. <http://www.zunchoschile.cl/1/index.php/tensadora-de-flejes-metalicos>. Consulta: 10 de mayo 2016

Para realizar la medición de la resistencia del suelo, el liniero deberá contar con:

- Equipo de protección personal
- Telurómetro

El telurómetro es un instrumento que permite hacer la medición de resistencia de la tierra, para lo cual se necesitará de 2 piquetas de acero de 30 cm de longitud y 14 mm de diámetro. Dado que existe una gran variedad de modelos en el mercado, no se especifica características técnicas de uno en específico.

Al telurómetro se conectan 2 cables flexibles y aislados correspondientes a los testigos de tensión e intensidad de una longitud de 100 metros y 150 metros respectivamente en carretes independientes para enrollar y transportar.

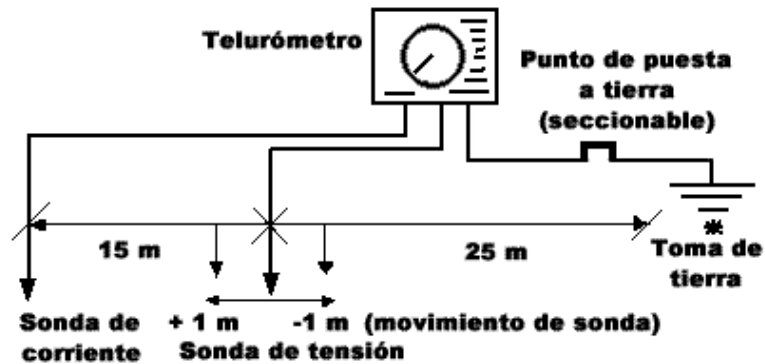
Antes de realizar la medición de tierra física se deberán verificar los aspectos siguientes:

- Comprobar, en todos los casos, la ausencia de tensión en la tierra a medir. Si se observa presencia de tensión en tierra, no medir y reparar la falla (puede ser que un cable de corriente este en contacto con la tierra en una casa que se encuentre cercana al lugar de la medición).
- No se deberá realizar ninguna clase de medición en caso de tormenta o precipitación atmosférica.

Para una correcta medición debe colocarse el testigo de tensión en un punto a potencial cero, se procede a realizar los siguientes pasos:

- Desconectar la toma de tierra del punto de puesta a tierra.
- Conectar la toma de tierra al telurómetro.
- Colocar las sondas de tensión y de corriente en línea recta. Partiendo del punto de puesta a tierra, primero se coloca la de tensión y más alejada la de corriente.

Figura 47. Esquema de medición de tierras



Fuente: DIESTRA, Juan R. *Tipos de telurómetro*.

www.monografias.com/trabajos82/teluometro/teluometro.shtml. Consulta: 15 de mayo 2016

Se coloca la sonda de corriente a 40 metros y la de voltaje a 25 metros del punto de puesta a tierra como se muestra en la figura 45 (la distancia de 25 metros corresponde al 62 % de 40 metros). Se efectúa la medición y se anota el valor. Una vez obtenido este valor, se acerca la sonda de tensión 1 m respecto al punto anterior y se vuelve a medir. Se repite la operación anterior pero esta vez alejándose 1 m respecto al punto anterior y se vuelve a medir. Si los dos nuevos valores son idénticos al inicial, o la diferencia es menos de +/- 3 % respectivamente, la medición se dará por correcta, puesto que se estaría en zona lineal y se anota en el informe del liniero como valor de resistencia de tierra (también se anota la distancia de la sonda de tensión, en este caso 25 m).

Si las variaciones son mayores de las expresadas, se alejan más ambas sondas. Se coloca la de corriente a 80 m y la de tensión al 62 % de la distancia (50 m del punto de puesta a tierra). Como en el caso anterior se tomará la medición en este punto y las correspondientes al movimiento de alejamiento y acercamiento de la sonda de tensión de 1 m. Si por los valores obtenidos se ve

que ya se está en zona lineal, se da por correcta la medición. Si no es así se colocaran los testigos a 120 m y 75 m respectivamente y se repite el procedimiento.

Figura 48. **Medición de tierra física con telurómetro**



Fuente: telurómetro INDE- ETCEE, Sección Oriental.

El valor de la resistencia del suelo para una línea de transmisión de 69 kV no deberá ser mayor de 6 ohmios; si excede de dicho valor se tendrá que hacer un tratamiento al suelo por medio de componentes químicos para lo cual es necesario cavar un agujero cilíndrico donde quedará enterrada la varilla de cobre. El agujero se rellenará con el compuesto químico llamado bentonita sódica.

Figura 49. **Corrección de tierra física**



Fuente: CODIMX. *Corrección de tierra física*. <http://codimx.com/>. Consulta: 15 de mayo 2016

4.7. Nivelación de estructura

En ocasiones la estructura puede inclinarse debido a los esfuerzos mecánicos producidos por los conductores; cuando esto ocurre se tendrá que nivelar la estructura para lo cual los lineros deberán contar con el siguiente equipo:

- Equipo de protección personal
- Pala
- Barreta
- Caba
- Saca-tierra
- Compactador de tierra
- Tres garruchas
- Lazo de polipropileno de $\frac{3}{4}$

Para realizar el mantenimiento se deberá desenergizar la línea de transmisión, mantener constante comunicación telefónica o por radio con los operadores de las dos subestaciones de los extremos y con el centro de control.

Primero se debe asegurar la estructura para evitar que se incline más; para lograrlo con el uso de garruchas se aseguran de ambos lados. Se aseguran las garruchas al poste por medio de lazos, se colocan a la altura en que se encuentran los conductores, el otro extremo se sujeta en un árbol o roca lo suficientemente grande como para soportar el esfuerzo al cual será sometido.

Figura 50. **Aseguramiento de la estructura por medio de garruchas**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – El Estor.

Se cava un agujero con palas, barretas, cobas y sacatierra. El agujero debe ser aproximadamente de un metro, a un costado de los postes hacia donde se quiere mover para poderlo alinear.

Figura 51. **Excavación de los agujeros a un costado de los postes**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – El Estor.

Se nivela la estructura con un plomo de construcción que se coloca en la estructura. Primero, los linieros jalan con la garrucha, después, del lado opuesto se suelta poco a poco la garrucha, luego cuando la estructura esté nivelada se aseguran las garruchas de ambos lados, por último se procede a rellenar el agujero con piedras y tierra hasta dejarlo bien compacto.

Figura 52. **Compactación de la tierra y piedras dentro del agujero**



Fuente: línea 69 kV, Río Dulce – El Estor.

Se retiran las garruchas de los postes, cuando todos los linieros se encuentren en tierra, se pone en comunicación el encargado del mantenimiento con el centro de control para que se energice la línea de transmisión.

5. LIMPIEZA Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS

Revisar cada herramienta regularmente y comprobar si ha sido sometida a algún esfuerzo excesivo. Esta clase de daños se manifiestan por partes dobladas o rajadas, remaches y tornillos doblados, señales de que casquillos están fuera de sus posiciones originales. También se deben revisar las partes metálicas de las herramientas para verificar que no exista uso excesivo u otro daño visible.

Uno de los factores más importantes es mantener secas las herramientas; nunca deben ser guardadas sobre el suelo. Pueden ser apoyadas sobre una estantería; si fuera necesario apoyarlas en el suelo debe hacerse sobre una lona seca. Las herramientas metálicas tienden a oxidarse, las que tienen cabo de madera guardan la humedad, las que se utilizan para trabajos en líneas energizadas pierden su propiedad aislante cuando se encuentran húmedas o con suciedad.

Con el objetivo de preservar al máximo las propiedades físicas del material, cuando se termina de utilizar el equipo deberá ser limpiado y guardado en un gabinete o estante adecuado con ventilación que permita la circulación del aire.

Figura 53. **Estante para almacenar las herramientas en la bodega**



Fuente: bodega de herramienta de cuadrilla. Poptún.

Las herramientas utilizadas como los machetes, limas, deberán cambiarse por lo menos cada 3 meses debido al desgaste que presentan. Se recomienda que se lleven a un centro de servicio cada 6 meses las motosierras. La cortadora de cable ACSR 477 y la empalmadora de cable ACSR 477 (ambas de baterías) se recomienda que se lleven a un centro de servicio una vez al año.

No es recomendable soldar partes metálicas ya que el metal adyacente a la soldadura es afectado o bien el proceso original de fabricación se destruye por lo tanto la herramienta resulta peligrosa al momento de usarla y debe desecharse.

5.1. Limpieza y mantenimiento para equipo de líneas vivas de 69 kV

Las herramientas que se utilizan para mantenimientos en líneas vivas están hechas de epoxiglas; el cuidado que se tenga con estas herramientas no solo redunda en una vida más larga sino también produce una mayor confianza y seguridad a los linieros que las utilizan.

Las herramientas de epoxiglas para líneas vivas deben inspeccionarse por lo menos cada 6 meses o con más frecuencia; si la herramienta permanece constantemente a la intemperie debe limpiarse cada 6 meses. Por lo regular es suficiente limpiarlos con una fuerte solución de detergente; si no hay que lavarlas con acetona o *moisture eater*, un limpiador especial de marca Chance. Después de limpiarse deben de frotarse con el restaurador de brillo de epoxiglas chance como se muestra en la figura 52.

Figura 54. **Limpieza de equipo para líneas vivas**



Fuente: CHANCE. *Catálogo de herramienta*. p. 2502.

Cuando se descubran roturas en la superficie del epoxiglas deben de repararse: quitar las fibras dañadas, limpiar el hueco con acetona, aplicar el pegamento de epoxiglas chance y frotar la herramienta con el restaurador de brillo de epoxiglas chance.

Figura 55. **Reparación de pequeña fisura**



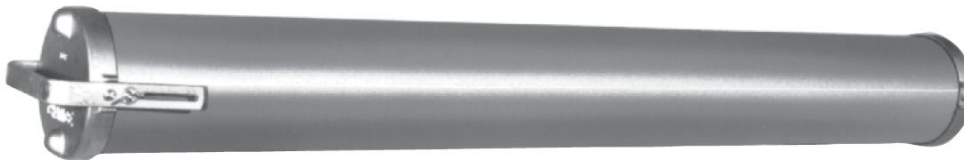
Fuente: CHANCE. *Catálogo de herramienta*. p. 2502

Los golpes ocasionan ligeras manchas en el epoxiglas; sin embargo, sino aparecen raspaduras en la superficie, las propiedades eléctricas y de resistencia de la herramienta no son afectadas y no hay necesidad de reparar. Deben ser mantenidas libres de contaminación. Durante el trabajo, antes de iniciarlo y después de terminarlo todas las herramientas de epoxiglas deben ser limpiadas con una franela para quitarles el polvo u otras impurezas que pudieran tener.

Si las pértigas, por cualquier eventualidad se han humedecido, deben ser secadas lo más pronto posible. Aunque las superficies de las pértigas pueden parecer perfectamente secas y en buenas condiciones físicas, si la herramienta ha sido expuesta a la intemperie en días de alta humedad, deberán ser sometidas a mantenimiento.

Cuando se transportan herramientas para trabajos en líneas energizadas, deben protegerse en tubos de almacenaje instalado en el carro, de lo contrario tendrá que protegerse con fundas de lona para evitar daños a la superficie, como se muestra en la figura 54.

Figura 56. **Tubo para almacenaje de pértigas**



Fuente: CHNACE. *Catálogo de herramienta*. p. 2514.

Nunca debe usarse, ni permitir que se utilice una herramienta que está claramente dañada. Si un bastón se encuentra roto es más económico comprar uno nuevo que repararlo.

CONCLUSIONES

1. Con el desarrollo adecuado de los mantenimientos predictivo y preventivo a las líneas de transmisión de 69 kV, se puede minimizar el número de interrupciones en el servicio de suministro de energía eléctrica lo que permitiría que los índices de calidad del servicio se encuentren en valores apropiados y evitaría sanciones por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
2. El mantenimiento predictivo comprende el análisis de parámetros de funcionamiento en una línea de transmisión (voltaje, corriente, frecuencia y potencia transportada) con el fin de evitar que se sobrecarguen los conductores. Por lo tanto es necesario que presenten un correcto funcionamiento los relés de protección, inspección integral de la línea para ver el estado en que se encuentra la infraestructura, detectar puntos calientes y corroborar el correcto funcionamiento de la tierra física en cada una de las estructuras.
3. El mantenimiento preventivo es realizado con mayor frecuencia y es de mucha importancia debido a que previene las posibles fallas a lo largo de toda la línea de transmisión. El manteniendo puede realizarse con la línea de transmisión energizada o desenergizada según el tipo de mantenimiento o el riesgo que se tiene a la hora de realizarlo. Entre las actividades más importantes se encuentran: análisis de estructuras en riesgo, poda de vegetación, inspección pedestre, cambio de aisladores y cambio de cruceros.

4. El mantenimiento correctivo es ejecutado únicamente cuando existe una falla en la línea de transmisión y se debe corregir la falla en el menor tiempo posible. El transportista deberá tener disponible el personal las 24 horas para poder cubrir cualquier emergencia.

RECOMENDACIONES

1. Darle la importancia necesaria a la planificación de los mantenimientos predictivo y preventivo de la línea de transmisión para mantener las estructuras y todos sus componentes en las mejores condiciones y así garantizar la disponibilidad del servicio de energía eléctrica.
2. Se recomienda desarrollar un programa de mantenimiento para los equipos y herramientas para que tengan un rendimiento óptimo y no presente peligro el personal de las cuadrillas, especialmente al equipo utilizado en trabajos con la línea de transmisión de 69 kV energizada.
3. Se recomienda crear un programa de capacitación a linieros donde les enseñen el manejo correcto de las herramientas y el procedimiento para la realización de maniobras durante el mantenimiento para que los linieros puedan desarrollar su trabajo de una forma segura y eficiente.
4. Tener una constante comunicación con los propietarios de inmuebles por donde pasen las líneas de transmisión para que el personal pueda tener la debida autorización a la hora de realizar cualquier clase de mantenimiento, así mismo velar porque se respeten las distancias mínimas de seguridad como lo indica la ley.

BIBLIOGRAFÍA

1. CALIMÁN ROSALES, Aibeta. *Diseño de protocolos para líneas de transmisión basados en normas ISO y procedimiento de análisis de riesgos de trabajo en la empresa C.A. ENEILDIS*. Trabajo de graduación de ingeniero electricista. Universidad Rafael Urdaneta, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Eléctrica. Venezuela, 2003. p.127.
2. CHANCE. *Manual para mantenimiento de líneas vivas*. Estados Unidos: 2000. p.59.
3. CHANCE, *Catalogo de herramienta*. [en línea].
www.hubbellpowersystems.com. [Consulta: 20 de junio 2016].
4. Comisión Federal de Electricidad. *Derecho de Vía*. México 2004. [en línea].
<https://es.scribd.com/document/233356935/NRF-014-Norma-Cfe-Derecho-de-Via>. [Consulta: 5 de febrero 2016].
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de calidad de servicio de transporte y sanciones*. Guatemala 1996. [en línea].
http://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/NTCSTS_PUBLICADA.pdf.
[Consulta: 5 de febrero de 2016].
6. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución*. Guatemala 1996.

[en línea]. http://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/NTDOID_PUBLICADA.pdf. [Consulta: 5 de febrero 2016].

7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Norma técnicas de diseño y operación del servicio de transporte de energía eléctrica. Guatemala 1996*. [en línea].
<http://www.cnee.gob.gt/estudioselectricos/Normas%20Tecnicas/06%20NTDOST.pdf>. [Consulta: 5 de febrero 2016].
8. ELECTROCONDUCTORES. *Conductores de aluminio para transmisión y distribución*. [en línea].
http://www.elecon.com.ve/pages/CablesMT/ele_prod_XLPE69.htm
[Consulta: 10 de febrero de 2016].
9. HAYT, William. *Teoría electromagnética*. México: McGRAW-HILL, 1991. p. 515.
10. PROVELEC. *Adiestramiento y capacitación practica en líneas y redes transmisión distribución* México. p.105.
11. STEVENSON, William. *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. 2ª. Ed. Mexico: McGRAW-HILL,1979. p.207.