



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

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA  
Y UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA CON ALIMENTACIÓN DE 69 kV**

**Sergio Giovanni Maldonado Murakawa**

Asesorado por el Ing. Adolfo René Hernández Hernández

Guatemala, noviembre de 2012



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA  
Y UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA CON ALIMENTACIÓN DE 69 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**SERGIO GIOVANNI MALDONADO MURAKAWA**  
ASESORADO POR EL ING. ADOLFO RENÉ HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2012



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIA	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Jorge Cortez Chanchavac
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Velíz Vargas



## **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:

### **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA Y UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA CON ALIMENTACIÓN DE 69 kV**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 13 mayo del 2009.

**Sergio Giovanni Maldonado Murakawa**





Guatemala, 25 de Julio de 2012

Ingeniero  
Francisco Javier González  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero González:

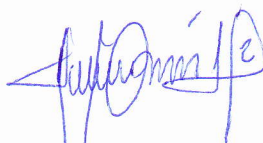
Por medio de la presente hago de su conocimiento que he asesorado el trabajo de graduación del estudiante SERGIO GIOVANNI MALDONADO MURAKAWA Carne 2001-13500, titulado: **“ANALISIS TECNICO ECONOMICO ENTRE UNA LINEA DE TRANSMISION SUBTERRANEA Y UNA LINEA DE TRANSMISION AEREA CON ALIMENTACION EN 69 kV”**.

Después de haber revisado y corregido dicho trabajo, considero que llena los requisitos para su aprobación final.

Sin otro particular me suscribo de usted.

Cordialmente,

“ID Y ENSEÑAD A TODOS”



INGENIERO  
Adolfo René Hernández Hernández  
ING. ELECTRICISTA  
Colegiado No. 6366

Ing. Adolfo René Hernández Hernández

Ingeniero Electricista

Colegiado No. **6366**



Ref. EIME 42.2012.

Guatemala, 2 de AGOSTO 2012.

Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

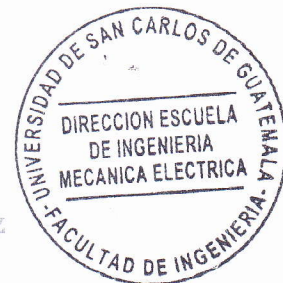
Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
"ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE UNA LÍNEA DE  
TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA Y UNA LÍNEA DE  
TRANSMISIÓN AÉREA CON ALIMENTACIÓN DE 69 kV",  
del estudiante SERGIO GIOVANNI MALDONADO  
MURAKAWA, que cumple con los requisitos establecidos para tal  
fin.

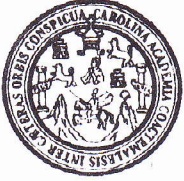
Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
DID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López  
Coordinador Área Potencia



FJGL/sro



REF. EIME 49.2012.

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; SERGIO GIOVANNI MALDONADO MURAKAWA titulado: "ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA Y UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA CON ALIMENTACIÓN DE 69 kV", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puentes Romero



GUATEMALA, 21 DE SEPTIEMBRE 2012.

Universidad de San Carlos  
de Guatemala

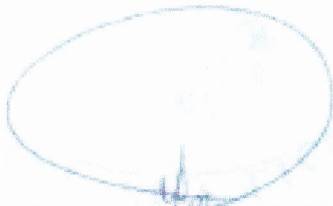


Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref DTG.643-2012

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 **ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO ENTRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA Y UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA CON ALIMENTACIÓN DE 69 kV**, presentado por el estudiante universitario **Sergio Giovanni Maldonado Murakawa**, autoriza la impresión del mismo

IMPRÍMASE

  
Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, noviembre de 2012



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por el regalo tan maravilloso de la vida y ser mi fortaleza en momentos de debilidad.
- Mis padres** Otto Maldonado y Elvy Murakawa, por sus sabios consejos, apoyo incondicional, paciencia, comprensión y amor.
- Mis hermanos** Herbert, Yamilet y Wilson, por su cariño, amistad y apoyo.
- Mis sobrinos** Herbert Giovanni Maldonado, Josse Pablo Orellana, Luis Fernando Maldonado, Juan Pablo Maldonado, Yamilet Vanely Orellana y Mónica Jimena Urizar, son mi orgullo.
- Mi familia** Cristi Maldonado, Silverio Urizar y Pablo Orellana.
- Mi novia** Claudia García, por su amor, apoyo y comprensión, te llevo en mi corazón siempre.
- Mis amigos** Henry Cifuentes, Lester Monterroso, Mario Mérida, Lesbia Ávila, Lesly Carranza, Fernando Santiago, Lenin Hernández, José Carlos Juárez, Omar Cordero, Tulio Sánchez, Héctor Tzoc, Tatiana García, Eric Almeda, Carlos Rivas, Felipe Castillo, Rudy Franco.



## **AGRADECIMIENTO A:**

<b>Dios</b>	Por sobre todas las cosas.
<b>Mis Padres</b>	Por todos sus esfuerzos.
<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Mi tricentenaria, por prepararme social y académicamente.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por sus sabias enseñanzas y valores.
<b>Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica</b>	Por ser cuna de conocimiento.
<b>Ingenieros</b>	Adolfo Hernández, Eduardo Arita, Cesar Morales, Eduardo Aballí, Danilo Sical, por sus consejos y guía en el ámbito laboral.







1.5.3.	Termoplásticos .....	15
1.5.4.	Termo fijos.....	16
2.	SISTEMAS APLICABLES EN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS .....	17
2.1.	Configuraciones .....	18
2.1.1.	Anillo cerrado.....	19
2.1.1.1.	Configuración en anillo operación radial con una fuente de alimentación .....	19
2.1.1.2.	Configuración en anillo operación radial con dos fuentes de alimentación .....	20
2.1.1.3.	Conectando las fuentes a diferentes equipos o accesorios de la red.....	20
2.1.2.	Radial .....	21
2.1.2.1.	Configuración en anillo operación radial con tres fuentes de alimentación .....	22
2.1.2.1.1.	Conectadas las fuentes a un mismo equipo de la red .....	22
2.1.2.1.2.	Conectando las fuentes a diferentes equipos o accesorios de la red.....	23
2.1.3.	Sistema de alimentación selectiva.....	23
3.	ELECTROMECAÁNICA .....	25
3.1.	Empalmes .....	25

3.1.1.	Tipos de empalmes.....	25
3.1.1.1.	Premoldeado .....	25
3.1.1.2.	Termo contráctil .....	27
3.1.1.3.	Contráctil en frío .....	28
3.1.2.	Determinación de la distancia máxima entre empalmes .....	29
3.2.	Terminales.....	30
3.2.1.	Tipos de terminales.....	30
3.2.1.1.	Encapsulada: Tipo GIS.....	30
3.2.1.2.	Intemperie.....	31
3.2.1.2.1.	Porcelana .....	32
3.2.1.2.2.	Termo contráctil.....	33
3.2.1.2.3.	Premoldeada .....	34
3.3.	Transiciones .....	35
3.3.1.	Estructuras de transición .....	35
3.3.1.1.	Poste tronco piramidales. ....	36
3.3.1.2.	Torres .....	38
3.3.1.3.	Bahías.....	40
3.3.2.	Pararrayos .....	40
3.3.3.	Pozos de visita de transición .....	41
3.4.	Pantallas metálicas.....	41
3.4.1.	Impedancia, resistencia y reactancia inductiva.....	42
3.4.2.	Resistencia y reactancia aparentes en configuración triangular equilátera .....	46
3.4.3.	Corrientes y tensiones inducidas en configuración triangular equilátera .....	49
3.5.	Selección de sistemas de aterrizaje .....	53
3.5.1.	Recomendaciones para el aterrizaje de las pantallas metálicas .....	53

4.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....	61
4.1.	Lineamientos básicos .....	61
4.2.	Descripción de los dispositivos de protección .....	61
4.2.1.	Relevador de distancia (21).....	62
4.2.2.	Protección de sobre corriente direccional (67) .....	63
4.2.3.	Relevadores diferenciales de sobre corriente de tierra (67N) .....	65
4.2.4.	Relevador diferencial de línea (87).....	67
4.3.	Coordinación de protecciones contra sobretensión.....	68
5.	OBRA CIVIL.....	71
5.1.	Tipos de terrenos .....	71
5.1.1.	Blando y normal.....	71
5.1.2.	Duro y rocoso .....	72
5.1.3.	Piedra .....	72
5.1.4.	Con alto nivel freático .....	72
5.1.5.	Nivel freático muy bajo .....	72
5.1.6.	Inestables .....	73
5.2.	Canalizaciones a cielo abierto.....	73
5.2.1.	Trazo .....	75
5.2.2.	Demoliciones .....	75
5.3.	Excavaciones .....	76
5.4.	Banco de ductos.....	76
5.4.1.	Suministro de material de banco para relleno compactado y nivelado.....	78
5.4.2.	Relleno compactado y nivelado.....	79
5.5.	Limpieza y rectificación de los ductos .....	79
5.6.	Perforación horizontal dirigida.....	80
5.6.1.	Condiciones de terreno .....	81

5.6.2.	Fluidos de perforación .....	81
5.6.3.	Aditivos para fluidos de perforación .....	81
5.6.4.	Perforación .....	82
5.6.5.	Ampliación en retroceso .....	82
5.6.6.	Tapón de lodo (hidra-look).....	83
5.7.	Pozos de visita para empalmes, deflexiones o de paso construidos en el sitio de la obra .....	84
5.7.1.	Obra electromecánica.....	87
5.7.2.	Verificación del sistema de ductos.....	87
5.7.3.	Revisión del cable de potencia en el campo.....	87
5.7.4.	Instalación del cable .....	88
5.7.5.	Instalación de empalmes y terminales.....	90
5.7.6.	Identificación del cable de potencia .....	93
6.	ANÁLISIS DE FALLAS E INVERSIÓN INICIAL ENTRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA DE 69 KV Y UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA DE 69 kV .....	95
6.1.	Causas de fallas en líneas de transmisión aéreas.....	96
6.1.1.	Vegetación / arboles .....	97
6.1.2.	Descargas electro atmosférica.....	97
6.1.3.	Fuerte lluvia .....	98
6.1.4.	Fuerte viento.....	100
6.1.5.	Quema de caña e incendio forestal .....	101
6.1.6.	Falla de aislamiento .....	102
6.1.6.1.	Contaminación en los aislamientos ...	102
6.1.6.2.	Fallas debido a descarga electro atmosférica .....	103
6.1.7.	Falla en cable de guarda .....	104

6.1.8.	Daño/falla de estructura y robo/vandalismo/terrorismo .....	105
6.1.9.	Agentes extraños en la línea de transmisión.....	106
6.1.10.	Accidente automovilístico .....	107
6.1.11.	Falla en equipo primario de línea .....	108
6.1.12.	Fase rota .....	109
6.1.12.1.	Vibraciones de alta frecuencia.....	109
6.1.12.2.	Movimiento sísmico.....	110
6.2.	Análisis económico.....	111
6.3.	Cálculo de conductor de una línea de transmisión subterránea .....	115
6.3.1.	Dimensionamiento por la corriente máxima admisible. ....	119
CONCLUSIONES.....		141
RECOMENDACIONES.....		143
BIBLIOGRAFÍA.....		145
APÉNDICES.....		147
ANEXO.....		155

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Campo magnético producido por una corriente eléctrica .....	1
2.	Flujo magnético .....	2
3.	Fuerza electromotriz generada por un flujo magnético variable en el tiempo .....	3
4.	Inducción de corriente en una trayectoria conductora alrededor de un flujo magnético en el tiempo .....	4
5.	Partes que componen un cable .....	14
6.	Configuración: anillo .....	19
7.	Configuración: anillo operación radial con una fuente de alimentación .....	19
8.	Configuración: anillo operación radial con dos fuentes de alimentación .....	20
9.	Configuración: anillo operación radial conectando a dos fuentes diferentes .....	21
10.	Configuración radial .....	21
11.	Configuración anillo operación radial con tres fuentes .....	22
12.	Configuración anillo operación con fuentes a diferentes equipos.....	23
13.	Sistema de alimentación selectiva .....	24
14.	Empalme con pantalla interrumpida .....	26
15.	Empalme sin pantalla interrumpida .....	27
16.	Empalme Termo contráctil.....	28
17.	Empalme Termo contráctil en frío.....	29
18.	Terminal encapsulada en gas .....	31

19.	Terminales para Intemperie de Porcelana .....	32
20.	Terminales Termo contráctil.....	33
21.	Terminal premoldeada .....	34
22.	Estructura de transición, tipo poste tronco .....	36
23.	Detalle de transición Aéreo - Subterránea .....	37
24.	Torre de alta tensión .....	39
25.	Bahías .....	40
26.	Inducción de corriente en pantallas metálicas unidas en dos puntos.....	42
27.	Circuito equivalente de una fase, cables sin pantalla metálica .....	43
28.	Pantallas aterrizadas en dos o más puntos .....	44
29.	Resistencia y reactancia equivalentes .....	45
30.	Configuración triangular equilátera .....	46
31.	Gráfica de $Z_p$ contra $X_m$ con $R$ y $R_p$ constantes .....	50
32.	Gráfica de $Z_p$ contra $R_p$ , con $X_m$ y $R$ constantes .....	51
33.	Gráfica de $E_p$ contra $L$ , con $X_m$ e $I$ contantes.....	53
34.	Aterrizaje de pantallas en un solo punto .....	55
35.	Pantallas cruzadas.....	56
36.	Diagrama fasorial del relevador de sobre corriente direccional .....	65
37.	Diagrama de conexión de los relevadores direccionales de sobre corriente de tierra .....	66
38.	Radio mínimo de curvatura .....	74
39.	Ubicación de coples en ductos de padc, perspectiva .....	77
40.	Ubicación de coples en ductos de padc, vista lateral.....	77
41.	Dispositivo de anillos de acero para limpieza .....	80
42.	Dispositivo para verificación .....	80



## TABLAS

I.	Sección transversal de los conductores .....	5
II.	Capacidades de conducción de corriente para una línea en configuración triangular equilátera con aterrizaje de pantalla de tierra en un solo punto con factor de carga variable.....	6
III.	Capacidades de conducción de corriente para una línea en configuración triangular equilátera con aterrizaje de pantalla de tierra en dos puntos con factor de carga variable.....	6
IV.	Valores máximos permitidos .....	8
V.	Valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva para cables de 69 kV.....	9
VI.	Tensión de jalado de un conductor de 69 kV .....	10
VII.	Diámetro de tubería para cables de 69 kV .....	18
VIII.	Valores de constantes para diferentes materiales.....	58
IX.	Temperatura inicial de la pantalla para cables con temperatura del conductor de 90 °C.....	58
X.	Tensiones inducidas en pantallas para una línea con configuración en triángulo equilátero inducidas en pantallas para 1 circuito aterrizado en un punto, capacidad de conducción de corriente máxima con factor variable.....	59
XI.	Tensiones inducidas en pantallas para 2 circuitos, aterrizando en un punto para capacidad de conducción de corriente máxima con factor de carga variable y separación de 100 mm entre circuitos .....	60
XII.	Resumen de costos iniciales de una línea de transmisión aérea .....	113
XIII.	Resumen de costos iniciales de una línea de transmisión subterránea .....	114



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>Al</b>	Aluminio
<b>Cu</b>	Cobre
<b>Hz</b>	Hertz
<b>kCM</b>	Kilo Circulares mils
<b>kV</b>	Kilo voltios
<b>MW</b>	Mega Watts
<b>mA</b>	Mili amperios
<b>mm<sup>2</sup></b>	Milímetros cuadrados
<b>Ω</b>	Ohmio
<b>PoI</b>	Polarización
<b>DSP</b>	Procesadores digitales de señales
<b>Xc</b>	Reactancia capacitiva
<b>XL</b>	Reactancia inductiva
<b>R</b>	Resistencia
<b>°C</b>	Temperatura en grados Celsius
<b>V</b>	Voltio



## GLOSARIO

<b>Álcali</b>	Son óxidos, hidróxidos y carbonatos de los metales alcalinos. Actúan como bases fuertes y son muy hidrosolubles. De tacto jabonoso, pueden ser lo bastante corrosivos como para quemar la piel, al igual que los ácidos fuertes.
<b>AWG</b>	American Wire Gauge. Unidad de medida para los hilos conductores.
<b>Banco de materiales</b>	Son las excavaciones a cielo abierto destinadas a extraer material para la formación de cuerpos de terraplenes, escolleras, rellenos de excavaciones para estructuras o cuñas, así como para la fabricación de mezclas asfálticas y de concretos hidráulicos.
<b>Carcamo</b>	Hoyo, zanja.
<b>Chaflán</b>	Cara estrecha y larga que resulta de cortar la esquina que forman dos superficies planas en ángulo.

<b>GIS</b>	Gas Insulation Switchgears (equipamiento aislado en gas), una forma más eficaz de aislar, donde los conductores y contactos están aislados por la presión de gas de hexafluoruro de azufre.
<b>Nylamid</b>	Son plásticos utilizados en ingeniería y forman parte de la familia de los polímeros como el nylon, polietileno, acetal, etc. Estos son fabricados en su mayoría, por un método de vaciado, moldeo por compresión y extrusión. Este material tiene buena resistencia mecánica, química; además presenta una alta resistencia al impacto, a la fatiga y ofrece facilidad de maquinado. Este polímero contiene un lubricante interno, por lo cual se elimina o reduce el consumo de lubricantes en su maquinado y aplicación, reduce el nivel de ruido y es más económico que el acero inoxidable.
<b>PAD</b>	Tuberías de polietileno de alta densidad, son livianos, flexibles, resistentes a los agentes químicos y a la abrasión, lo que permite su uso en diferentes tipos de aplicaciones.
<b>PADC</b>	Tubería conduit de polietileno de alta densidad.
<b>Proctor</b>	Procedimiento de compactación de las pruebas de compactación se grafican en curvas que relacionan el peso específico seco versus el contenido de agua.

**Tesla**

Es la unidad de densidad de flujo magnético, inducción magnética y polarización magnética del Sistema Internacional de Unidades (SI). Se define como una inducción magnética uniforme que, repartida normalmente sobre una superficie de un metro cuadrado, produce a través de esta superficie un flujo magnético total de un weber.

**Weber**

Es la unidad de flujo magnético o flujo de inducción magnética en el Sistema Internacional de Unidades, equivalente al flujo magnético que, al atravesar un circuito de una sola espira, produce en la misma una fuerza electromotriz de 1 voltio, si se anula dicho flujo en 1 segundo por decrecimiento uniforme. Es representado simbólicamente por *Wb*.

**XLP**

Aislamiento de polietileno vulcanizado, resistente a la acción corrosiva y tracking (arrastre superficial).





## RESUMEN

Se aborda el tema del análisis técnico económico entre una línea de transmisión subterránea y una línea de transmisión aérea con alimentación en 69 kV, dividido de la siguiente manera:

En el capítulo I se encontrarán conceptos generales sobre conductores, capacidades de conducción, pérdidas y materiales que lo forman, con tal de tener una idea clara sobre la parte más importante de una línea de transmisión subterránea.

En el capítulo II, se le da importancia a los métodos de conexiones para el suministro de energía a varias cargas desde una o varias fuentes de alimentación, con tal de evitar la desabastecimiento del servicio eléctrico.

En el capítulo III, se hace referencia a la clasificación de empalmes, terminales transiciones, pantallas metálicas y selección de sistemas de aterrizamiento, dándole un enfoque visual para poder reconocer las diferencias entre los diferentes tipos.

El capítulo IV da a conocer un sistema muy importante en el suministro de energía eléctrica, los sistemas de protecciones son el método utilizado para detectar y aislar un área con problemas, evitando así que la falla incida en equipos o líneas de transmisión que se encuentren en condiciones normales de operación dentro del sistema de electrificación.

La obra civil se desarrolla en el capítulo V, dando una clasificación de los suelos, lineamientos para la excavación y la instalación de los ductos, también se hace referencia de elementos para la limpieza y verificación como la instalación del cable subterráneo.

El capítulo VI, describe las fallas que una línea de transmisión aérea y en contraparte se describe la incidencia que esta misma, puede tener en una línea de transmisión subterránea. También se considera los costos iniciales de la implementación de un tramo de línea que alimenta una subestación de transformación de 69 000 a 13 800 volts y se ejemplifica el cálculo del calibre del conductor según las necesidades de carga requeridas en la región.

# OBJETIVOS

## General

Realizar un análisis técnico económico de los elementos que conforman las líneas de transmisión subterráneas de 69 kilo voltios, conocer el costo para implementar este sistema y compararlo con el de las líneas de transmisión aéreas.

## Específicos

1. Proporcionar fundamentos básicos como guía para el diseño de un sistema de líneas de transmisión subterráneas de 69 kilo voltios, que no se verá afectado como sucede en las líneas de transmisión aéreas por fallas ocasionadas por fuertes vientos, árboles o accidentes de tránsito.
2. Destacar la importancia de un sistema para la transmisión de la energía eléctrica en Guatemala más confiable, seguro y eficiente, con un alto costo de inversión, pero con un mantenimiento reducido o nulo.
3. Conocer las fallas con mayor incidencia en el Sistema Nacional Interconectado, y comparar una a una el tipo de falla, para estudiar la reducción que se podría dar en las redes de transmisión, si el sistema fuera subterráneas.



## INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica se ha convertido en el punto de partida para el desarrollo económico y social de la civilización humana, se puede relacionar directamente el nivel de consumo eléctrico con el de nivel de vida de las personas. Debido a que la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades y que el transporte está relacionado con la demanda de consumo es de importancia tener un sistema de transporte y distribución eficaz, siendo el centro de todo ello las líneas de transmisión, es ideal tener un sistema que no se vea afectado por inclemencias ambientales, árboles, robos u otros factores externos, los cuales afectan en gran manera la continuidad del servicio eléctrico, ocasionando pérdidas millonarias no sólo en el mercado eléctrico sino también en el mercado industrial, sin contar las molestias que llega a ocasionar a los usuarios la interrupción del servicio.

En Guatemala es importante hacer un estudio que permita determinar la factibilidad para la implementación de un sistema de líneas subterráneas, que permitiría mayor continuidad del servicio así como evitar el robo agravado de material para la transmisión de la energía eléctrica, en contraste con las líneas aéreas actuales que cubren casi el 100% de la transmisión de energía eléctrica en el país.

También es necesario tener un sistema que sea amigable con la naturaleza sin que deje de cumplir la función principal, el transporte de energía.

El problema con las líneas de transmisión aéreas es el derecho de vía; normalmente, no se prohíbe el pastoreo o uso agrícola en los derechos de vía, en general, construcciones son incompatibles. Si bien no son muy anchos los derechos de vía, pueden interrumpir o fragmentar el uso establecido de la tierra en toda su extensión. Las líneas de transmisión largas afectarán áreas más grandes y causarán impactos más significativos.

Las líneas de transmisión pueden abrir las tierras más remotas para las actividades humanas como colonización, agricultura, cacería, recreación, etc. La ocupación de espacio reservado al derecho de vía puede provocar la pérdida o fragmentación del hábitat, o la vegetación que encuentra en su camino. Estos efectos pueden ser importantes si se afectan las áreas naturales, como tierras silvestres, o si las tierras recién accesibles son el hogar de los pueblos indígenas, sumado a esto, el impacto visual que pueden ocasionar las torres para el transporte de la energía eléctrica.

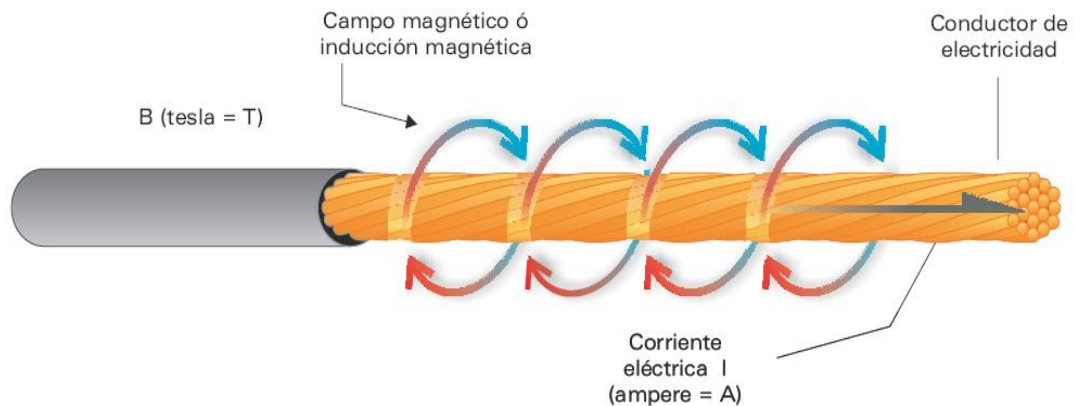
Las líneas de transmisión subterráneas cumplen con todas estas necesidades, teniendo cero impacto visual, y sólo ocasionando molestias en el momento de la construcción; además, tendríamos un sistema más eficiente y menos propenso a sufrir daños.

# 1. GENERALIDADES

## 1.1. Campo magnético

El campo magnético es producido por cargas eléctricas en movimiento. Al movimiento de cargas se le llama corriente eléctrica. La corriente eléctrica en materiales conductores es producida por el movimiento de electrones con carga eléctrica negativa. En la figura 1 se muestra el campo magnético producido por el paso de la corriente eléctrica a través de un conductor cilíndrico.

Figura 1. **Campo magnético producido por una corriente eléctrica**

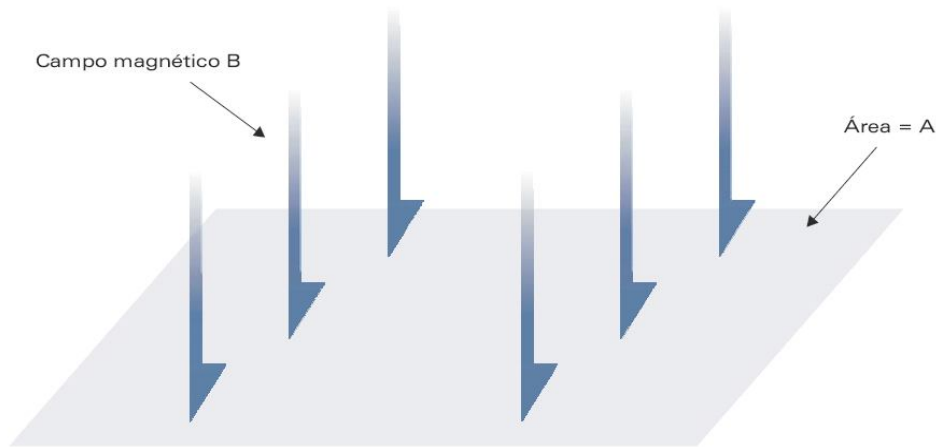


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

## 1.2. Flujo magnético

Cuando un campo magnético atraviesa una superficie se forma un flujo magnético, el cual se define como el producto del campo magnético perpendicular a la superficie por el área de la superficie que atraviesa, como se presenta en la figura 2.

Figura 2. Flujo magnético



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Esto se expresa con la siguiente fórmula:

$$\Phi = BA \quad (1)$$

Donde:

$\Phi$ = Flujo magnético, en weber (Wb)

B=Campo magnético perpendicular a la superficie, en tesla (T).

A= Área de la superficie en m<sup>2</sup>.



Si el campo magnético perpendicular a la superficie no es constante en toda su área, la fórmula anterior se substituye por una integral:

$$\int_a^b \Phi = \frac{dA}{dt} \quad (2)$$

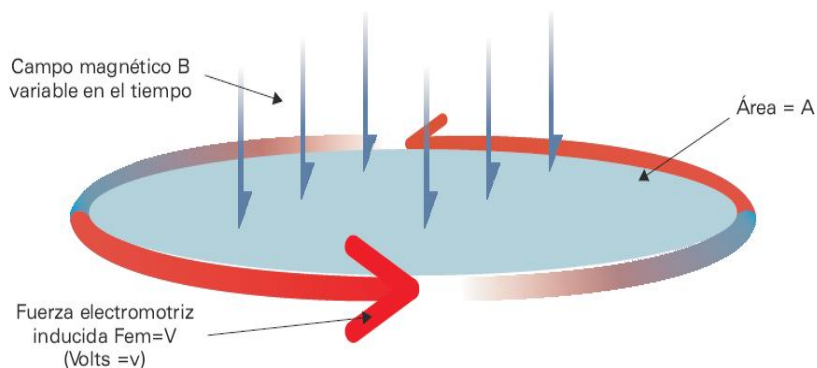
Donde:

dA = Diferencial de área en m<sup>2</sup>.

### 1.3. Fuerza electromotriz y corriente inducida

Cuando el flujo magnético a través de una superficie varía con el tiempo se induce en el perímetro de la superficie una fuerza electromotriz o tensión eléctrica, como se aprecia en la figura 3.

Figura 3. **Fuerza electromotriz generada por un flujo magnético variable en el tiempo**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

La Fuerza electromotriz generada es igual a la razón negativa de la variación del flujo magnético con respecto al tiempo. Esto se conoce como la ley de Faraday y se representa con la siguiente fórmula:

$$Fem = - \frac{d\Phi}{dt} \quad (3)$$

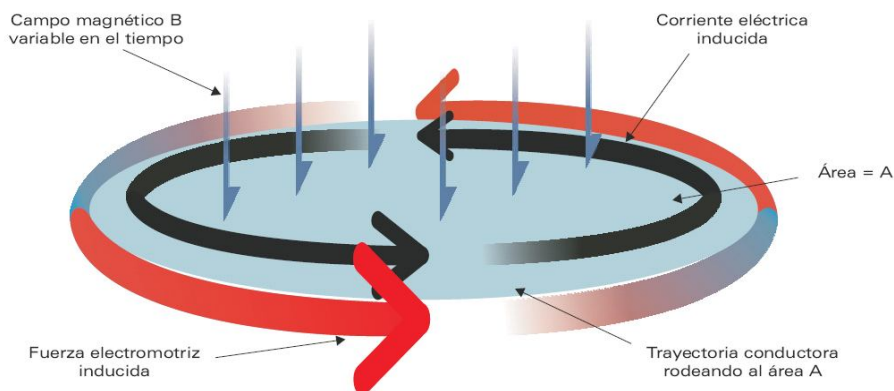
Dónde:

Fem = Fuerza electromotriz generada en volts.

$d\Phi/dt$  = Variación del flujo magnético con respecto al tiempo, en weber sobre segundo (Wb/s).

Si en el perímetro de la superficie en la cual se produce el flujo magnético variable en el tiempo existe una trayectoria conductora, como por ejemplo un alambre metálico, se va a inducir una corriente eléctrica, como se aprecia en la figura 4.

Figura 4. **Inducción de corriente en una trayectoria conductora alrededor de un flujo magnético en el tiempo**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

## 1.4. Conductores

Cada cable puede estar provisto de uno, dos, tres o cuatro conductores. Anteriormente se empleaban en las líneas monofásicas y trifásicas conductores concéntricos, pero por las dificultades de fabricación y aislamiento cayeron en desuso, fabricándose exclusivamente en la actualidad con conductores tranzados o arrollados en hélice.

Tabla I. **Sección transversal de los conductores**

Tensión	kCM	Sección Transversal (mm <sup>2</sup> )
69 kV	500	250
	750	400
	1 000	500
	1 250	630

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 1.4.1. Capacidad de conducción

Para la capacidad de conducción, se deben tomar en cuenta los factores de carga con los que se tengan considerados líneas en servicio en condiciones normales y de emergencia, así como el tipo de aterrizamiento de las pantallas. Las tablas siguientes muestran las capacidades de conducción para las líneas con cables de diferente sección transversal, factores de carga y diferentes tensiones, considerado ductos de polietileno de alta densidad en relleno térmico.

**Tabla II. Capacidades de conducción de corriente para una línea en configuración triangular equilátera con aterrizaje de pantalla de tierra en un solo punto con factor de carga variable**

Conductor		50 % Carga		75 % Carga		100 % Carga	
Calibre kCM	Sección en mm <sup>2</sup>	69 kV		69 kV		69 kV	
		Al (Amp)	Cu(Amp)	Al(Amp)	Cu(Amp)	Al(Amp)	Cu(Amp)
500	253,40	507	646	397	573	397	506
750	380,00	732	929	559	710	542	668
1000	506,70	863	1087	654	824	631	795
1250	633,40	988	1234	743	928	712	889
1500	760,10	1089	1345	815	1007	779	962
1750	886,73	1217	1543	907	1151	865	1096
2000	1013,40	1312	1658	982	1332	927	1172

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

**Tabla III. Capacidades de conducción de corriente para una línea en configuración triangular equilátera con aterrizaje de pantalla de tierra en dos puntos con factor de carga variable**

Conductor		50 % Carga		75 % Carga		100 % Carga	
Calibre kCM	Sección en mm <sup>2</sup>	69 kV		69 kV		69 kV	
		Al(Amp)	Cu(Amp)	Al(Amp)	Cu(Amp)	Al(Amp)	Cu(Amp)
500	253,40	483	600	426	528	374	463
750	380,00	690	849	519	635	502	613
1000	506,70	799	970	595	717	572	689
1250	633,40	874	1031	641	749	611	713
1500	760,10	951	1109	694	801	660	761
1750	886,73	1042	1227	755	879	715	832
2000	1013,40	1108	1296	805	924	756	872

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

## **1.4.2. Caída de tensión y pérdidas**

La caída de tensión de un conductor es la diferencia de potencial que existe entre los extremos del mismo, este valor se mide en voltios y representa las pérdidas que implica el paso de la corriente por ese conductor.

### **1.4.2.1. Circuito equivalente**

Las líneas de alta tensión subterráneas generalmente son menores a 5 kilómetros de longitud, por lo que pueden ser considerados como líneas cortas. Se utilizará para los cálculos de caída de tensión el circuito equivalente de resistencia y reactancia inductiva en serie.

### **1.4.2.2. Valores máximos permitidos**

En condiciones normales de operación, el valor máximo de la caída de tensión no debe exceder del 1% desde el punto de conexión. El cálculo debe realizarse involucrando todas las cargas conectadas desde el inicio de la línea hasta el punto de apertura correspondiente. El valor máximo de las pérdidas de potencia en demanda máxima no debe exceder del 2%.

Tabla IV. **Valores máximos permitidos**

<b>APLICACIÓN</b>	<b>CRITERIO</b>	<b>OBJETIVO DE DISEÑO</b>
Diseño de la red de alta tensión	Calidad de Servicios  bajo condiciones normales	La regulación de voltaje en régimen permanente se debe conservar en +1% y -1% y el régimen de emergencia en +4% y -7%.
Diseño de la red de alta tensión	Seguridad en Estado Estable	Evitar que la ocurrencia de una contingencia sencilla resulte en:  A) Violación de límite térmico en líneas. B) Sobrecargas que provoquen disparo instantáneo de banco de alimentación. C) Pérdida de carga excepto cuando la alimentación sea radial en línea sencillo.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### **1.4.2.3. Valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva**

Las condiciones empleadas en los cálculos son las siguientes:

- Los conductores son redondos compactos para los calibres de 500, 750 y 1 000 kilo circularmil; redondos comprimidos para los calibres 1 250 y 1 500 kilo circularmil; y de 4 segmentos, para calibres 1 750 y 200 kilo circularmil.
- La pantalla metálica de los cables está formada por 12 alambres de cobre calibre 13 AWG, para los cables con conductor 500, 750 y 1 000 kilo circularmil; y por 19 alambres de cobre calibre 13 AWG, para los cables con conductor 1 250, 1 500, 1 750 y 2 000 kilo circularmil.
- El aislamiento de todos los cables es XLP.

- La configuración empleada es equilátera. La separación entre centros de cables es de 170 mm; excepto para los cables de 1 750 y 2 000 kilo circularmil que es de 220 milímetros.
- Los datos se presentan para un solo circuito, para dos circuitos se considera que los resultados van a ser muy cercanos a los de un solo circuito.

**Tabla V. Valores de resistencia, reactancia inductiva y reactancia capacitiva para cables de 69 kv**

Calibre del cable	Material del conductor	Capacitancia	Reactancia Capacitiva	Pantallas aterrizadas en un solo Punto			Inductancia	
				Resistencia en ac a 90°C	Inductancia	Reactancia inductiva a 60 Hz	Resistencia aparente en ac a 90°C	Reactancia aparente inductiva a 60 Hz
kcmil	Cu/Al	MicroFarad/km	Ohm-km	Ohm-km	Mili-Henry	Ohm-km	Ohm-km	Ohm-km
500	Cu	0,144	18,451	0,0900	0,633	0,239	0,1311	0,234
500	Al	0,144	18,451	0,1469	0,633	0,239	0,1700	0,234
750	Cu	0,163	16,311	0,0611	0,590	0,223	0,0825	0,219
750	Al	0,163	16,311	0,0986	0,590	0,223	0,1199	0,219
1 000	Cu	0,180	14,778	0,0470	0,559	0,211	0,0669	0,207
1 000	Al	0,180	14,778	0,0747	0,559	0,211	0,0946	0,207
1 250	Cu	0,202	13,147	0,0389	0,523	0,197	0,0666	0,190
1 250	Al	0,202	13,147	0,0606	0,523	0,197	0,0884	0,190
1 500	Cu	0,215	12,341	0,0336	0,505	0,190	0,0599	0,184
1 500	Al	0,215	12,341	0,0513	0,505	0,190	0,0777	0,184
1 750	Cu	0,228	11,645	0,0263	0,476	0,180	0,0497	0,174
1 750	Al	0,228	11,645	0,0423	0,476	0,180	0,0657	0,174
2 000	Cu	0,239	11,100	0,0233	0,463	0,175	0,0457	0,169
2 000	Al	0,239	11,100	0,0372	0,463	0,175	0,0596	0,169

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

#### 1.4.2.4. Nivel de aislamiento

Todos los cables deben de tener un nivel de aislamiento del 100%.

Tratándose de salidas subterráneas de líneas de alta tensión, desde Subestaciones de Distribución hacia la transición subterráneo-aéreo, el nivel de aislamiento de los cables debe ser de 133%.

#### 1.4.2.5. Tensiones de halado para cables

Como resultado obtenido en laboratorios para tensiones máximas de halado y presión lateral máxima permisible, a continuación se muestran los valores máximos permitidos para los diferentes calibres de cable.

Tabla VI. Tensiones de jalado de un conductor de 69kV

Conductor		Tensión máxima de halado		Presión lateral máxima permisible 69 kV (kg)
Calibre kCM	Sección en mm <sup>2</sup>	Al (kg)	Cu (kg)	
500,00	253,30	1 342,70	11 773,30	735,70
750,00	380,00	2 014,00	2 660,00	871,50
1 000,00	506,70	2 685,30	3 546,70	917,10
1 250,00	633,30	3 356,70	4 433,30	996,60
1 500,00	760,00	4 028,00	5 320,00	1 033,60
1 578,90	800,00	4 240,00	5 600,00	1 054,60
1 750,00	886,70	4 699,30	6 206,70	1 068,10
2 000,00	1 013,30	5 370,70	7 093,30	1 099,60

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.



#### **1.4.2.6. Lineamientos generales para la evaluación de líneas de alta tensión**

Para efectos prácticos en el nivel de alta tensión, se utilizan dos criterios que definen la capacidad de transmisión:

- A) Criterio de límite térmico
- B) Criterios de regulación de tensión

En este tipo de líneas el criterio de Apertura Angular o Margen de Estabilidad, no se aplica, debido al poco impacto de estas en la seguridad del sistema eléctrico.

- A) Criterio de límite térmico, se dividen en:

A.1 Capacidad de conducción de corriente. Las temperaturas máximas de operación del conductor son las siguientes:

- En operación normal= 90 °C.
- En emergencia = 130° C. La condición de emergencia debe limitarse a 1 500 horas acumulativas durante la vida del cable y no más de 100 horas en doce meses consecutivos.
- En corto circuito = 250 °C.

La corriente máxima que pueden transportar los cables, en cada condición de operación, debe ser menor o igual a la capacidad de conducción de corriente determinada mediante cálculos basados en métodos de ingeniería reconocidos para tal fin, tomando en cuenta las temperaturas máximas de operación indicadas y las condiciones de instalación y

operación. Un aspecto importante que se debe tener en cuenta es el aterrizaje de las pantallas metálicas de los cables, si es en uno o más puntos o si se emplean métodos especiales, ya que la capacidad de conducción de corriente de los cables depende de ello.

A.2 Tiempo de liberación de fallas a tierra. Los cables con un nivel de aislamiento de 100% pueden utilizarse en sistemas provistos con dispositivos de protección, tales que las fallas a tierra se eliminen tan pronto como sea posible, pero en cualquier caso antes de un minuto. Mientras este tipo de cables se pueden utilizar en la mayoría de las instalaciones en sistemas aterrizados, también pueden ser usados en otros sistemas, siempre y cuando los requerimientos de liberación de la falla se cumplan al desenergizar completamente la sección con la falla.

Los cables con un nivel de aislamiento de 133% corresponden a sistemas no aterrizados. Estos cables pueden ser utilizados en casos en que no puedan cumplirse los requisitos de eliminación de falla de la categoría de 100% de nivel de aislamiento, pero en los que exista una seguridad razonable de que la sección que presenta la falla será desenergizada en un tiempo no mayor a una hora. Asimismo, pueden ser utilizados cuando sea deseable emplear un espesor de aislamiento adicional al de los cables con 100% de nivel de aislamiento.

A.3 Tensión máxima de operación. La tensión de operación entre fases puede exceder la tensión nominal entre fases de los cables, en 5% durante la operación continua del cable o en 10% en emergencias de una duración no mayor a 15 minutos.

B) Criterios de regulación de tensión. Este criterio se aplica para líneas de alta tensión de mediana y gran longitud, en base a la expresión siguiente:

$$Prv = \frac{V^2}{Z_e} (2,005) (0,002082 L) \quad (4)$$

Donde:

V= Tensión nominal de la línea en kilo voltios

$Z_e$  = Impedancia característica de la línea en Ohms.

$$Z_e = \sqrt{\frac{Z}{Y}} \quad (5)$$

Donde:

Z = Impedancia serie de la línea

Y= Admitancia total de la línea

L = Longitud en km de la línea

Prv = Capacidad de transmisión por regulación de voltaje en Mega watts.

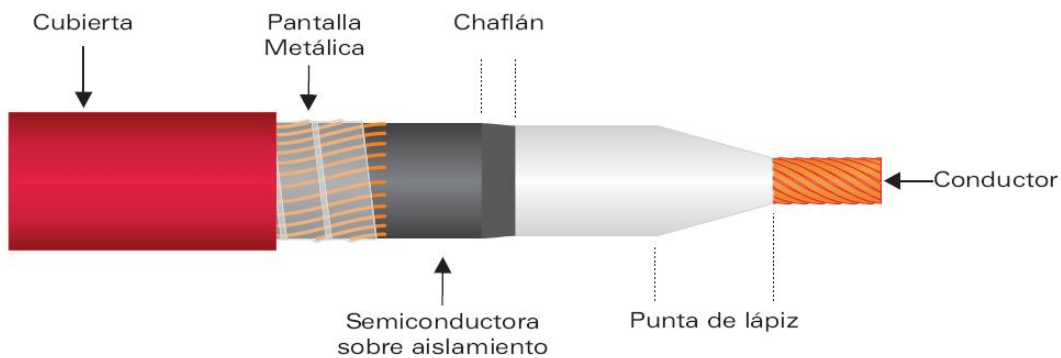
Es importante mencionar que la capacidad de transmisión de una línea se debe de obtener con modelos de simulación, así se obtienen resultados más rápidos y exactos de estudios de flujo de carga de la línea de transmisión.

## 1.5. Aislantes

Es un material que se resiste al flujo de carga, algunos ejemplos de aislante son el plástico, la mica, la baquelita, el azufre y el aire. Los cables aislados consisten esencialmente en uno o más conductores mediante materiales enrollados sobre los conductores; además, dependiendo del tipo de cable y de la tensión para la que este diseñado, existen otros elementos que tiene por objeto lograr el mejor aprovechamiento de las cualidades de los

aislamientos y la preservación de esas cualidades, en el caso general pueden distinguirse las partes componentes de un cable en la figura 5.

Figura 5. Partes que componen un cable



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Los aislamientos más utilizados son:

### 1.5.1. Papel impregnado

El papel impregnado fue uno de los primeros materiales utilizados para el aislamiento de los cables para la transmisión de energía eléctrica y continua siendo el mejor aislamiento para cables de alta tensión. Sus principales características son las siguientes:

- Alta rigidez dieléctrica
- Bajas pérdidas dieléctricas
- Resistencia elevada a las descargas parciales (ionización)
- Posee buenas características térmicas

Su gran desventaja consiste en que la absorción de la humedad deteriora considerablemente sus cualidades dieléctricas, por esta razón el aislamiento de papel debe secarse perfectamente durante el proceso de fabricación del cable y protegerse con un forro hermético. En los cables llamados de tipos sólidos que se usan para tensiones entre fases de hasta 69 kilo voltios en cables monoplares y 46 kilo voltios en cables tripolares, el aceite mineral para la impregnación se mezcla con una resina vegetal para aumentar su viscosidad y evitar así la migración del aceite aislante por gravedad hacia las partes más bajas de la instalación.

### **1.5.2. Cambra y barnizado**

Constituye un aislamiento más flexible, aunque de menor calidad, que el papel impregnado y es aplicado en cables colocados verticalmente o con pendientes pronunciadas, ya que no representa el inconveniente de los cables del papel impregnado, en los que el aceite puede escurrirse por gravedad. El cambray barnizado se ha usado en tensiones de 600 voltios a 2 3000 voltios pero actualmente ha sido desplazado por cables de aislamiento sintético que resultan más económicos.

### **1.5.3. Termoplásticos**

Son materiales orgánicos sintéticos obtenidos por polimerización. Se vuelve plástico al aumentar la temperatura lo que permite aplicarlos por extrusión en caliente sobre los conductores, solidificándose después al hacer pasar el cable por un baño de agua fría. Los termoplásticos más utilizados como aislamientos de cables eléctricos son el cloruro de polivinil (PVC) y el polietileno. Actualmente se fabrica cable con aislamiento de PVC para tensiones hasta de 23 000 voltios. El polietileno que se obtiene por polimeración

de gas etileno, tiene excelentes características como aislante eléctrico: rigidez dieléctrica comparable a la del papel impregnado y pérdidas dieléctricas menores. El polietileno de alta densidad tiene un punto de fusión de 130°C mejores cualidades mecánicas y un costo menor. El polietileno de alta densidad se ha utilizado en cables hasta de 69 kilo voltios.

#### **1.5.4. Termofijos**

Los aislantes agrupados bajo el nombre de termo fijos están constituidos por materiales que se caracterizan porque, mediante un proceso de vulcanización, se hace desaparecer su plasticidad y se aumente su elasticidad y la consistencia mecánica. Estos aislamientos se aplican generalmente por extrusión y se someten a un proceso de vulcanización elevando la temperatura a los valores requeridos. Los aislantes termo fijos más usados son el hule natural y los hules sintéticos, conocidos con el nombre genérico de elastómeros y más reciente algunos derivados del polietileno.

## **2. SISTEMAS APLICABLES EN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS**

Se diseñarán las líneas de acuerdo a la tensión suministrada en el área, la carga a alimentar con un sistema de neutro corrido o hilo de tierra multi aterrizado. Las líneas subterráneas de alta tensión deben ser 3 fases, 4 hilos. La caída de tensión máxima en las líneas de alta tensión no debe exceder del 1% en condiciones normales de operación.

Las pérdidas en las líneas de alta tensión no deben de exceder del 2% en condiciones normales de operación. El cable del neutro debe ser de cobre desnudo semiduro o de acero recocido con bajo contenido de carbono, recubierto de cobre. El calibre del neutro debe determinarse de acuerdo al cálculo de las corrientes de falla y como mínimo debe ser de sección transversal de 85,01 milímetros cuadrados (3/0 AWG). El calibre debe elegirse de acuerdo a la corriente de corto circuito en la barra de la subestación.

El conductor de neutro corrido o hilo de tierra debe ser multi aterrizado para garantizar en los sitios donde se instalen empalmes y terminales una resistencia a tierra inferior a 10  $\Omega$  en época de seca y menor a 5  $\Omega$  en época de lluvia. El neutro corrido o hilo de tierra debe quedar alojado en un ducto independiente de las fases, en suelos no corrosivos podrá quedar directamente enterrado. El nivel de aislamiento de los cables debe ser del 100%.

La sección transversal del cable debe determinarse de acuerdo al diseño del proyecto, el calibre mínimo del cable es de 500 kilo circularmil en 69 kilo voltios. Deben emplearse conductores de aluminio o cobre, de acuerdo al diseño integral del proyecto.

Se debe conocer si el cable es para uso en ambientes secos o para uso en ambientes húmedos, de acuerdo a las características del lugar de instalación. La pantalla metálica del cable debe conectarse según se indica en conexiones pantallas 3,5.

Los cables deben ser alojados en ductos de PAD o PADC, debiendo instalar un cable por ducto, se utilizaran los ductos del diámetro indicado en la Tabla de Diámetros de Tubería para Cables de Alta Tensión, tabla VII. Debe dejarse un excedente de cable de una longitud igual al perímetro del pozo de visita, únicamente donde se instalen empalmes terminales.

Tabla VII. **Diámetro de tubería para cables de 69 kV**

CALIBRE kCM	Diámetro de la tubería en pulgadas
500	6
750	6
1 000	6
1 250	6
1 500	6
1 579	8
1 750	8
2 000	8

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

## 2.1. Configuraciones

El tipo de configuración que un sistema de alimentación requiera, depende principalmente de la cantidad de fuentes y cargas de la red a alimentar.



### 2.1.1. Anillo cerrado

En anillo: es aquella que cuenta con más de una trayectoria para proporcionar el servicio de energía eléctrica.

Figura 6. Configuración anillo

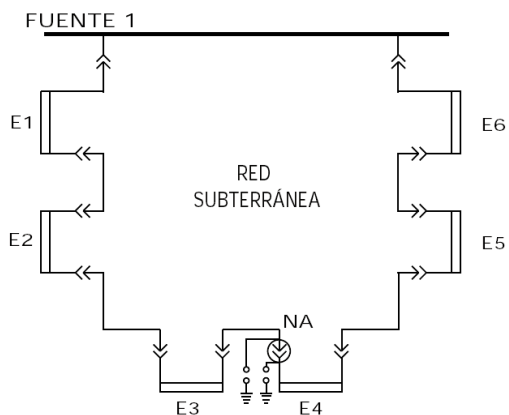


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

#### 2.1.1.1. Configuración en anillo operación radial con una fuente de alimentación

Es aquella cuya configuración es en anillo y que cuenta con una sola fuente de alimentación. Opera en forma radial con un punto normalmente abierto en el centro de la carga.

Figura 7. Configuración anillo operación radial con una fuente de alimentación

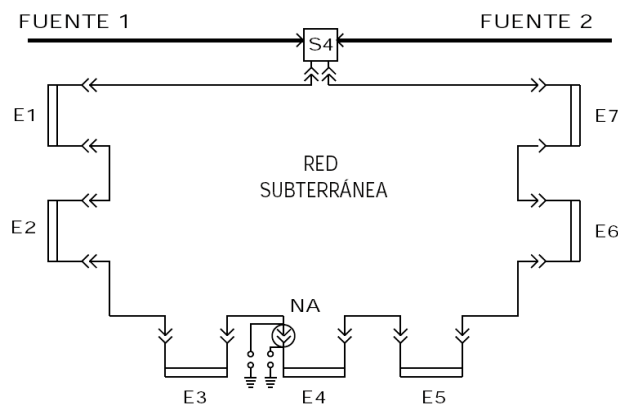


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 2.1.1.2. Configuración en anillo operación radial con dos fuentes de alimentación

Es aquella cuya configuración es en anillo y que cuenta con dos fuentes de alimentación. Opera en forma radial con un punto normalmente abierto en el centro de la carga.

Figura 8. Configuración anillo, operación radial con dos fuentes de alimentación

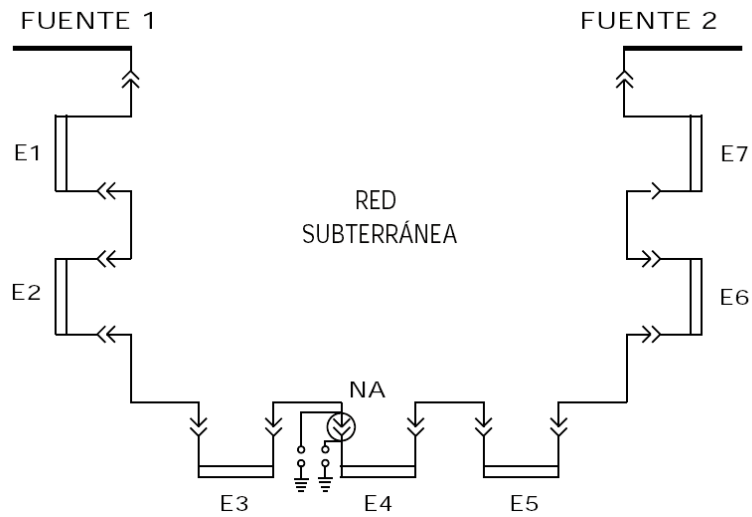


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 2.1.1.3. Conectando las fuentes a diferentes equipos o accesorios de la red

Es aquella cuya configuración la cual se alimenta a varias fuentes de alimentación. Opera con un punto normalmente abierto en el centro de carga.

Figura 9. **Configuración anillo, operación radial conectado a dos fuentes diferentes**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 2.1.2. Radial

Es aquella configuración en la que una sola línea partiendo de una sola fuente alimenta determinada carga.

Figura 10. **Configuración radial**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Este tipo de configuraciones se emplea en acometidas y se recomienda contar con un cuarto de cable de reserva.

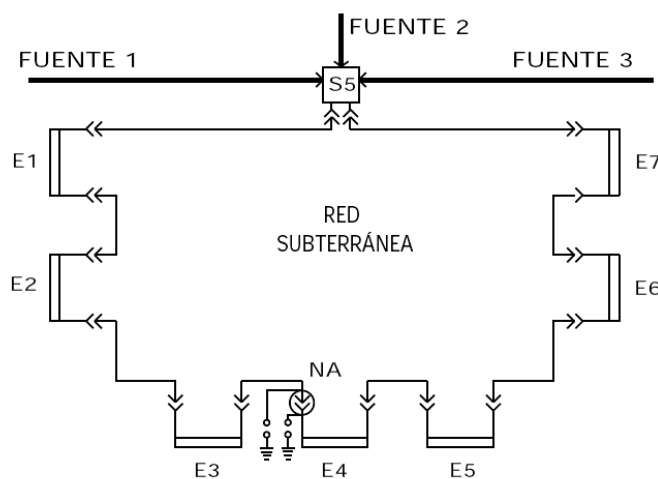
### 2.1.2.1. Configuración en anillo operación radial con tres fuentes de alimentación

Esta configuración reúne a tres fuentes de alimentación para alimenta la carga conectada a la red opera con uno o varios puntos abiertos.

#### 2.1.2.1.1. Conectadas las fuentes a un mismo equipo de la red

Las fuentes de alimentación se concentran en un mismo punto donde se distribuye la energía hacia la red, opera con un punto abierto en el centro de carga.

Figura 11. Configuración anillo, operación radial con tres fuentes

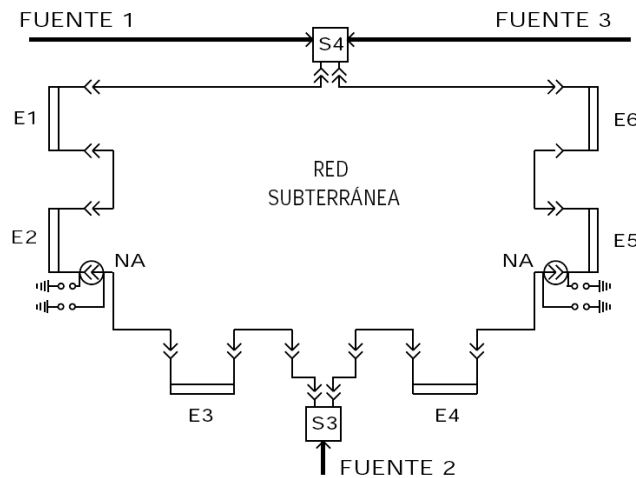


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 2.1.2.1.2. Conectando las fuentes a diferentes equipos o accesorios de la red

Las fuentes de energía se distribuyen cerca de los puntos de carga y se mantienen puntos abiertos cerca de las cargas.

Figura 12. Configuración anillo, con fuentes a diferentes equipos

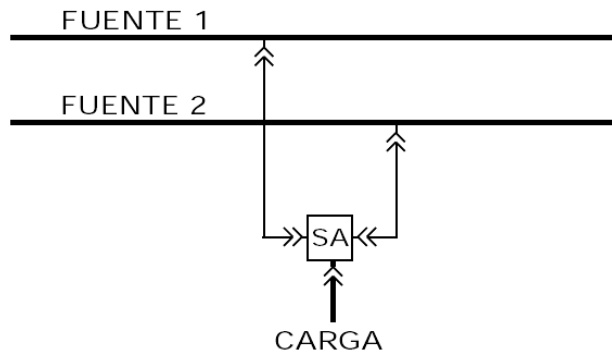


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 2.1.3. Sistema de alimentación selectiva

Sistema en anillo operación radial con dos fuentes de alimentación que sigue la misma trayectoria, una de las cuales se considera como preferente y la otra como emergente y que utiliza un seccionador con transferencia automática.

Figura 13. **Sistema de alimentación selectiva**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Los arreglos mostrados no son limitativos ya que las diferentes fuentes también se pueden conectar en distintos puntos de la red, lo que permite la posibilidad de tener múltiples arreglos.

## **3. ELECTROMECAÁNICA**

### **3.1. Empalmes**

La longitud máxima entre empalmes queda determinada por el tamaño del tambor y en la mayor parte de los circuitos de cables deberán reunirse varias longitudes para tener la longitud total. A tensiones elevadas el proyecto de la unión o empalme es más complejo y crítico especialmente cuando se aplican cintas de papel a mano *in situ*, no poseyendo por tanto la resistencia eléctrica de las cintas de los cables debido a la presencia de humedad. Los sistemas rellenos de aceite necesitan empalmes especiales para terminar los extremos del circuito y otras uniones para permitir que el aceite procedente de los depósitos entre en el cable (juntas de alimentación). Desde el punto de vista eléctrico y térmico, el empalme representa la parte limitadora de un sistema de cable.

#### **3.1.1. Tipos de empalmes**

Hay tres tipos específicos de empalmes en función del material a emplear para el aislamiento externo.

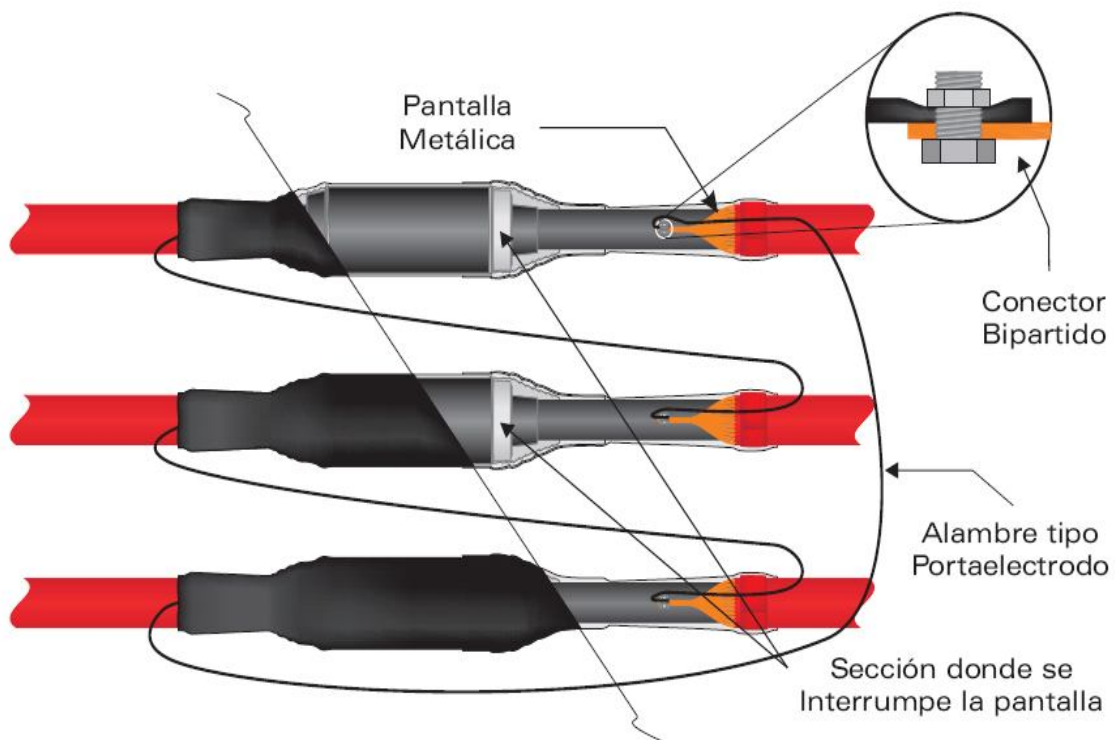
##### **3.1.1.1. Pre moldeados**

El empalme pre moldeado está hecho de materiales aislantes y semiconductores a altas tensiones, la conexión de los conductores puede ser por compresión o soldable. Tiene excelentes características eléctricas,

mecánicas y térmicas; su cubierta asegura una perfecta protección del empalme.

Estos pueden ser: empalmes con pantalla interrumpida y empalme sin pantalla interrumpida.

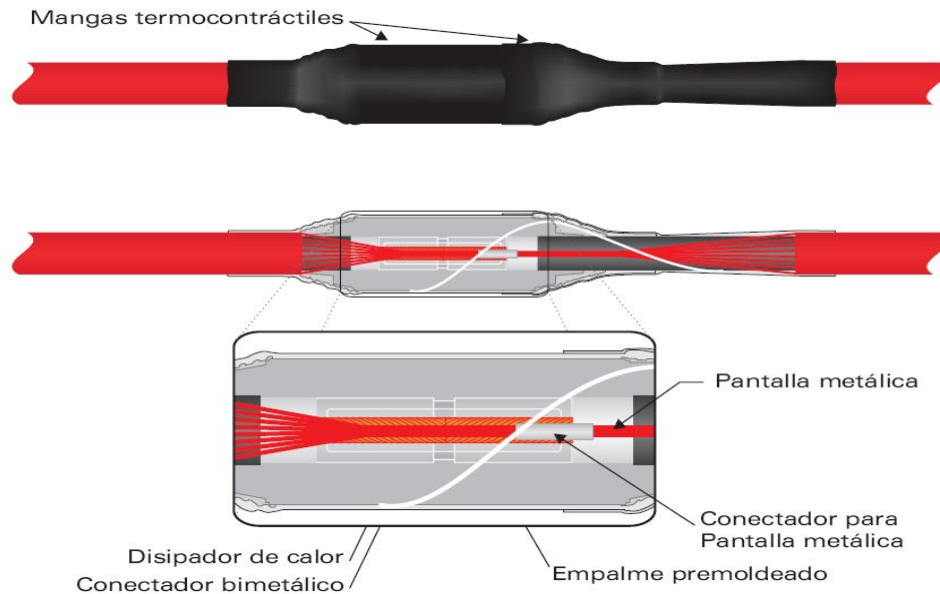
Figura 14. **Empalme con pantalla interrumpida**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.



Figura 15. **Empalme sin pantalla interrumpida**

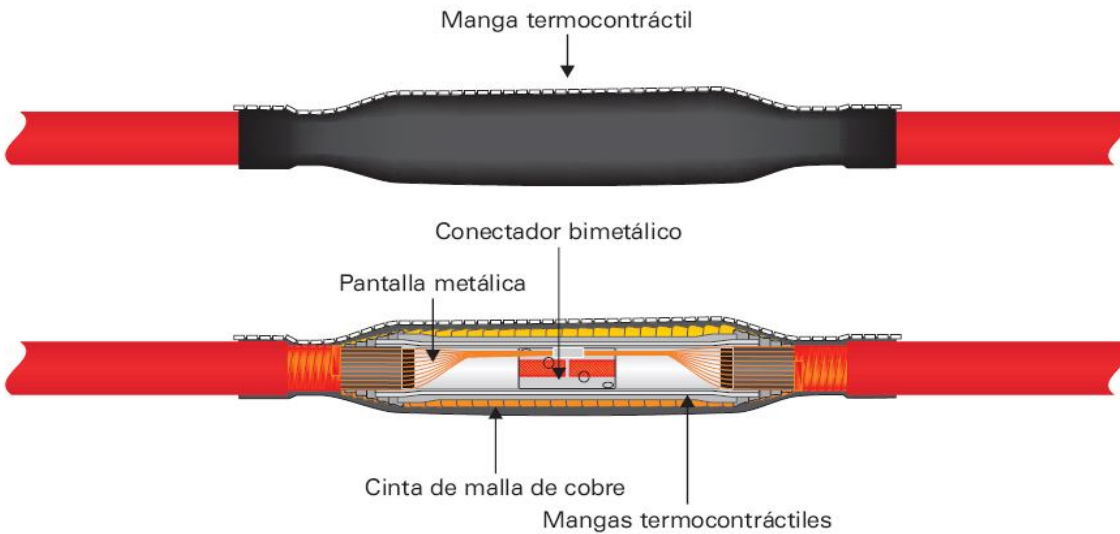


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.1.1.2. **Termo contráctil**

En este tipo de empalme los elementos reconstitutivos de la pantalla semiconductora sobre conductor, del aislamiento y de la pantalla semiconductora sobre aislamiento se aplican mediante el proceso conocido como termo contracción. Posteriormente se restituye la pantalla metálica y se aplica mediante termo contracción el elemento que reconstruye la cubierta del cable.

Figura 16. **Empalme Termo contráctil**

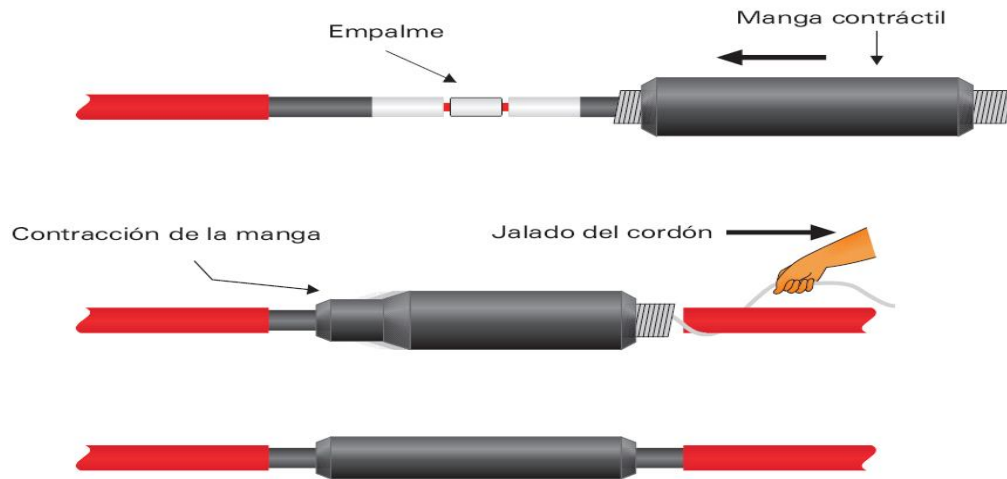


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.1.1.3. **Contráctil en frío**

Estos empalmes restituyen la pantalla semiconductor sobre conductor, el aislamiento y la pantalla semiconductor sobre conductor, aplicando los elementos re constitutivos al retirar del cuerpo del empalme previamente expandido en fábrica un alma, usualmente de plástico, lo que hará que el mismo se reduzca hasta el diámetro de los elementos a reconstruir.

Figura 17. **Empalme termo contráctil en frío**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.1.2. **Determinación de la distancia máxima entre empalmes**

Para determinar la longitud máxima entre empalmes se consideran los siguientes parámetros:

- La trayectoria de la línea, teniendo en cuenta los cambios de dirección tanto verticales como horizontales. Se tomarán en cuenta las presiones laterales máximas de jalado de los cables.
- El material del ducto y el tipo de lubricante que se utilizarán en la instalación, debido a que variará el coeficiente de fricción para cada caso.
- La correcta selección del lubricante a emplear permite optimizar el número de registros a emplear por lo que su empleo se debe considerar desde la elaboración del proyecto.

- El tipo de aterrizamiento de pantallas, considerando que en ningún momento el voltaje inducido en el extremo de la pantalla ser superior a 55 Voltios (México), 65 a 100 Voltios (en Europa y USA) y 100 a 400 Voltios (Canadá), para Guatemala no existen normas.

## **3.2. Terminales**

Las terminales se instalarán en las transiciones de cable de potencia con cable aéreo; dependiendo del proyecto se podrá optar por colocar las terminales de las estructuras de transición o en una estructura acondicionada dentro de las subestación. Las terminales serán diseñadas para confinar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento y así proporcionarle una distancia de fuga aislada adicional y de hermeticidad, igualmente se debe considerar dentro de su diseño la capacidad de auto soporte y dispositivo de fijación.

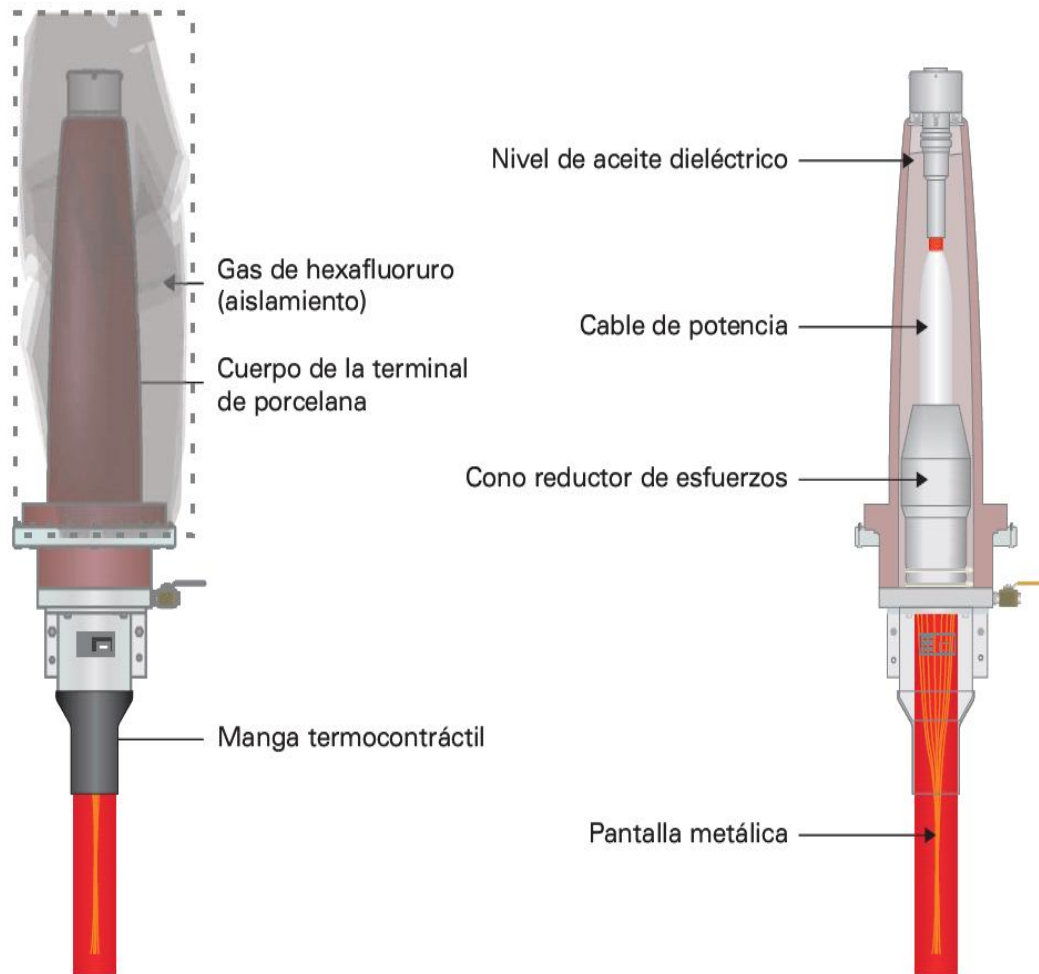
### **3.2.1. Tipos de terminales**

Las terminales son elementos que sirven para conectar sólidamente el cable con equipos externos.

#### **3.2.1.1. Encapsulada: Tipo GIS**

Este tipo de terminal usa el Hexafloruro como elemento aislante, así se puede conectar con cualquier otro elemento con un nivel de confiabilidad elevado, se utiliza mayormente en interiores.

Figura 18. Terminal encapsulada en gas



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

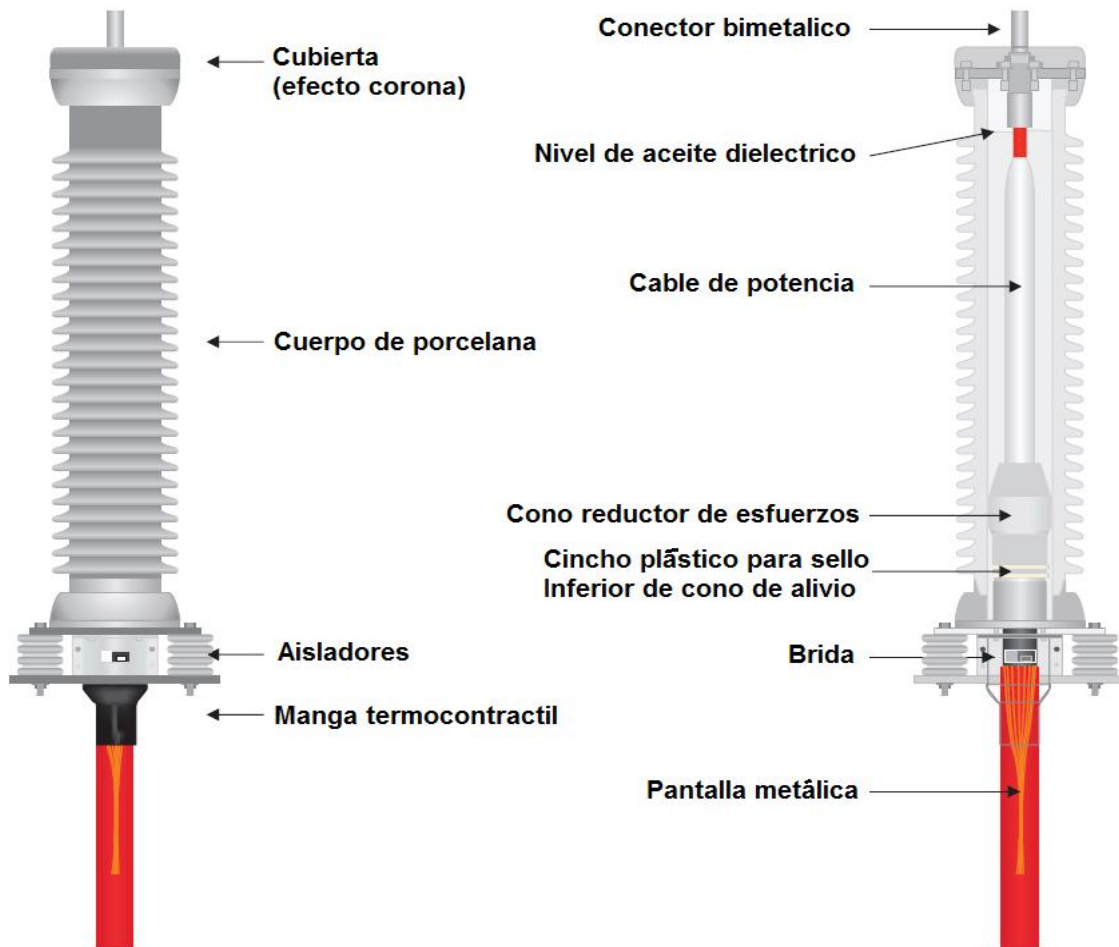
### 3.2.1.2. Intemperie

Este tipo de terminales son para uso exterior, resisten las inclemencias del tiempo sin que cause un problema en su nivel de aislamiento y estructura.

### 3.2.1.2.1. Porcelana

Utiliza la porcelana como elemento aislante entre la fase y la tierra, el tamaño de la terminal depende del nivel básico de impulso.

Figura 19. Terminal para intemperie de porcelana

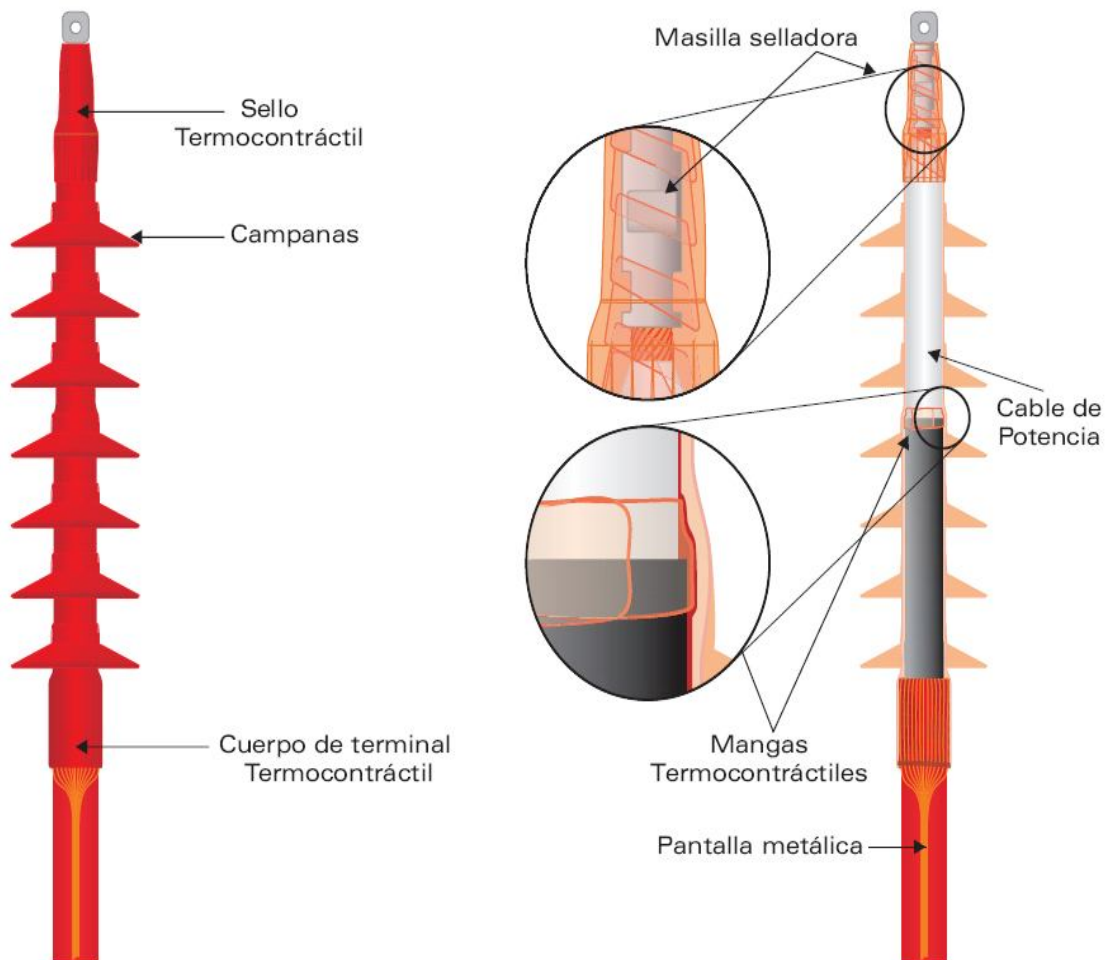


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.2.1.2.2. Termo contráctil

Con este tipo de terminal se necesita tener una fuente de calor externa para poder moldearla y sellar herméticamente la totalidad de la punta del cable.

Figura 20. Terminal termo contráctil

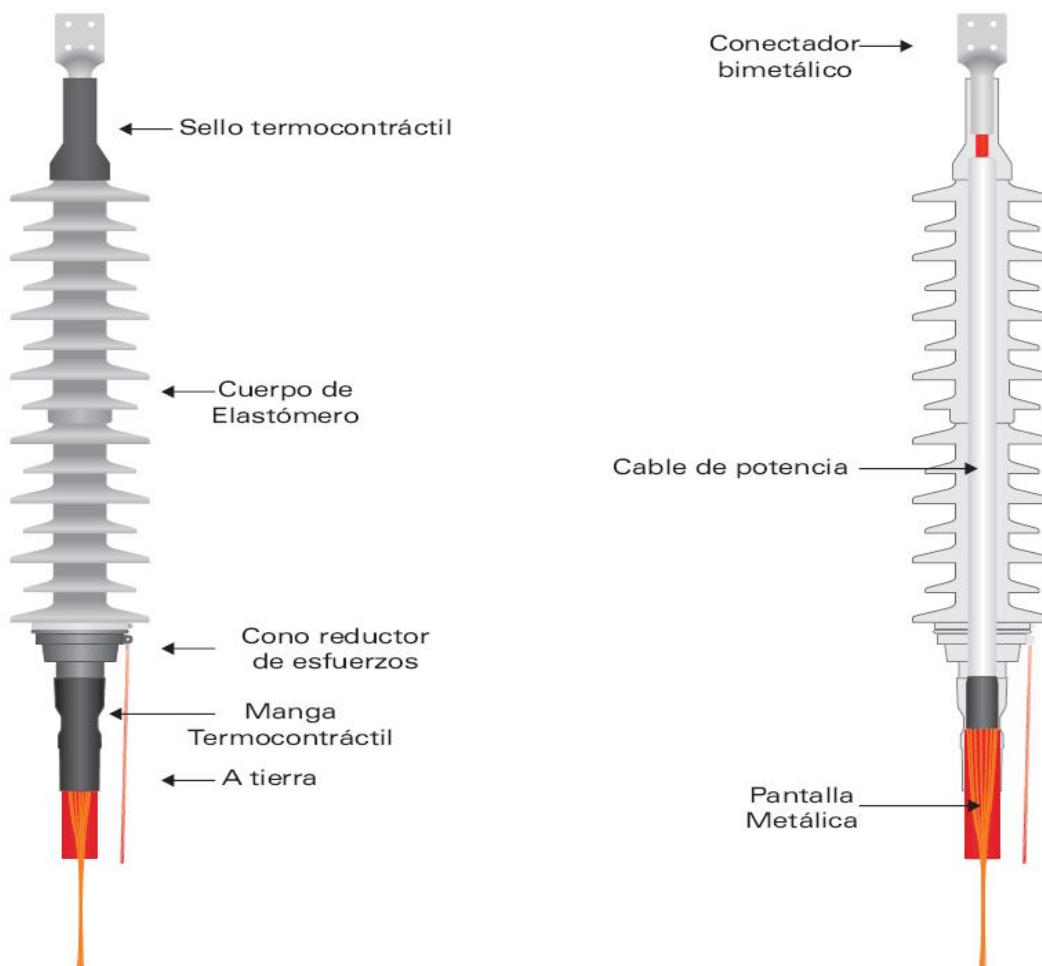


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.2.1.2.3. Premoldeada

Este tipo, se compone de elementos pre fabricado que se montan sobre el cable y solo se sella la parte inicial y final del cuerpo elatomero, esto agiliza la fabricación de la terminal.

Figura 21. Terminal premoldeada



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.



### **3.3. Transiciones**

La transición aéreo-subterránea se puede realizar en torres de acero o postes metálicos, tomando en cuenta para el análisis, diseño y fabricación de la estructura los voltajes utilizados.

Se deberá tener en cuenta las distancias eléctricas (fase-fase y fase-tierra) de la estructura, con respecto a los elementos que lo constituyen: cadena de aisladores, pararrayos y terminales para cable de potencia.

Para el dimensionamiento electromecánico de las estructuras se debe considerar los siguientes datos:

- Utilización eléctrica y mecánica
- Velocidad regional de viento con datos estadísticos de los últimos años
- Angulo de blindaje
- Altura sobre el nivel del mar
- Tensión máxima de operación
- Masas y dimensiones de herrajes, accesorios para transición (cadena de aisladores, pararrayos y terminales).

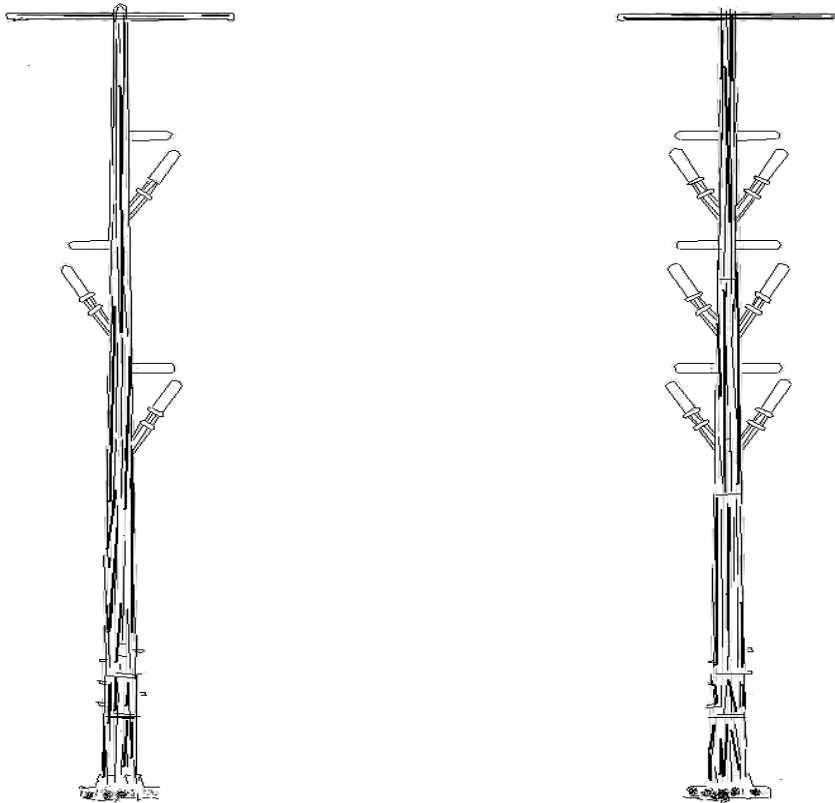
#### **3.3.1. Estructuras de transición**

El diseño de la estructura será a partir del modelo eléctrico definido y teniendo en cuenta lo siguiente:

### 3.3.1.1. Postes tronco piramidales

Para determinar los diámetros interiores del cuerpo del poste se debe considerar el número de cables que se alojaran en su interior, incluyendo sus dispositivos de sujeción.

Figura 22. Estructura de transición, tipo poste tronco



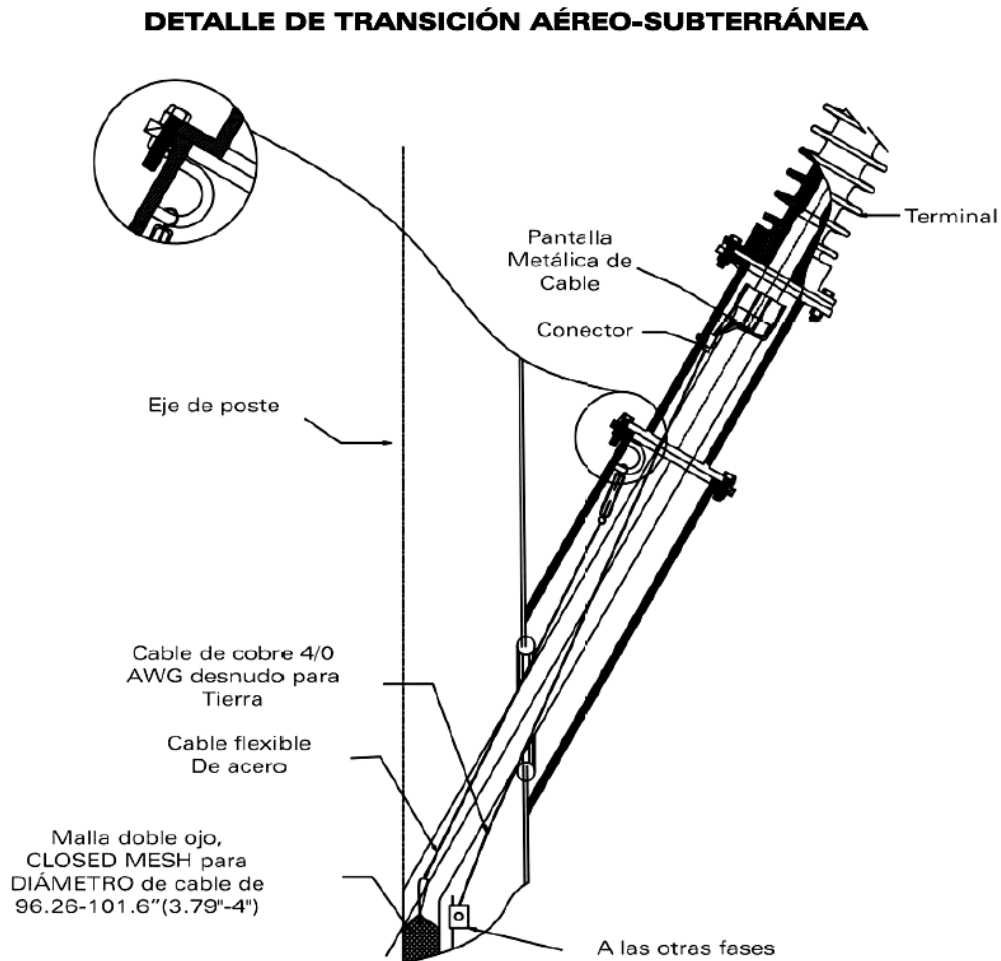
Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

En la sección inferior del poste se debe considerar el espacio libre para la acometida de cables hacia el pozo de visita.

Considerar las cargas adicionales por la masa de cables, terminales, pararrayos y accesorios así como las generadas por maniobras de elevación en la estructura.

Incluir dentro del diseño de la estructura, los dispositivos adicionales de soporte y sujeción de: cables, terminales y pararrayos.

Figura 23. **Detalle de transición aéreo-subterránea**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### **3.3.1.2. Torres**

La estructura a utilizar para la transición aérea-subterránea debe estar preparada para recibir el cable de energía con cadena de aislantes soportada a la torre y cubierta por placas de polietileno de alta densidad.

Las torres de alta tensión están conformadas con perfiles angulares unidos entre sí con tornillos; el diseñador debe cuidar no sobrepasar los valores de diseño para las cargas verticales que pueda soportar, estas cargas se refieren al peso de los cables, equipo e hilos de guarda, con sus herrajes y accesorios. La obtención del peso se determina calculando el claro medio vertical, que se define como el peso de la longitud del tramo de cable limitado por los puntos más bajos de las catearías adyacentes; a este peso se le agregará el peso calculado de la transición.

El tipo de cadena de aisladores recomendada para alojar el cable de energía es escalera de aluminio de 30 pulgadas de ancho por 6 pulgadas de peralte, con una separación de los peldaños de 6 pulgadas. La cadena de aisladores se soporta a la celosía de la torre con tornillos de diámetro mínimo de 16 milímetros; la longitud del tornillo que sobresale de las tuercas no será menos a 6,4 milímetros y se usarán roldadas de presión con espesor mínimo de 6 milímetros. La cadena de aisladores llevará tapas en ambas caras, con placas de polietileno de alta densidad de 5 milímetros de espesor.

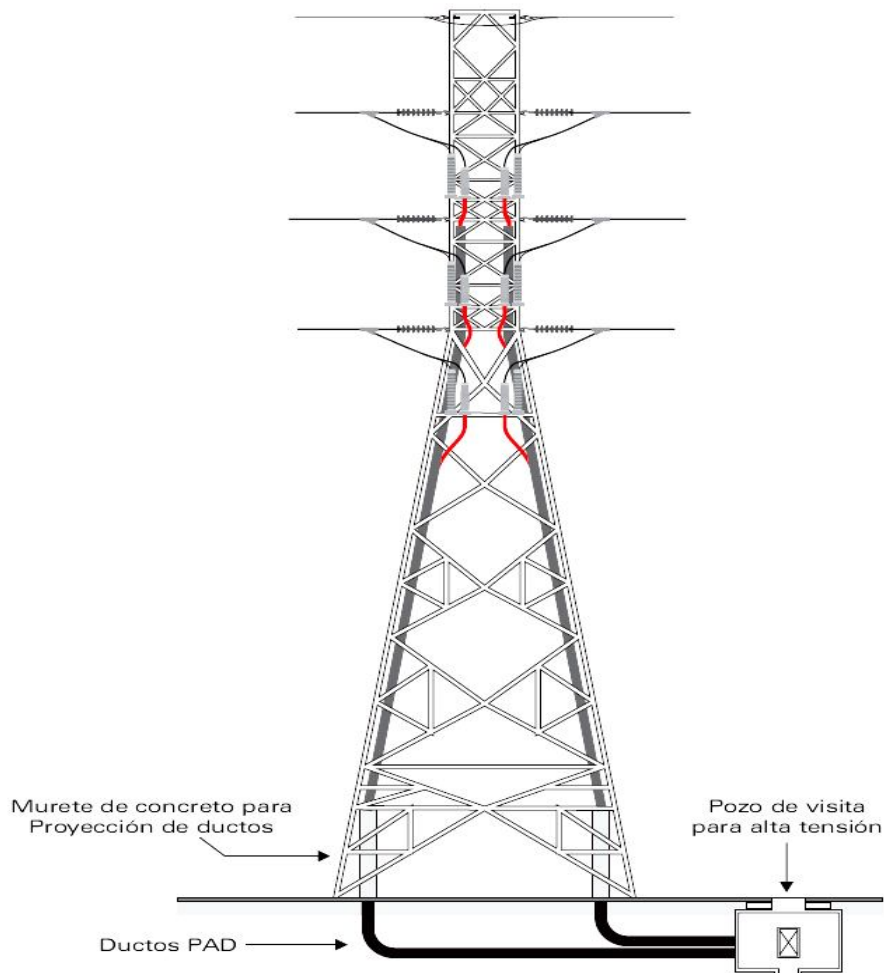
Para la instalación del cable en la cadena de aisladores como la ruta tiene cambios de dirección, horizontales y verticales, es necesario colocar rodillos y poleas cuidando el radio de curvatura permitido para no dañar el cable. En los tramos rectos verticales deberán colocar rodillos a distancias convenientes para que el cable no se arrastre durante el tendido. Se recomienda sujetar los cables

con yugos de nylamid o polietileno de alta densidad a distancias convenientes para mantener su separación.

Las tensiones máximas permisibles a que se deben someter los cables durante la instalación en la cadena de aisladores no deben rebasar los límites recomendados por el fabricante.

Figura 24. **Torre de alta tensión**

**AÉREO-SUBTERRÁNEA EN TORRE DE ALTA TENSION.**

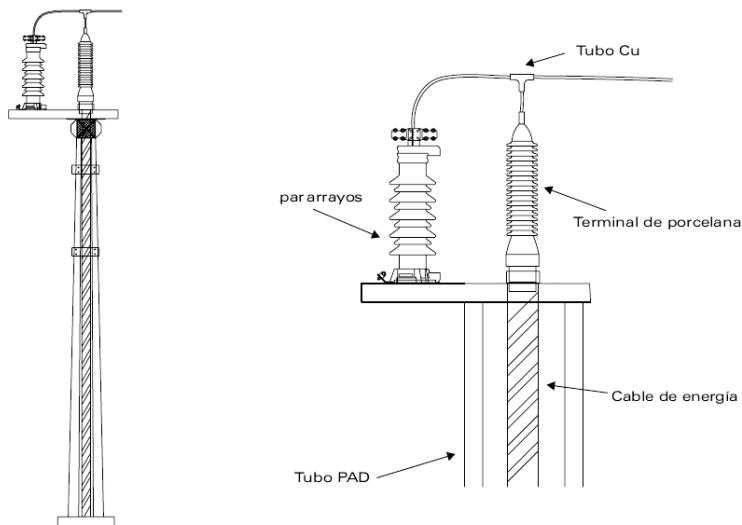


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.3.1.3. Bahías

El arreglo de bahías de subestaciones debe considerar los valores de diseño para las cargas verticales y horizontales a que se someterá la estructura, los pararrayos deben colocarse lo más cerca posible de la terminal.

Figura 25. Bahías



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.3.2. Pararrayos

Los pararrayos deben estar diseñados para las tensiones requeridas, los conectores terminales deben estar diseñados para recibir los cables conductores y de aterrizaje establecidos.

Es importante tomar en cuenta que para la selección de terminales y pararrayos en transiciones de alta tensión en lugares de alta contaminación salina o industrial la distancia de aislamiento para las corrientes de fuga será mayor que las que se instalen en los lugares en los que no exista contaminación.

### **3.3.3. Pozo de visita de transición**

El pozo de visita se diseñará para absorber la disposición de cable de potencia entre el último tramo de línea y la acometida del mismo a la estructura de transición. La disposición y dimensiones interiores del pozo de visita serán iguales a los pozos de visita para empalmes.

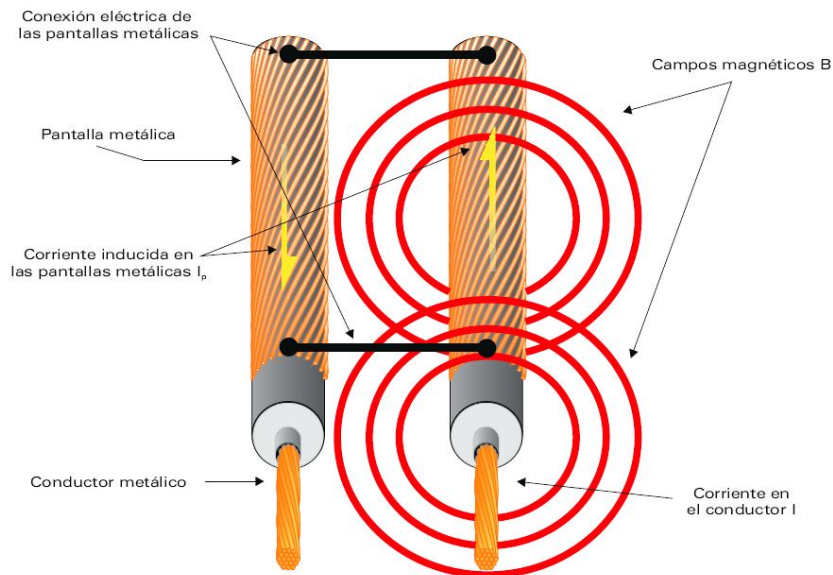
### **3.4. Pantallas metálicas**

Se da el caso de dos cables con pantalla metálica, donde uno de ellos transporta corriente eléctrica alterna. Esta corriente produce un campo magnético que rodea al conductor. Como las pantallas están separadas físicamente, existe un flujo magnético en la superficie que las une. Este flujo magnético es variable en el tiempo, ya que la corriente que lo produce es variable en el tiempo por ser alterna, por lo que induce una fuerza electromotriz en el circuito de las pantallas. Si las pantallas están unidas en dos puntos, se va a formar un circuito conductor cerrado y se va a inducir una corriente en ellas. Si las pantallas están unidas en un solo punto, el circuito conductor no es cerrado y únicamente se va a inducir una tensión eléctrica entre las pantallas en el extremo en el que no están unidas.

Relacionando esto con la instalación del cable, si las pantallas están aterrizadas en dos o más puntos, se va a inducir una corriente en ellas y si

están aterrizadas en un solo punto se va a inducir un voltaje en el extremo no aterrizado entre ellas, y entre cada una de ellas y tierra. La inducción de corriente o tensión en las pantallas tiene que ver con su unión y no con el aterrizaje, la relación con el aterrizaje es porque cuando se aterrizan las pantallas se unen entre sí.

Figura 26. **Inducción de corriente en pantallas metálicas unidas en dos puntos**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

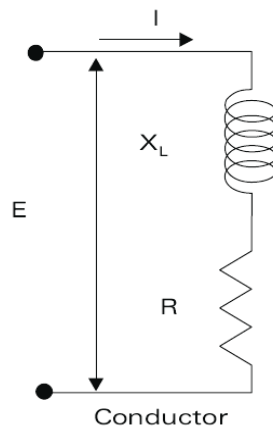
### 3.4.1. Impedancia, resistencia y reactancia inductiva

En la figura 27 se muestra el circuito equivalente de una fase de cables sin pantalla metálica o con la pantalla metálica aterrizada en un solo punto. Los cables con pantalla metálica aterrizada en un solo punto, pueden ser



considerados como cables sin pantalla para el cálculo de la impedancia, ya que no circula corriente por las pantallas.

Figura 27. **Circuito equivalente de una fase, cables sin pantalla metálica**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Dónde:

$$E = \frac{1}{2} (R^2 + X_L^2) * I \quad (6)$$

E = Tensión en el conductor, en volts/km.

I = Corriente del conductor, en amperes.

R = Resistencia del conductor en corriente alterna la temperatura de operación, en ohm/km.

X<sub>L</sub> = Reactancia inductiva del conductor, en ohm/km.

En la figura 28 se muestra el cable sin pantalla y con la pantalla metálica aterrizada en un solo punto. Para este caso la impedancia se calcula con la siguiente fórmula:

$$Z = \sqrt{(R^2 + X_L^2)} \quad (7)$$

Donde:

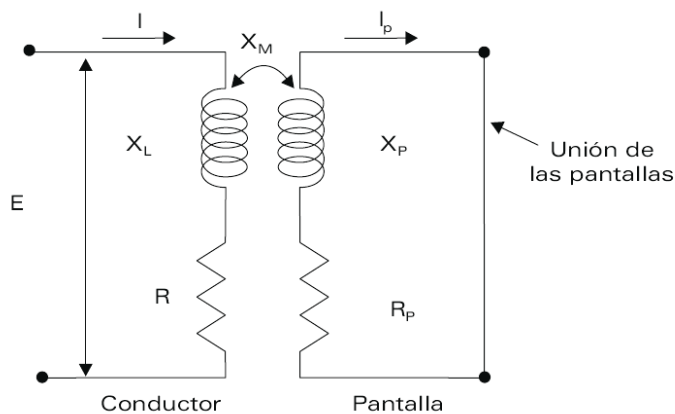
Z = Impedancia del cable en ohm/km.

R= Resistencia del conductor del cable en corriente alterna, a la temperatura de operación, en ohm/km.

X<sub>L</sub> = Reactancia inductiva, en ohm/km.

En los cables con las pantallas aterrizadas en dos o más puntos no se puede emplear la fórmula anterior para calcular la impedancia, ya que circula corriente por las pantallas.

Figura 28. **Pantallas aterrizadas en dos o más puntos**

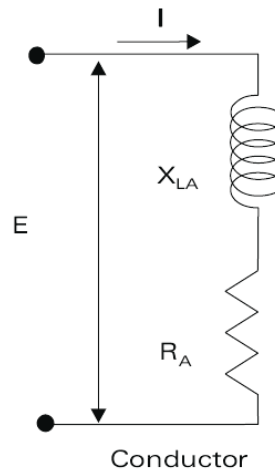


Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

$X_L$  = Reactancia inductiva propia de conductor.  
 $X_P$  = Reactancia inductiva propia de la pantalla.  
 $R$  = Resistencia de conductor.  
 $R_P$  = Resistencia de la pantalla.  
 $I$  = corriente en el conductor.  
 $X$  = Reactancia Inductiva mutua entre el conductor y las pantallas.  
 $E$  = Tensión en el conductor.  
 $I_P$  = corriente inducida en la pantalla.

Para calcular la impedancia en este caso tenemos que determinar una resistencia y reactancia aparentes, como se indica a continuación,

Figura 29. **Resistencia y reactancia equivalente**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

$$E = \frac{1}{2}(R^2 + X_{LA}^2) * I \quad (8)$$

Dónde:

$E$  = Tensión en el conductor, en volts / km.

$I$  = Corriente en el conductor, en amperes.

$R_A$  = Resistencia aparente del conductor en corriente alterna a la temperatura de operación, en ohm / km.

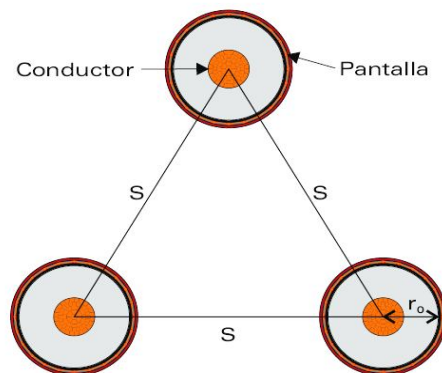
$X_{LA}$  = Reactancia inductiva aparente del conductor, en ohm / km.

### 3.4.2. Resistencia y reactancia aparentes en configuración triangular equilátera

En la figura 30 se presenta un corte transversal de la configuración equilátera.

Se presentan las ecuaciones para calcular la resistencia y reactancia aparente para el caso de un circuito trifásico en configuración triangular equilátera, ya que por la simetría que presenta es el más sencillo.

Figura 30. Configuración triangular equilátera



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

S = Separación entre centros de cables, en mm.

k.o. = Radio medio de la pantalla, en mm.

Para este caso la resistencia aparente se calcula de acuerdo a lo siguiente:

$$R_a = R \frac{X_m^2}{X_m^2 + R_p^2} \quad (9)$$

Donde:

R<sub>A</sub> = Resistencia aparente en corriente alterna del conductor a la temperatura de operación, en ohm/km.

R = Resistencia del conductor en corriente alterna a su temperatura de operación, en ohm/km.

R<sub>P</sub> = Resistencia de la pantalla metálica a su temperatura de operación, en ohm/km.

X<sub>M</sub> = Reactancia inductiva mutua entre los conductores y las pantallas, en ohm/km. La cual se calcula con la siguiente fórmula.

$$X_m = 2\pi f M \quad (10)$$

Donde:

F = Frecuencia de operación del sistema, (60 Hz).

M= Inductancia mutua entre los conductores y las pantallas, en henry/km.

$$M = 2 \times 10^4 L_n \frac{S}{r_o} \quad (11)$$

Donde:

S = Separación entre centros de cables, en mm.

r<sub>o</sub> = Radio medio de la pantalla metálica, en mm.

En configuración triangular equilátera la reactancia inductiva aparente se calcula con la siguiente fórmula:

$$X_{LA} = X_L \frac{X_m^2}{X_m^2 + B_p^2} \quad (12)$$

Donde:

$X_{LA}$  = Reactancia inductiva aparente, en ohm/km.

$X_L$  = Reactancia inductiva propia del conductor, en ohm/km. La cual se calcula con la siguiente fórmula:

$$X_L = 2 \pi f M \quad (13)$$

Dónde:

$f$  = Frecuencia de operación del sistema, (60 Hz).

$L$ =Inductancia propia de los conductores, en Henry /km.

Como se puede apreciar en la ecuación (9), la resistencia de cables con las pantallas aterrizadas en dos puntos ( $R_A$ ) es mayor que la de los cables con las pantallas aterrizadas en un solo punto ( $R$ ).

Lo opuesto sucede con la reactancia inductiva, como se puede apreciar en la ecuación (12), ya que la reactancia inductiva de cables con las pantallas aterrizadas en dos puntos ( $X_{LA}$ ) es menor que la reactancia inductiva de cables con las pantallas aterrizadas en un solo punto ( $X_L$ ). Debido a esto la impedancia de cables con las pantallas metálicas aterrizadas en dos o más puntos es diferente a la de cables con las pantallas metálicas aterrizadas en un solo punto y, por consiguiente, las caídas de voltaje también van a ser diferentes.

### 3.4.3. Corrientes y tensiones inducidas en configuración triangular equilátera

La corriente inducida en la pantalla metálica de cables de energía de circuitos trifásicos en configuración triangular equilátera se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_p = I \sqrt{\frac{X_m^2}{X_m^2 + R_p^2}} \quad (14)$$

Donde:

$I_p$  = Corriente inducida en la pantalla de un cable, en amperes.

$I$  = Corriente en el conductor de los cables en amperes.

Se define un nuevo concepto para entender el fenómeno de las corrientes inducidas en las pantallas:

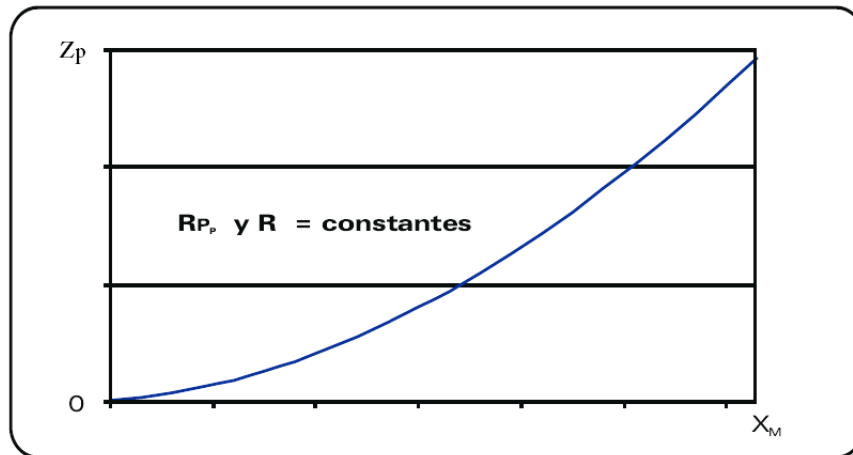
$$Z_p = \frac{I_p R_p}{I^2 R} \frac{R_p}{R} \frac{X_m}{X_m R_p^2} \quad (15)$$

Dónde:

$Z_p$  = Razón de pérdidas por efecto joule ( $I^2 R$ ) entre la pantalla y conductor, sin unidades. Los demás términos significan lo mismo que en las ecuaciones (9) y (14).

En la figura 31 se presenta una gráfica de  $Z_p$  contra  $X_m$  con  $R$  y  $R_p$  constantes. En esta gráfica se aprecia que al aumentar  $X_m$  aumenta  $Z_p$ , es decir al aumentar la inductancia mutua, o la separación entre los cables, aumentan las pérdidas en la pantalla.

Figura 31. **Gráfica de  $Z_p$  contra  $X_m$  con  $R$  y  $R_p$  constantes**



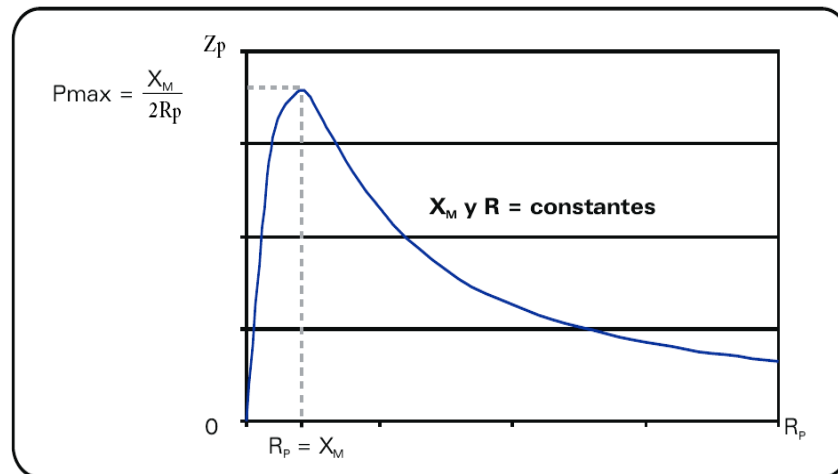
Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

En la figura 32 se presenta una gráfica de  $Z_p$  contra  $R_p$ , con  $X_m$  y  $R$  constantes. Esta gráfica tiene un máximo cuando  $R_p$  es igual  $X_m$ .

Generalmente  $R_p$  es mayor a  $X_m$ , por lo que al disminuir la resistencia de las pantallas, aumentando su área transversal, aumentan las pérdidas por efecto Joule o generación de calor en ellas.



Figura 32. **Gráfica de  $Z_p$  contra  $R_p$ , con  $X_M$  y  $R$  constantes**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

En función de las condiciones de instalación, un cable puede transmitir cierta cantidad de corriente (lo que se conoce como capacidad de conducción de corriente), lo que es lo mismo, generar por efecto Joule cierta cantidad de calor, de tal forma que no se exceda su temperatura máxima de operación.

Cuando circula corriente en las pantallas existe una generación de calor por efecto Joule ( $I_p^2 R_p$ ) en ellas. Esta generación de calor se suma al calor generado en el conductor también por efecto Joule ( $I^2 R$ ). Debido a esto, cuando circula corriente en las pantallas, se debe reducir el calor generado en el conductor, para no sobrepasar la temperatura máxima de operación del cable. Por lo tanto la capacidad de conducción de corriente de cables con las pantallas aterrizadas en dos o más puntos es menor que la de los cables con las pantallas aterrizadas en un solo punto. Sin embargo, en cables que tienen pantallas metálicas con un área transversal pequeña, esta reducción de la capacidad de conducción de corriente del conductor puede ser prácticamente despreciable.

La tensión inducida en la pantalla metálica de cables de energía de circuitos trifásicos en configuración triangular equilátera se calcula con la siguiente fórmula:

$$E_p = X_m I L \quad (16)$$

Donde:

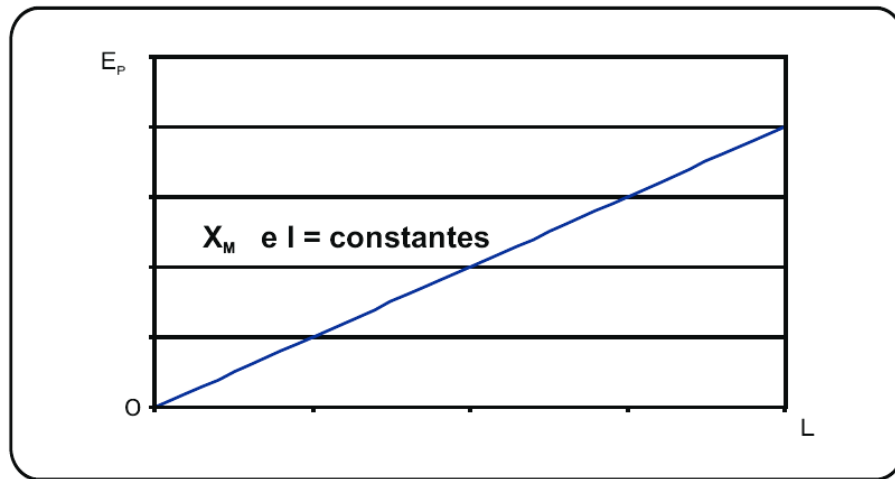
E = Tensión inducida en la pantalla de un cable, en voltios.

L = Longitud del cable, en kilómetros.

Como se puede apreciar en la ecuación (16), el voltaje inducido depende de la corriente en el conductor, a mayor corriente, mayor tensión inducida. El voltaje inducido también depende de la reactancia inductiva mutua (XM), a mayor reactancia inductiva mutua (o a mayor separación entre cables), mayor tensión inducida.

En la figura 33 se presenta una gráfica  $E_p$  contra L, con XM e I constantes. En esta gráfica se aprecia que al aumentar L aumenta  $E_p$ , es decir al aumentar la longitud de los cables o del circuito, cuando las pantallas están aterrizadas en un solo punto, aumenta linealmente la tensión inducida en las pantallas.

Figura 33. **Gráfica de  $E_p$  contra  $L$ , con  $X_M$  e  $I$  constantes**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

### 3.5. Selección de sistemas de aterrizaje

La selección del sistema de aterrizaje se debe realizar analizando la configuración en la que se instalaran los cables subterráneos y la cercanía con la red de tierras existente.

#### 3.5.1. Recomendaciones para el aterrizaje de las pantallas metálicas

Por cuestiones de seguridad, las pantallas metálicas de cables de energía deben considerarse como conductores de baja tensión para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de cables. También, por cuestiones de seguridad, para evitar que exista un potencial peligroso, las pantallas metálicas siempre deben aterrizar.

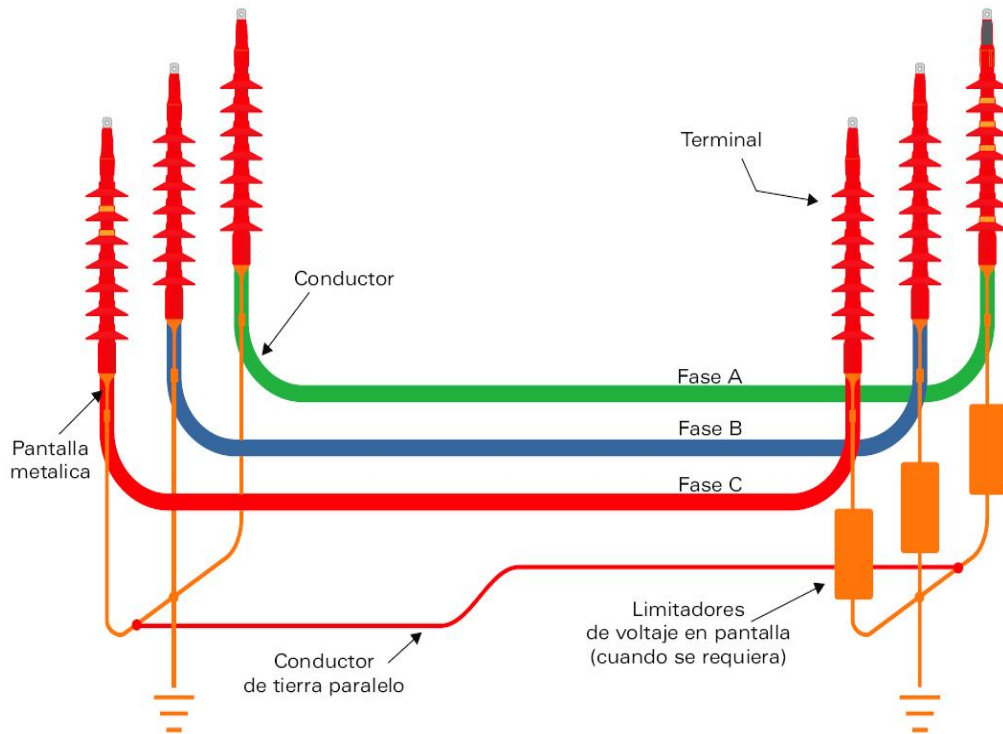
El método más sencillo y el que proporciona mayor seguridad en una instalación, es el aterrizaje de las pantallas en dos o más puntos, ya que no existe un voltaje neto inducido en ellas. Cuando se requiera reducir o minimizar la corriente inducida en las pantallas metálicas (ya que esta corriente inducida genera pérdidas por calor y puede reducir la capacidad de conducción de corriente de los cables), se pueden emplear métodos especiales de conexión de pantallas, como son el aterrizaje en un solo punto y el de pantallas cruzadas.

Estos métodos solo son justificados por razones económicas, generalmente para corrientes mayores a 500 Amperios, o cuando la generación de calor en las pantallas metálicas deba ser minimizada.

En la figura 34 se presenta el aterrizaje en un solo punto. En este método siempre debe existir un conductor de tierra paralelo, para evitar que la corriente regrese por el terreno en caso de fallas a tierra, ya que esto induce tensiones muy altas en el extremo no aterrizado de la pantalla. Esto se debe a que si no existe el conductor de tierra paralelo, la profundidad equivalente de regreso por tierra de la corriente es muy grande, porque en general la resistividad eléctrica del terreno es alta. El conductor de tierra paralelo también tiene la función de igualar los potenciales eléctricos en los dos extremos de la instalación.

El conductor de tierra paralelo debe transponerse a la mitad de la longitud de la instalación, para evitar que se induzcan corrientes en él.

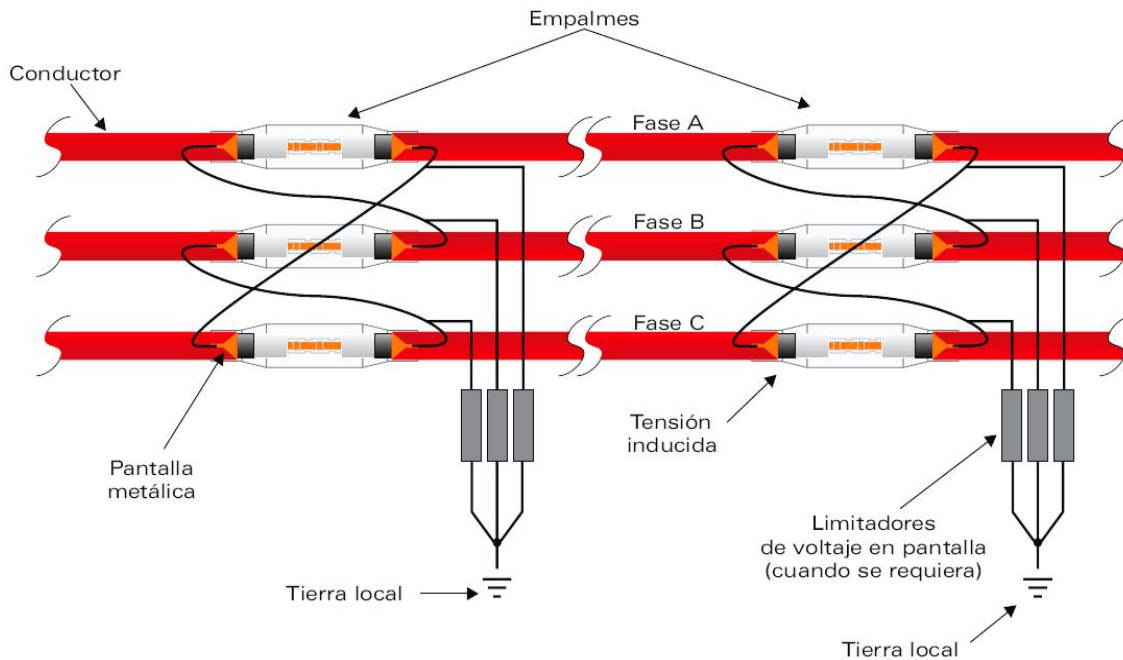
Figura 34. **Aterrizaje de pantallas en un solo punto**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

En la figura 35 se presenta el método de pantalla cruzada. Este método consiste en intercambiar las pantallas entre las fases, en los empalmes, a  $1/3$  y  $2/3$  de la longitud total de la instalación. De esta forma cada pantalla metálica es sometida a tres flujos magnéticos desfasados  $120^\circ$  uno del otro, por lo que las corrientes inducidas son muy bajas. Para que la corriente inducida en cada pantalla sea igual a cero, los puntos de intercambio de las pantallas, deben dividir a la instalación en tres partes de igual longitud, y la configuración de los cables debe ser triangular equilátera, o plana con transposición física de fases en los puntos del cruce de las pantallas. Para llevar a cabo este método se deben emplear empalmes con interrupción de pantalla semiconductor externa.

Figura 35. **Pantallas cruzadas**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Para llevar a cabo el aterrizaje en un solo punto, se requiere que la tensión inducida en las pantallas en operación normal no exceda de cierto valor considerado seguro. Para el caso del crossbonding, este valor no debe ser superado por cada tramo o tercio de la longitud de la instalación. En caso de que este valor sea superado se pueden realizar aterrizajes múltiples en un punto ó crossbondings múltiples. El valor máximo de tensión inducida en las pantallas, permitido o recomendado, es diferente dependiendo de cada país, por ejemplo: en México la norma oficial de instalaciones eléctricas recomienda 55 Voltios; en Europa y USA han utilizado valores de 65 a 100 Voltios; y, en Canadá se han utilizado valores de 100 a 400 Voltios, cuando el acceso a las instalaciones está restringido a personal capacitado.

En las figuras 34 y 35 se muestran limitadores de voltaje en los puntos no aterrizados de las pantallas, los cuales se requieren para evitar que la cubierta de los cables se perfora por sobre tensiones transitorias producidas por descargas atmosféricas, maniobras de interruptores o por fallas en el sistema.

Cuando se presenta una falla de fase a tierra en la carga de sistemas aterrizados, la corriente de corto circuito va a regresar al transformador de alimentación por todos los caminos paralelos que existan. Cuando las pantallas se aterrizan en dos o más puntos o en el caso del crossbonding, el camino más importante de regreso de las corrientes de corto circuito son las pantallas metálicas de los cables. Para evitar que las pantallas resulten dañadas se deben dimensionar para que puedan transmitir ésta corriente de corto circuito, la cual se va a dividir entre las pantallas de las tres fases.

El dimensionamiento de las pantallas se lleva a cabo con la siguiente fórmula:

$$S = \frac{1}{K} \sqrt{\frac{I^2 t}{L_n \frac{T_f}{T_i}}} \quad (17)$$

Donde:

I= Corriente de corto circuito que va a circular por cada pantalla, (A).

K= Constante que depende del material de la pantalla, (A s<sup>1/2</sup> / mm<sup>2</sup>), ver tabla VII.

t =Duración del corto circuito, (s).

S= Área de la sección transversal de cada pantalla metálica, (mm<sup>2</sup>).

T<sub>F</sub> = Temperatura final que soportan los elementos que rodean a la pantalla metálica, (°C). Generalmente se usa 200 °C.

T = Temperatura inicial, (°C), ver tabla VIII.

B= Constante que depende del material de la pantalla metálica, (°C), ver tabla VII.

Tabla VIII. **Valores de constantes para diferentes materiales**

MATERIAL	K(A s <sup>1/2</sup> /mm <sup>2</sup> )	B(°C)
Cobre	226	234,5
Aluminio	148	228
Plomo	41	230
Acero	78	202

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Tabla IX. **Temperatura inicial de la pantalla para cables con temperatura del conductor de 90 °C.**

Voltaje nominal del cable (kV)	Temperatura inicial de la pantalla (°C)
5 a 25	85
35 a 46	80
69 a 115	75

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Si se presenta una falla en un cable, en un empalme, o en una terminal, en un sistema aterrizado, la corriente de corto circuito va a circular por la pantalla metálica hacia sus conexiones a tierra. Si las pantallas están aterrizadas en un solo punto, la pantalla del cable fallado tiene que transmitir toda la corriente de corto circuito. En el caso de pantallas aterrizadas en dos o



más puntos o con pantallas cruzadas, la corriente se va a dividir circulando hacia las dos conexiones a tierra de las pantallas. Si no se quiere tener que reemplazar el tramo de cable completo, cuando se presente una falla de este tipo, se debe dimensionar cada pantalla para que soporte toda la corriente de corto circuito de falla a tierra. En sistemas no aterrizados, no se produce corriente de corto circuito cuando se presenta una falla de fase a tierra, por lo cual en este caso no se requiere dimensionar las pantallas para transmitir corrientes de corto circuito.

**Tabla X. Tensiones inducidas en pantallas para una línea con configuración en triángulo equilátero inducidas en pantallas para 1 circuito aterrizado en un punto, capacidad de conducción de corriente máxima con factor de carga variable**

Conductor		50 % Carga		75 % Carga		100 % Carga	
Calibre kCM	Sección en mm <sup>2</sup>	69 kV		69 kV		69 kV	
		Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu
500	253,40	0,06	0,08	0,06	0,07	0,05	0,06
750	380,00	0,09	0,11	0,07	0,09	0,06	0,08
1 000	506,70	0,10	0,13	0,08	0,10	0,07	0,09
1 250	633,40	0,11	0,13	0,08	0,10	0,08	0,10
1 500	760,10	0,11	0,14	0,09	0,11	0,08	0,10
1 750	886,73	0,12	0,16	0,09	0,12	0,09	0,11
2 000	1 013,40	0,13	0,16	0,10	0,12	0,09	0,12

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

**Tabla XI. Tensiones inducidas en pantallas para 2 circuitos aterrizando en un punto para capacidad de conducción de corriente máxima con factor de carga variable y separación de 100 mm entre circuitos**

Conductor		50 % Carga		75 % Carga		100 % Carga	
Calibre kCM	Sección en mm <sup>2</sup>	69 kV		69 kV		69 kV	
		Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu
500	253,40	0,06	0,08	0,07	0,08	0,06	0,07
750	380,00	0,09	0,11	0,08	0,09	0,06	0,08
1 000	506,70	0,10	0,13	0,09	0,11	0,07	0,09
1 250	633,40	0,11	0,13	0,10	0,12	0,08	0,10
1 500	760,10	0,11	0,14	0,11	0,13	0,09	0,11
1 750	886,73	0,12	0,16	0,11	0,14	0,09	0,12
2 000	1 013,40	0,13	0,16	0,12	0,15	0,10	0,13

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

## **4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES**

### **4.1. Lineamientos básicos**

Son un conjunto de dispositivos cuya principal función es detectar equipos o líneas eléctricas que se encuentran en condiciones anormales o peligrosas para iniciar las acciones apropiadas en los circuitos de control y aislar las aéreas con problemas.

Para el caso de las líneas de alta tensión, el esquema de protección estaría definido por la longitud de la línea, habiendo fundamentalmente dos arreglos.

- Líneas de alta tensión menores de 10 kilómetros (protección diferencial de línea 87L y protección direccional de sobre corriente a tierra 67N).
- Líneas de alta tensión mayores de 10 kilómetros (protección de distancia 21 y protección direccional de sobre corriente a tierra 67N).

### **4.2. Descripción de los dispositivos de protección**

Los elementos que sirven para mantener libre de una falla que ocasione daños a una la línea de transmisión subterránea son los relevadores de protección, los cuales desempeñan el papel de liberación de fallas y salvaguardar la continuidad del servicio de energía eléctrica.

#### **4.2.1. Relevador de distancia (21)**

Para protección de líneas de alta tensión, el método más generalizado es por medio de relevadores de distancia, llamados así porque las características electromagnéticas de las líneas así lo permiten. Estos relevadores operan en función de la relación entre el voltaje y la corriente. Es decir no operan solamente en respuesta a una corriente o a un voltaje, sino en función de la relación que existe entre estas dos cantidades.

En su forma más básica, los relevadores de distancia comparan el voltaje y la corriente del sistema y operan cuando la relación entre estos parámetros toma un valor menor al que se tiene de referencia.

Para condiciones normales, el valor de voltaje y corriente que mide el relevador, es el valor de la impedancia del circuito de la línea de transmisión protegida, pero la impedancia de una línea de transmisión es directamente proporcional a su longitud, la cual se puede proporcionar en kilómetros, relacionándose por lo tanto la longitud de la línea con la distancia que existirá entre el punto donde se encuentra conectado el relevador y el punto en el cual se presenta la falla.

Otra de las ventajas de los relevadores de distancia es que son de alta velocidad, lo cual permite la rápida eliminación de las fallas. Esta característica permite el establecimiento de áreas o zonas de protección para las cuales deberá operar en tiempos preestablecidos.

La filosofía de las protecciones establece que las fallas deben detectarse y aislarse lo más rápidamente posible de tal manera que el resto del sistema mantenga el suministro.

De tal manera que las fallas más cercanas deben eliminarse en forma instantánea, mientras que las fallas más alejadas deberán ser eliminadas un tiempo después, dando oportunidad a que opere la protección más cercana a la falla. Esto lleva a establecer la operación del esquema de protección de distancia en forma escalonada, abarcando cada vez mayor parte del sistema pero con cada vez mayor tiempo de operación, definiéndose este concepto como zonas de protección.

#### **4.2.2. Protección de sobre corriente direccional (67)**

Esta protección se aplica ampliamente como protección de respaldo de la protección de distancia, debido a su tiempo de respuesta que está en función de la magnitud de la corriente de falla.

Consta de dos elementos principales:

- La unidad direccional
- La unidad de sobre corriente de tiempo inverso

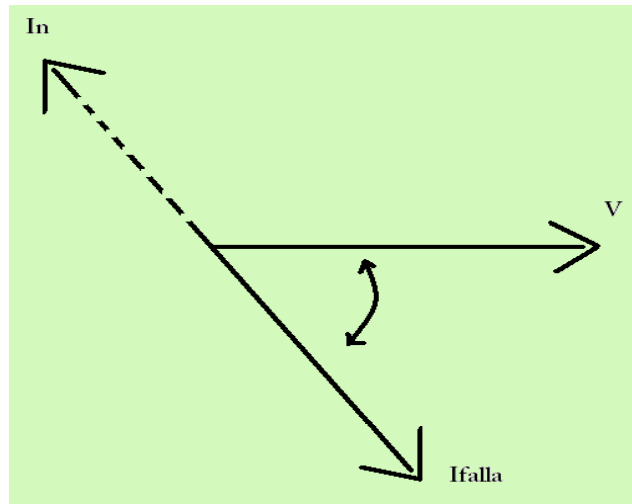
La combinación de estas dos unidades ha proporcionado excelentes resultados como protección de respaldo, sobre todo por la característica de tiempo inverso, aunque también se pueden utilizar unidades instantáneas. La característica más importante en la aplicación de los relevadores direccionales es su capacidad para discriminar la direccionalidad de las fallas, es decir, saber en qué sentido está circulando la corriente de falla para determinar si la falla está en el lado para el cual debe operar ó si se encuentra en el sentido contrario para tal caso no deberá operar.

Polarizar un relevador de protección consiste en colocarle un fasor de referencia que mantenga su ángulo independientemente de la localización de la falla, para que se pueda discernir si la corriente de falla va en dirección de barra a línea o viceversa.

En el caso de los relevadores de sobre corriente para protección de fase, la referencia que generalmente se utiliza para polarizar es el voltaje, que se asume que en un sistema eléctrico que no ha perdido estabilidad y que está sincronizado para efectos prácticos el voltaje tiene el mismo ángulo eléctrico, y es independiente del lugar del sistema en el que ocurra una falla, es decir la onda seno que define al voltaje, sube y baja al mismo tiempo en todo el sistema. Es contra el fasor de voltaje, que se compara para determinar si el relevador dispara o no.

Utilizando diagramas fasoriales, según se muestra en la figura 36, se puede concluir que cuando la corriente tiene la dirección que se muestra en la figura con líneas sólidas, ocurre disparo y cuando la corriente tiene la dirección de la línea punteada, no hay disparo.

Figura 36. **Diagrama fasorial del relevador de sobre corriente direccional**



Fuente: MORALES, Fernando. Elementos básicos de protección de sistemas de potencia.

#### **4.2.3. Relevadores direccionales de sobre corriente de tierra (67N)**

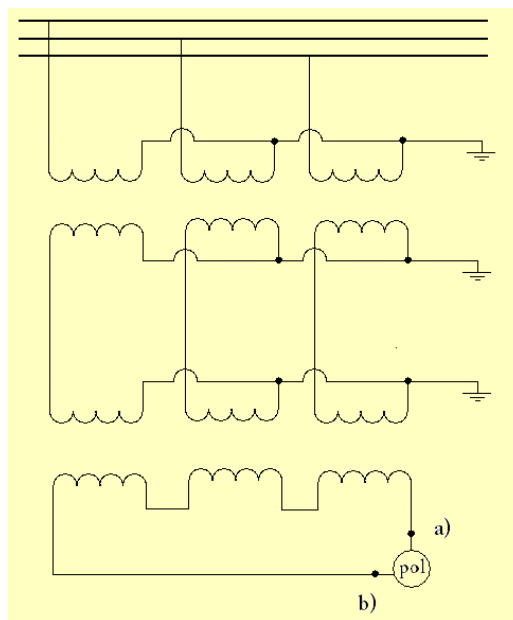
Los relevadores de sobre corriente que se utilizan para protección de fallas de línea a tierra en sistemas eléctricos trifásicos aterrizados, también pueden ser direccionales, para lo cual es necesario polarizarlos.

Para la polarización de los relevadores de falla a tierra se puede utilizar corriente o voltaje de secuencia cero, con la condición de que esta referencia no cambie de dirección con la localización de la falla.

En general, la polarización con corriente de secuencia cero es un poco difícil y tiene el inconveniente que la dirección del fasor de referencia puede cambiar si se hacen modificaciones al sistema de potencia.

Por la razón expuesta, los relevadores direccionales de sobre corriente de tierra usualmente se polarizan con un voltaje de secuencia cero, el cual obtiene con el circuito de la figura 37.

Figura 37. **Diagrama de conexión de los relevadores direccionales de sobre corriente de tierra**



Fuente: MORALES, Fernando. Elementos básicos de protección de sistemas de potencia.

En operación normal, los voltajes son simétricos y la resultante en el vértice de la delta entre los puntos a) y b), en los que se coloca la bobina de polarización, es cero. Cuando ocurre una falla monofásica el voltaje de la línea fallada se reduce, y la suma fasorial de los 3 voltajes deja de ser cero, y aparece una componente de voltaje de secuencia cero en el vértice de la delta, que es el que se utiliza para polarizar el relevador de sobre corriente direccional de tierra.



#### **4.2.4. Relevador diferencial de línea (87L)**

Con el desarrollo que se ha tenido en el campo de las comunicaciones, el procesamiento de señales y la transmisión de datos, se ha hecho posible que se puedan comparar las señales de corriente en los dos extremos de una línea y liberarla con el más pequeño disturbio, su operación es instantánea.

Lo que hacen estos relevadores es que toman una muestra de la corriente en cada extremo de la línea, la procesan con procesadores digitales de señales (DSP por sus siglas en inglés) con lo que digitalizan la señal analógica y la transmiten al otro extremo por medio de un canal de tele protección de alta velocidad en cada extremo de la línea.

Se logra entonces tener las señales digitalizadas de corriente de las dos barras en cada una de las terminales, con lo que se puede comparar y decidir el disparo si se detecta que la corriente que entra no es igual a la corriente que sale.

Prácticamente todos los fabricantes de relevadores tienen un relevador diferencial de línea, y utilizan el modem que corresponde como el medio de transmisión, estando de moda actualmente la transmisión de información entre los dos extremos por medio de fibra óptica.

### **4.3. Coordinación de protecciones contra sobre tensión**

Con el fin de asegurar la operación adecuada de las instalaciones subterráneas bajo el efecto de esfuerzos dieléctricos transitorios aplicados, se instalan pararrayos en las transiciones aéreo-subterráneas. Estos esfuerzos son las sobre tensiones por descargas atmosféricas, sobre tensiones por maniobra y sobre tensiones a la frecuencia del sistema por fenómenos de ferro resonancia. Existen básicamente dos tipos de pararrayos a considerar:

Los que se conectan directamente a través de las cadenas de aisladores y los que se instalan con un entrehierro externo en serie.

Los primeros son el tipo de pararrayos con el que estamos familiarizados por su extensa utilización en la protección de equipo en las subestaciones. Estos se encuentran permanentemente conectados a la tensión de línea a tierra y en condiciones normales de operación se encuentran sometidos a la circulación de la corriente de fuga. Estos pararrayos, que para su aplicación en transiciones de alta tensión, deben poseer algunas características particulares como: ser ligeros en peso, con un diseño que los haga mecánicamente adecuados a las condiciones de intensos vientos a los que se podrán ver sometidos en áreas abiertas y que no sean susceptible a daño por impactos. Esto prácticamente excluye la utilización de pararrayos con envoltente de porcelana. Los segundos son unos pararrayos que incluyen en su diseño un entrehierro externo en serie que cumple varias funciones:

- Proporcionar un camino a tierra únicamente cuando se produce una sobre tensión por impulso de rayo.
- Conjuntamente con la acción del pararrayos, interrumpir la corriente de 60 Hertz una vez cesado el transitorio.

- Aumentar la vida útil del pararrayos. Esto se consigue como consecuencia de tener el pararrayos desconectado de la línea, sin someterlo a los esfuerzos eléctricos asociados con las elevaciones temporales de tensión en la línea y el consiguiente aumento en la corriente de fuga.



## **5. OBRA CIVIL**

### **5.1. Tipos de terrenos**

Los tipos del suelo se clasifican según su dureza, cantidad de rocas, nivel freático y estabilidad, esta información servirá para realizar una correcta instalación de las líneas como de estructuras de ser necesarias.

#### **5.1.1. Blando y normal**

Se puede utilizar como relleno, retirando únicamente las capas con contenido orgánico para evitar la expansión del relleno.

Cuando el fondo de la excavación para alojar el banco de ductos sea inestable, por estar constituido por cenizas, carbones, basura, material orgánico o fragmentos de material inorgánico, se debe considerar que durante el proceso de construcción se excavará para estabilizar el terreno veinte centímetros extras, mismos que se rellenarán de la siguiente manera: 10 centímetros con arena húmeda y apisonada hasta lograr el 95% proctor de compactación, los restantes 10 centímetros se rellenarán con arena térmica; con el objeto de disponer de una superficie estable y nivelada para la correcta colocación y asiento de los bancos de ductos todo lo anterior es para hacer las consideraciones en el incremento de los volúmenes de obra desde la fase de proyecto.

### **5.1.2. Duro y rocoso**

Para utilizar este material como relleno, es necesario eliminar las rocas con tamaños mayores a  $\frac{3}{4}$  pulgadas y eliminar las capas con contenido orgánico.

Para el diseño del banco de ductos con tuberías de Polietileno de alta densidad (PAD) debe considerarse incluir un asiento de arena térmica de 10 centímetros de espesor.

### **5.1.3. Piedra**

Este material no se debe utilizar como relleno, a menos que la excavación se efectuó con zanjadora, la cual deja un material de grano fino propicio para la compactación, en caso contrario se utilizará material para rellenar.

### **5.1.4. Con alto nivel freático**

Se puede utilizar producto de excavación que no contenga piedra en tamaños mayores a  $\frac{3}{4}$  pulgadas de diámetro y libre de contenido orgánico.

### **5.1.5. Nivel freático muy alto**

Se considera terreno con nivel freático muy alto donde el agua esté a 85 centímetros del nivel de piso o menos.

Para estos casos únicamente podrá utilizarse tuberías de polietileno de alta densidad (PAD) en colores rojo o naranja y con una leyenda que indique peligro en tramos continuos de pozo de visita a pozo de visita. En caso de que

el trazo de la línea este contemplado en lugares no urbanizados, la profundidad del banco de ductos será la misma utilizado en terreno de bajo nivel freático.

#### **5.1.6. Inestables**

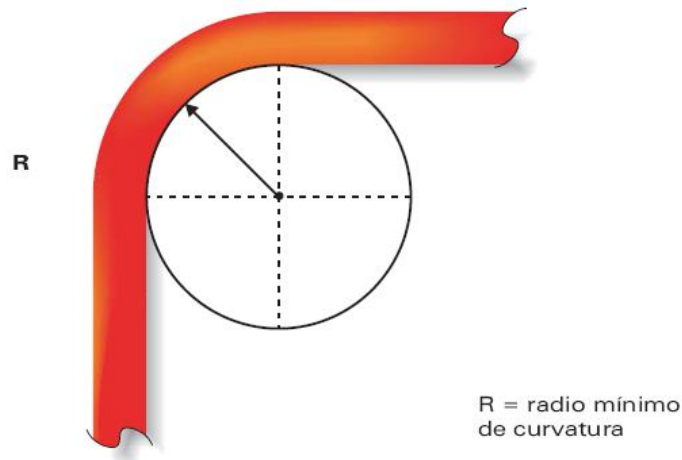
Se excavará hasta encontrar estratos donde se tenga la firmeza de terreno suficiente para poder compactar; se utilizará material para rellenar y compactar hasta el nivel de la instalación.

### **5.2. Canalizaciones a cielo abierto**

Consideraciones generales.

- Las líneas de alta tensión deben seguir una trayectoria que vaya a lo largo de las aceras, camellones, periferia de zonas verdes y andadores.
- Los bancos de ductos deben sujetarse cada tres metros con fleje plástico. Se deben utilizar separadores a dos metros de los pozos de visita.
- Debe instalarse en toda la trayectoria del banco de ductos una cinta de advertencia.
- En lugares donde pase una línea de transmisión subterránea es necesario que se indique la existencia de esta.
- Cuando se utilicen tuberías de polietileno de alta densidad (PAD) o tuberías conduit de polietileno de alta densidad (PADC), los cambios de dirección pueden ser absorbidos por estos, siempre y cuando se respete el radio mínimo de curvatura del cable el cual debe ser de 15 veces el diámetro exterior y la presión lateral no rebase los límites permisibles para el cable durante el jalado. Ver figura 38.

Figura 38. **Radio mínimo de curvatura**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

- Cuando se utilicen tuberías Conduit de Polietileno de alta densidad (PADC) estos deben quedar alineados evitando deflexiones agudas que propicien la pérdida de hermeticidad en los puntos de unión; en secciones rectas se permiten pequeñas deflexiones en los cople no mayores a 2 grados con respecto al eje de la línea. En todos los cambios de dirección agudos en proyección horizontal se debe utilizar pozos de visita, igualmente en los cambios verticales que indique el proyecto.
- Lastuberías Conduit de Polietileno de alta densidad (PADC de PADC, con campana integrada o con cople, deben garantizar una unión hermética. La unión de los ductos de polietileno de alta densidad corrugados serán por medio de coples o espigas campana.
- Cuando se utilicentuberías de Polietileno de alta densidad (PAD), se recomienda emplear tramos continuos de registro a registro. En caso de



ser necesario las uniones se realizarán con termo fusión o con coples para PAD.

- En todos los casos debe respetarse las tensiones máximas de jalado y presiones laterales máximas permisibles.

### **5.2.1. Trazo**

El trazo debe realizarse conforme a Planos de Proyecto, debe hacerse con equipo topográfico, evitando en lo posible interferencias y cruzamientos con otras instalaciones si existiesen. En caso de encontrarse con otra instalación de servicio, ya sea teléfonos, agua potable, drenaje o alumbrado, etc.; se debe coordinar con el ente responsable.

### **5.2.2. Demoliciones**

La demolición será necesaria efectuarla cuando algún objeto o construcción impida el proceso constructivo de la línea subterránea; paralelo a este proceso de demolición se debe realizar la actividad del retiro de los materiales y elementos que se encuentran en el área que sea afecta por la construcción en función de la trayectoria. En la construcción de la línea subterránea se puede encontrar la necesidad de demoler pavimentos y/o banquetas asfálticos, de concreto, adoquín o cualquier otro material.

Para su retiro se debe emplear medios mecánicos o manuales en función de las instalaciones subterráneas y de las construcciones aledañas, de forma paralela a la demolición se debe proceder a retirar cualquier material producto de la demolición.

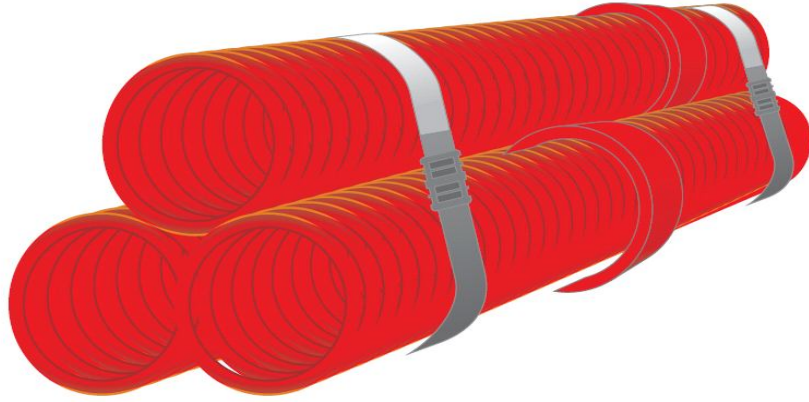
### **5.3. Excavación**

Esta se debe realizar por medios manuales o mecánicos en función de las instalaciones subterráneas y de acuerdo al tipo de instalación que se construirá. La excavación se puede llevar a cabo por medios manuales, principalmente en donde se presenten materiales sueltos como arena o de aglomerado como tepetate, arcilla, etc. La excavación por medios mecánicos no es muy recomendable en lugares donde existan otras instalaciones de servicio tales como: teléfono, agua potable, drenaje, alumbrado público, etc., ya que existe la posibilidad de ocasionar algún daño. Las dimensiones de la zanja dependen del tipo de banco de ductos a instalar. En los casos donde la zanja tenga que ser profunda y el terreno no sea estable, se debe ampliar hasta encontrar el ángulo de reposo del material o en caso contrario ademar, para evitar derrumbes y accidentes. La zanja debe estar limpia, libre de basura y derrumbes, la superficie nivelada y compactada al 90% proctor en tramos definidos entre pozos de visita.

### **5.4. Banco de ductos**

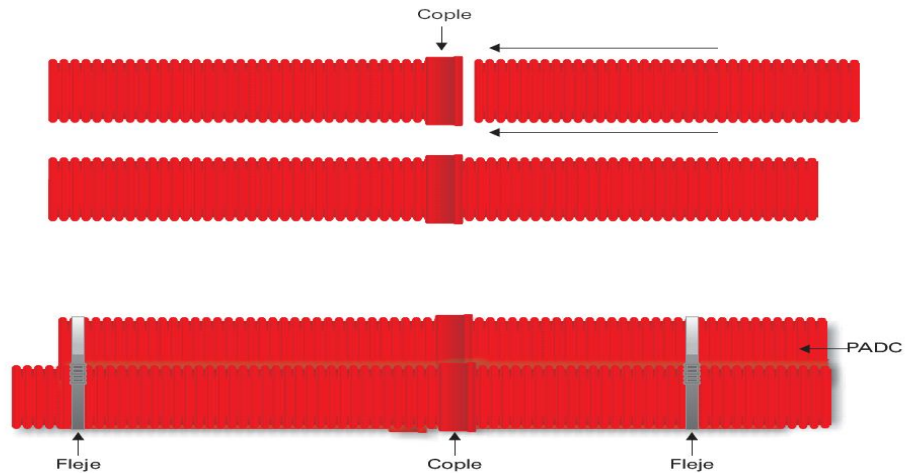
Se debe utilizar exclusivamente ductos de PAD o PADC. Para la construcción del banco de ductos en terrenos con nivel freático alto y muy alto únicamente podrá utilizarse tubos de PAD en tramos continuos entre pozos de visita. Para conformar la sección del banco de ductos, se debe considerar el eje de la línea, tomando en cuenta todos los obstáculos si existen. La configuración del banco será en triángulo equilátero y debe ser sujeta con una cinta plástica en toda su longitud a cada tres metros para evitar su separación. La sección de la zanja se debe rellenar de arena térmica y protegidos con una losa de concreto. Las uniones de los ductos (coples) de los ductos de PADC deben ubicarse desplazados uno de otro como se indica en las figuras 39 y 40.

Figura 39. **Ubicación de coples en ductos de padc, perspectiva**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Figura 40. **Ubicación de coples en ductos de padc, vista lateral**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

En ningún caso se aceptará cruces longitudinales de los ductos y debe verificarse que estos conserven la misma posición en toda la trayectoria de la línea. Se debe verificar que no exista alguna obstrucción dentro de los ductos,

mediante la utilización de un mandril ó dispositivo para limpieza. Antes de colocar la loza de concreto, se debe verificar las deflexiones en el ducto mediante un cilindro verificador de deflexiones, cualquier sección de ducto que no permita el paso de este dispositivo debe ser levantada para rectificar su colocación. En cada ducto se debe colocar una guía de polipropileno ó rafia de manera que sobresalga 3 metros mínimo, en cada pozo de visita en los extremos del banco de ductos. Los amarres que se hagan deben garantizar la unión entre secciones en caso de utilizarse. El banco de ductos debe terminarse con boquillas abocinadas en los pozos de visita, los cuales una vez cableados, deben sellarse con algún sello-ducto adecuado, compatible con la cubierta del cable y que no la dañe mecánicamente.

#### **5.4.1. Suministro de material de banco para relleno compactado y nivelado**

Cuando por cualquier causa sea necesario suministrar material para relleno, este deberá ser introducido y descargado en la obra por medio de transporte adecuado y en el horario más conveniente. La aprobación de este material será determinada por medio de muestras y pruebas obtenidas de los materiales, por los laboratorios designados. Por lo que debe efectuarse pruebas de granulometría, contenido de humedad, valor cementante y todas las que sean necesarias para que el laboratorio dictamine por escrito, su empleo como relleno, para su utilización.

#### **5.4.2. Relleno compactado y nivelado**

El relleno y la compactación deberán efectuarse en capas de material compactable adecuado, en espesores de 15 a 20 centímetros, con la humedad necesaria para obtener un buen grado de compactación, cuidando de evitar la ruptura de los ductos o de cualquier otra instalación. Podrá efectuarse con herramienta de mano o equipo mecánico adecuado para lograr un grado mínimo de compactación de 90% en banquetas y 95% en arroyos. A todo lo largo de la trayectoria de la línea se debe colocar una cinta de polietileno. La cinta debe ser de polietileno de alta calidad, resistente a los ácidos y álcalis.

Si el relleno cumple con la especificación de grado de compactación, la siguiente etapa será el nivelado del terreno.

#### **5.5. Limpieza y rectificación de los ductos**

Una vez contruidos totalmente todos los pozos de visita y bancos de ductos, se debe proceder a limpiarlos. Primero se limpiarán perfectamente todos y cada uno de los pozos de visita para que posteriormente se proceda a la limpieza de cada uno de los ductos figura 41, para este efecto se utilizará un mandril flexible de acero y cilindros verificadores de deflexiones, ver figura 42.

Figura 41. **Dispositivo de anillos de acero para limpieza**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

Figura 42. **Dispositivo para verificación**



Fuente: Comisión Federal de Electricidad, Norma CFE-AT-CTDP.

## 5.6. **Perforación horizontal dirigida**

Actualmente la más moderna tecnología para la instalación de ductos y tuberías es el sistema de perforación horizontal dirigida. Este sistema ofrece todas las ventajas que las obras necesitan: rapidez, limpieza y seguridad, sin causar un impacto ambiental y sin interrumpir el tráfico vehicular y peatonal.

### **5.6.1. Condiciones de terreno**

El tipo de suelo se puede clasificar en dos categorías generales: materiales gruesos y finos. Los suelos gruesos consisten en arenas y gravas, los finos son arcillas. El tipo de terreno determina las características de un fluido de perforación, la función del fluido es proveer la refrigeración necesaria a la cabeza de perforación y, a la sonda direccionable, permitir la lubricación adecuada en el proceso de inmersión de los ductos y estabilizar los túneles impidiendo que se derrumben. El principal componente de un fluido de perforación es el agua, pero en raras veces se puede utilizar el agua sola para perforar. En el mercado existen numerosos productos que adicionados al agua optimizan su funcionamiento, el uso de estos aditivos dependen de las condiciones del terreno.

### **5.6.2. Fluidos de perforación**

La bentonita es un silicato de aluminio formado por la actividad volcánica desde hace 60 millones de años. Cuando al agua se le agrega la bentonita, se quiebra en partículas microscópicas llamadas platelets. Cuando esta se utiliza para perforación, los platelets tienen un efecto de sellado que estabiliza las paredes del túnel, impidiendo con esta barrera que el fluido se escape. Para asegurar una mezcla adecuada, la Bentonita debe mezclarse con agua limpia, con un PH de 8.5 - 9.5.

### **5.6.3. Aditivos para fluidos de perforación**

Polímero es el nombre que describe a numerosos compuestos orgánicos y sintéticos de gran peso molecular que tiene la característica de formar cadenas estructurales muy ligeras, que permiten una mayor fuerza de adhesión entre las

moléculas del fluido. Los polímeros son usados en perforación por la habilidad de impedir que las arcillas se esponjen y se hagan mucilaginosas, además de impedir la fricción actuando como lubricante.

#### **5.6.4. Perforación**

El proceso de perforación se logra maniobrando una cabeza de perforación con una herramienta de corte en la punta que puede direccionarse en cualquier sentido. El ángulo de perforación y la profundidad se captan electrónicamente en la superficie y las provee una sonda alojada dentro de la cabeza. Para perforar, la cabeza gira desbastando el terreno, utilizando un fluido de perforación adecuado para enfriar y lubricar la cabeza.

#### **5.6.5. Ampliación en retroceso**

El proceso de ampliado en retroceso, mejor conocido como jalado, está determinado por la habilidad de escoger el ampliador adecuado y la cantidad de fluido que crea un lodo que se pueda desplazar hasta la apertura de entrada. Este proceso es crítico y determina el rendimiento de la máquina. No solamente es necesario usar los fluidos apropiados, también es importante determinar la cantidad de fluido. Para crear un lodo favorable, se requiere tener una relación mínima del 50/50 de fluidos contra sólidos desplazados. Es importante no apresurar el proceso de jalado ya que la ampliación necesita tiempo para forjar el túnel y crear una mezcla adecuada de lodos. La capacidad del tanque de lodos de la máquina, la potencia, el tipo de terreno y el diámetro del túnel determinan la velocidad de jalado.



### **5.6.6. Tapón de lodo (hidra-look)**

Es una condición indeseada que se crea durante el jalado, cuando el lodo no puede ser bombeado dentro del túnel por la pobre mezcla del mismo. El Tapón de Lodo (Hidra Look) no permite pasar en la entrada, sin una ruta de escape el fluido dentro del hoyo. Se presuriza y actúa como un cilindro hidráulico, la presión impide que los tubos se muevan mientras que el fluido no encuentre una salida.

#### Descripción

El trabajo consiste en instalar ductos de polietileno de alta densidad lisos, utilizando un sistema de perforación horizontal de túneles subterráneos, dirigido electrónicamente, a distancias señaladas en el proyecto, medidas a partir del punto de inicio. El sistema debe realizar la instalación de los tubos mientras el rompimiento de la capa de terreno se reduce al mínimo. La herramienta barrenadora debe ser electrónicamente rastreable y dirigible, capaz de evitar cualquier obstáculo subterráneo y servicios existentes en su ruta. Debe girar en un radio aproximadamente de 20 metros y debe ser detectable a una profundidad de hasta 5 metros.

El sistema debe utilizar una mezcla de bentonita-polímero y agua de acuerdo a las características del terreno, emitida a través de un surtidor de diámetro pequeño con una presión que permita trabajar en la masa del terreno, estabilizar la pared del túnel y lubricar los tubos que estén instalados. Los vacíos o bolsas de aire generados durante el proceso de la masa del subsuelo deben ser mínimos sin repercusiones en la superficie.

## **5.7. Pozos de visita para empalmes, deflexiones o de paso construidos en el sitio de la obra**

En los lugares que se construirán los pozos de visita de concreto armado, de acuerdo al tipo de pozo que se requiera, el encargado debe hacer la construcción del pozo de visita, suministrando para ello todos los materiales y hará la conexión de los ductos usando campanas terminales o boquillas de tuberías de polietileno de alta densidad (PAD) a la llegada del registro o haciendo un emboquillado a mano.

El fondo y las paredes de las excavaciones quedarán formando una sección limpia de material suelto e inestable. La profundidad de las excavaciones no sobrepasara las señaladas teóricamente en más de 30 milímetros para terrenos suaves y medios, 200 milímetros para el terreno rocoso. Se acepta una tolerancia de 100 milímetros en exceso por lado para facilitar los trabajos. El piso de la excavación debe estar nivelado y se debe aplicar una capa de concreto con una resistencia de 50 kilogramos /centímetro de 10 centímetros de espesor. Si el nivel freático fuera alto, se debe cerrar el cárcamo y sellar perfectamente las preparaciones para recibir los bancos de ductos, cuidando el abocinamiento de las mismas.

En caso de que el pozo de visita lleve cárcamo abierto, la plantilla de concreto se debe colocar sobre una plantilla de grava-arena de 10 centímetros de espesor y agregado máximo de 19,1 milímetros (3/4 pulgada), acompasada con un compactador mecánico. No se debe construir el pozo de visita sobre ninguna línea de servicio, tales como agua, drenaje u otras instalaciones. La parte inferior de la cepa donde se construya el pozo, debe estar debidamente compactada al 90% proctor. El acero de refuerzo debe estar libre de óxido, si contiene alguna oxidación se debe cepillar hasta retirar el óxido. Se debe utilizar

algún aditivo para impregnar la cimbra evitando la contaminación del acero y del suelo.

De acuerdo con los planos para la construcción de los pozos de visita se debe construir por debajo del piso del pozo de visita un cárcamo para el drenaje de los mismos y conexión de la varilla del sistema de tierras. El armado de estos elementos se debe integrar al armado del acero de refuerzo y al concreto de los registros que serán colados en forma simultánea para evitar la junta fría.

Antes del armado del piso de los pozos de visita y de los cárcamos se debe instalar la varilla para la red de tierras, así como la banda ojillada para evitar filtraciones. Durante la fabricación del concreto se debe suministrar algún impermeabilizante del tipo integral a fin de evitar filtraciones de agua. En el caso de existir nivel freático alto que sea notorio al momento de las excavaciones, las juntas de construcción que se tengan, deben ser tratadas para obtener una región impermeable a prueba de filtraciones y se cerrara el cárcamo. En estos casos el acero de refuerzo tiene que ser galvanizado. No se permite usar el talud de la excavación como cimbra exterior de los muros. La cimbra interior debe ser adecuada para dar un acabado aparente.

El concreto usado deber ser con una  $f'c$  de 250 kg/cm<sup>2</sup> de fraguado normal, de 12 a 14 centímetros de revenimiento y con agregado pétreo no mayor de 19,1mm (3/4"). El concreto debe de vibrarse de tal manera que se asegure el perfecto asentamiento y eliminación de huecos. Antes de depositar el concreto, la cimbra y el armado de varillas deben estar limpios de basura, tierra, derrumbes, etc., y debidamente humedecidos.

El concreto debe de curarse aplicando una membrana impermeable. Una vez descimbrado se procede al relleno perimetral, compactando con un pisón en capas de 15 centímetros de espesor, con un grado de humedad adecuado. Se deben colocar anclas sobre los muros interiores de los pozos de visita para el jalado del cable de potencia durante su instalación en los ductos de la línea subterránea. Las anclas deben ser de acero con un diámetro de 19 milímetros con la forma de U, en su fabricación, los dobleces se deben hacer en frío y posteriormente extra galvanizarse por inmersión en caliente. Se fijarán al acero de refuerzo de los muros de los pozos por medio de soldadura de alta penetración.

Después de realizar la construcción del piso y de las paredes se procederá a conformar la losa en donde se colocarán marcos y tapas o aros y tapas según la ubicación de la entrada del pozo de visita. La colocación y fijación del marco se debe hacer al acero de refuerzo de los pozos de visita a través de soleras de 25 x 6,3 milímetros, soldadas al armado de la losa superior de los pozos de visita debiendo asegurar su correcta instalación y nivelación. El colado de la losa superior de los pozos visita se debe hacer una vez que se hayan fijado los marcos, con el objeto de que estos queden ahogados dentro de la sección de la losa de concreto.

No deben realizarse trabajos de soldadura después de la colocación de los marcos o aros una vez que el colado de la losa esté concluido. Cuando un pozo quede dentro de áreas verdes solo deben quedar las tapas al ras del terreno por lo que se debe de alargar el brocal, dichas tapas deben de pintarse de color verde.

### **5.7.1. Obra electromecánica**

Terminada la obra civil y antes de iniciar la instalación del cable, se debe señalar los ductos en las paredes de cada registro indicando sobre las mismas y de acuerdo al proyecto, la fase que le corresponde a cada ducto, igualmente en el interior de cada pozo de visita, se marcará el número consecutivo que le corresponde, con letras pintadas en el concreto.

### **5.7.2. Verificación del sistema de ductos**

Antes de iniciar la instalación del cable, se debe asegurar que el sistema de ductos está en condiciones de recibir los cables de potencia, verificando el interior de los ductos con el mandril y con el cilindro verificador de deflexiones que se indican en el dibujo de la figura 42.

### **5.7.3. Revisión del cable de potencia en el campo**

Se debe verificar la ausencia de humedad en los cables, se observarán los hilos de cobre de la pantalla metálica, si están brillantes significa que no hay humedad pero si están manchados o verdes, es señal inequívoca que existe humedad por la corrosión presente, en tal caso deberá rechazarse no permitiéndose la instalación. Se debe verificar en la cubierta del cable, si sus características corresponden al del cable apropiado.

Que los carretes estén bien identificados con la longitud y el tramo donde serán instalados Se debe verificar que el diámetro sobre el aislamiento este dentro de los rangos especificados, así como también confirmar que las características en general estén dentro de los límites que señala la especificación, como son: calibre del conductor, pantalla metálica con número

de hilos y calibre correcto, espesor de cubierta, color, barreras bloqueadoras contra ingreso de humedad, etc.

#### **5.7.4. Instalación del cable**

El personal que intervendrá en la instalación debe tener experiencia en el manejo de cables de potencia y conocer las reglas de seguridad correspondientes. El carrete con el cable de potencia se debe colocar de tal forma, que al estarse desenrollando durante su instalación, no sufra más de una deflexión antes de entrar al ducto de alojamiento; para esto se usará un portacarrete de dimensiones adecuadas al tamaño del carrete, teniendo cuidado de anclar perfectamente el equipo para soportar la tensión de jalado. Debe jalarse con una guía de jalado lo suficientemente resistente.

Se recomienda usar un cable de tracción de características adecuadas al tipo de cable por tender y longitud apropiada para jalar el cable de potencia a través de los ductos. Si existen cambios de dirección en el tramo, es necesario instalar un troquelado con poleas o rodillos que permitan al cable absorber con suavidad ese cambio de dirección, manteniendo el radio de curvatura dentro del valor permisible.

Los pozos de visita deben tener la salida de los ductos perfectamente emboquillados para evitar que el cable se dañe. También deberán tener ménsulas en las paredes, para soportar los cables y empalmes.

En cada pozo de visita intermedio del tramo a cablear, es necesario distribuir al personal con el objeto de vigilar el jalado y avisar a tiempo de cualquier obstáculo que pudiera presentarse, para detenerlo antes de que se dañe el cable de potencia o se reviente el propio cable de acero de la guía.

Estas personas deberán ir lubricando el cable en cada punto donde se encuentren. Se debe colocar el dinamómetro en un lugar visible, lo más cercano posible a la guía, con el fin de medir la tensión de jalado que se está desarrollando. La comunicación entre el personal de la guía, pozos de visita intermedios y el personal ubicado en el carrete debe ser efectiva y constante mientras dure el proceso de jalado, igualmente durante todo el proceso de cableado es necesario aplicar suficiente lubricante en el tubo flexible alimentador, así como también directamente sobre el cable a la entrada de los ductos en los pozos de visita intermedios, con el fin de reducir la fricción que se presentará al momento del jalado. La selección del lubricante adecuado al mantener en valores bajos las tensiones de jalado y las presiones laterales en el cable de potencia durante el proceso de instalación permite incrementar las longitudes de jalado con la posibilidad de reducir el número de pozos de visita totales a instalar, por lo que su uso y aplicación debe considerarse desde el diseño del proyecto.

Deben evitarse paradas y arranques bruscos de la guía, con el objeto de disminuir tensiones altas de jalado en el conductor. Si por alguna razón el tendido del cable se interrumpió, se debe reiniciar lentamente, procurando que en ningún momento la velocidad de tendido rebase los valores de tensión de jalado previamente calculados. Al finalizar el cableado es necesario llevar la punta del cable lo más alejado posible del pozo de visita, con objeto de cortar la parte que se hubiese dañado en el punto de tracción y confirmar que se tiene la suficiente longitud para la instalación de la terminal o empalme. Por último, los cables deben ser acomodados correctamente sobre los soportes previamente instalados en cada pozo de visita, cuidando que sus extremos queden perfectamente sellados con tapones poliméricos o de cinta vulcanizable para protegerlos del ingreso de humedad, además de identificar los cables para no tener errores durante su conexión.

### **5.7.5. Instalación de empalmes y terminales**

Antes de proceder a la instalación de empalmes y/o terminales, se debe verificar lo siguiente:

Que se cuente con el equipo, material, herramientas e instructivo de elaboración del empalme y/o terminal a instalar. Dependiendo de las características particulares de cada fabricante de empalmes y/o terminales, se deberán seguir las especificaciones que señale el fabricante.

Que los empalmes y/o terminales correspondan a la tensión de operación del sistema donde se van a instalar, así también que sus dimensiones sean correctas respecto al diámetro sobre el aislamiento del conductor.

Las condiciones ambientales de humedad y temperatura deben ser controladas y ajustarse a los parámetros indicados por el fabricante.

La limpieza del área de trabajo debe ser la idónea evitando la migración de partículas contaminantes circundantes en el medio al interior del área donde se esté desarrollando la actividad.

La instalación de empalmes y terminales debe realizarse con el máximo de limpieza y el mejor de los cuidados, utilizando herramientas adecuadas recomendadas por el fabricante y ajustándose al instructivo de cada elemento, ya que esta fase es la más delicada de la obra electromecánica. Deberán evitar que el personal esté entrando y saliendo del pozo de visita al momento de ejecutar los trabajos para realizar el empalme.



Las herramientas utilizadas para el montaje de conectores se inspeccionarán periódicamente para comprobar que estén en condiciones adecuadas durante su uso. La herramienta de compresión que se utilice, debe ser la recomendada por el fabricante del conector, aplicando el número de compresiones y posición que se indiquen.

Para la elaboración de empalmes se deben considerar los siguientes aspectos:

- Se deben tener los planos de montaje con todas sus referencias.
- El montaje y la elaboración lo realizará personal calificado.
- Se debe verificar que todos los componentes del empalme estén completos y se cuente con lo indicado en los planos de montaje del fabricante.
- Se debe verificar que la herramienta que se utilizará sean las recomendadas por el fabricante.
- Es indispensable controlar los calentamientos para el retiro de la pantalla semiconductora, y el personal que interviene en esta actividad debe evitar sobrecalentamientos.
- La limpieza de los componentes del cable se realizarán con papel impregnado con cloruro de metileno o solvente dieléctrico recomendado por el fabricante, debiendo no contaminar el aislamiento con impurezas.
- No se debe enfriar con agua el aislamiento, la capa de material semiconductor y el conductor del cable.
- No rayar de manera longitudinal o axial el aislamiento y la capa de material semiconductor.
- No se debe trabajar en condiciones de limpieza dudosa.

- El pozo de visita debe estar perfectamente ventilado en el momento de elaborar los empalmes y la temperatura se debe controlar a temperatura ambiental.

Para la elaboración de terminales se deben considerar los siguientes aspectos:

- Se debe tener los planos de montaje con todas sus referencias.
- El montaje y la elaboración lo realizará personal calificado.
- Se debe verificar que todos los componentes de la terminal estén completos y se cuente con lo indicado en los planos de montaje del fabricante.
- Se debe verificar que la herramienta que se utilizará sea la recomendada por el fabricante.
- Es indispensable controlar los calentamientos para el retiro de la pantalla semiconductora, y el personal que interviene en esta actividad debe evitar sobrecalentamientos.
- La limpieza de los componentes del cable se realizarán con papel impregnado con cloruro de metileno ó con el solvente dieléctrico recomendado por el fabricante, debiendo no contaminar el aislamiento con impurezas.
- No se debe enfriar con agua el aislamiento, el semiconductor y el conductor del cable.
- No rayar de manera longitudinal ó axial el aislamiento y semiconductor.
- No se debe trabajar en condiciones de falta de limpieza y solamente cuando se trabaje con terminales que se llenen con aceite en el campo se laborara en lugares que exista hasta un 60% de humedad relativa.
- La punta de lápiz del aislamiento debe realizarse con la herramienta adecuada.

- Se deberá dejar un acabado uniforme y pulido en el chaflán de la pantalla semiconductora cuando se utilice la abrazadera y una lima circular de ¼ pulgada hasta llegar al aislamiento sin dañarlo.

#### **5.7.6. Identificación del cable de potencia**

Es la actividad que se lleva a cabo para instalar en los cables de potencia placas de plástico que contendrán los datos necesarios para la identificación de los cables de potencia en la línea. Todos los cables de potencia de la línea deberán ser identificados en cada terminal, empalmes, en todos los puntos intermedios, puntos de transición y en general en todo lugar donde el cable sea visible con los datos necesarios:

- Número de alimentador
- Fase
- Calibre y material del conductor
- Tipo de aislamiento
- Nivel de aislamiento
- Tensión de operación



## **6. ANÁLISIS DE FALLAS E INVERSIÓN INICIAL ENTRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEA DE 69 kV Y UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA DE 69 kV**

La ubicación y distancia de las fuentes de generación respecto a los centros de distribución es considerablemente amplia por lo que en algunos casos las líneas deben atravesar grandes extensiones de terrenos con diferentes características como terrenos montañosos, bosques, poblados, cultivos, en los cuales están expuestas a diversas condiciones que pueden causar fallas en las mismas.

En Guatemala existen líneas muy importantes en las que dependiendo de las condiciones del sistema una falla puede causar la pérdida total del servicio de energía eléctrica, por lo que vale la pena conocer las fallas más recurrentes que se dan en las líneas de transmisión aéreas, para plantear una solución que las reduzca o elimine.

Las causas más comunes que producen fallas en Guatemala son: la vegetación/árboles, la descarga electro atmosférica, la fuerte lluvia, el fuerte viento, la quema de caña, incendios forestales, falla de aislamiento, falla en cable de guarda, el daño/falla a estructura, el robo/vandalismo/terrorismo, accidentes automovilísticos y los movimientos sísmicos aunque en un porcentaje muy bajo, y en ocasiones están relacionadas unas con otras.

Las dos causas que provocan el mayor número de fallas son la fuerte lluvia y la descarga electro atmosférica, las cuales están relacionadas entre sí afectando en mayor cantidad la fase A de una línea, esto debido que en

algunos arreglos de líneas, esta se encuentra en la parte más alta, seguida del cable de guarda, además, aunque la descarga no sea directamente sobre una fase, sino sobre el cable de guarda, puede existir un sobre voltaje inducido en la fase a causa del acoplamiento por campo eléctrico, que depende del número de cables de guarda y de la posición relativa de estos con respecto a los conductores de fase.

### **6.1. Causas de fallas en líneas de transmisión aéreas**

Las causas que producen las fallas pueden ser muy variadas ya que dependen del lugar que atraviesen las líneas de transmisión. A continuación se presenta un listado con las causas más comunes que producen fallas en las líneas de transmisión aéreas de Guatemala, se detallan y se explica que sucede con una línea de transmisión subterránea.

- Vegetación/árboles
- Descarga electro atmosférica
- Fuerte lluvia
- Fuerte viento
- Quema de caña e incendio forestal
- Falla de aislamiento
- Falla en cable de guarda
- Daño/falla a estructura y robo/vandalismo/terrorismo
- Agentes extraños en la línea
- Accidente automovilístico
- Falla en equipo primario de línea
- Fase rota
- Movimiento sísmico

### **6.1.1. Vegetación / árboles**

Debido a la geografía del país, las líneas de transmisión aéreas atraviesan extensiones de tierra que presentan una densa vegetación, que en algunos casos alcanza la altura necesaria para hacer contacto con la línea de transmisión, además de esto existen líneas con un valor grande de flecha, esto en conjunto, generalmente provoca fallas transitorias en la línea y en algunos casos en los que los árboles caen, el daño en la línea es mayor, ya que puede romperse alguna de las fases interrumpiendo el flujo de corriente permanentemente.

Línea subterránea: esta falla no aplica en un sistema subterráneo, ya que la línea está fuera de alcance de cualquier vegetación/arboles, por lo que se ve disminuida enormemente la incidencia de falla por esta causa.

### **6.1.2. Descarga electro atmosférica**

En la atmósfera, las cargas eléctricas se producen por la fricción entre partículas de vapor de agua, cristales de hielo y granizo en las nubes, por efecto del campo electromagnético de la tierra, además de aire húmedo y la incidencia de alta energía solar en la zona.

Al momento en que el gradiente de tensión entre la nube y la tierra, supere la rigidez dieléctrica del aire (10 KV/cm), se produce una descarga electro atmosférica.

Los sobre voltajes provocados por rayos, son impulsos de muy breve duración en un intervalo de 5 a 100  $\mu$ s (microsegundos), generando fallas que producen disparos en las líneas de transmisión. Los aisladores de línea no

pueden soportar tales sobretensiones, en consecuencia se producen descargas y se forman arcos sobre los aisladores que perduran aun cuando la sobretensión desaparece, siendo la tensión de servicio de las líneas suficiente para mantenerlos el canal de aire ionizado.

El conductor de una línea de transmisión aérea presenta resistencia, autoinducción y una capacidad, por lo que al descargar un rayo directamente sobre el mismo, se modifica su estado eléctrico, apareciendo en él, tensiones de carácter oscilante, las cuales provocan considerables sobretensiones y estas a su vez sobre corrientes, que desembocan en una falla. Cuando el impacto del rayo es sobre el cable de guarda, la onda de voltaje que se desplaza, por efecto de la capacitancia entre el cable de guarda y el conductor de fase, produce un efecto de acoplamiento por campo eléctrico induciendo un sobre voltaje en los conductores de fase. La magnitud de este sobre voltaje depende del número de cables de guarda en la línea y de la posición relativa de estos con respecto a los conductores de fase.

Línea subterránea: esta falla no afecta a un sistema subterráneo, ya que la línea está fuera de alcance de cualquier descarga electroatmosférica, no obstante las descargas pueden incidir en las estructuras donde se conectan las mufas del cable subterráneo, por lo que es importante colocar pararrayos en estos lugares para que una sobrecarga pueda drenarse correctamente.

### **6.1.3. Fuerte lluvia**

De las causas que provocan fallas la lluvia es una de las más impredecibles, ya que no es la lluvia la que directamente provoca la falla, sino los fenómenos que se dan conjuntamente.



Uno de ellos son las descargas electroatmosféricas, que por lo general se presentan en condiciones de lluvia.

Muchas veces no es posible determinar si una descarga fue realmente la que provoco la falla, ya que deberíamos de estar en el lugar y momento en el que se produce la falla.

Otro fenómeno que se da en condiciones de lluvia, aunque poco probable que genere una falla, es el efecto corona, el cual se presenta cuando el potencial de un conductor en el aire se eleva hasta valores tales que sobrepasa la rigidez dieléctrica del aire que lo rodea. Este fenómeno se manifiesta como pequeños chispazos azulados y audibles o descargas alrededor del conductor.

Aunque las líneas de transmisión se diseñan para que el efecto corona sea el mínimo, en su aparición e intensidad influyen las siguientes condiciones:

- Tensión de la línea: cuando mayor sea la tensión de operación de la línea, mayor será el gradiente eléctrico en la superficie de los cables.
- Generalmente se produce en líneas con tensiones superiores a 80 kilo voltios.
- Estado de la superficie del conductor: las rugosidades, irregularidades, impurezas adheridas, etc.
- En especial la humedad del aire: a mayor humedad, especialmente en caso de lluvia o niebla, se incrementa la posibilidad de que se presente el efecto corona.

Línea subterránea: esta falla no incide en un sistema subterráneo, la línea está fuera de alcance de las inclemencias del clima, el efecto corona no

afecta las líneas de transmisión subterráneas debido al aislamiento del conductor, esto ocasiona que las fallas por fuertes lluvias se vean reducidas.

#### **6.1.4. Fuerte viento**

Cuando el viento es demasiado fuerte y existen tramos de líneas de transmisión con vanos grandes, la fuerza del viento es tal que mueve cada una de las fases de la línea, acercándolas una distancia lo suficiente para que se forme un arco eléctrico, teniendo como consecuencia falla en la línea de transmisión.

Además de esto, existen tramos de líneas rodeados de vegetación, que en presencia de fuertes vientos causan fallas en ellas, esto porque el viento es tan fuerte que mueve las ramas de los árboles hasta llegar hacer contacto con una línea provocando una falla a tierra y en algunos casos derribar árboles provocando fallas permanentes en la línea.

En lugares poblados se han dado situaciones en que el viento logra levantar o desprender objetos tales como láminas, antenas, vallas publicitarias, residuos de metal, etc., alojándolos sobre la línea y haciéndola fallar.

Línea subterránea: esta tipo falla no afecta el sistema subterráneo, ya que la línea está fuera de cualquier inclemencia climatológica, además de que ningún objeto puede llegar a tener contacto con las líneas de transmisión, reduciendo las fallas momentáneas.

### **6.1.5. Quema de caña e incendio forestal**

Guatemala es un país productor de azúcar, por lo que existen una gran extensión con cultivos de caña. Es práctica común de los ingenios azucareros quemar caña en temporada de zafra y en ocasiones, después de la cosecha.

Sin embargo además de la contaminación ambiental que produce el humo blanco, esta actividad tiene el inconveniente de provocar la pérdida de nitrógeno en el aire.

El humo provocado por la quema de caña lleva consigo partículas de carbón a una temperatura muy alta, además de otro tipo de partículas contaminantes, que en conjunto con la disminución de nitrógeno en el aire disminuyen las propiedades dieléctricas del mismo.

Las líneas con vanos muy amplios, y que atraviesan extensiones con cultivo de caña, se encuentran expuestas a una posible falla, el aire pierde sus propiedades dieléctricas y además la libranza de la línea (distancia de línea a suelo) no es suficiente para evitar una falla, ya que el humo no puede dispersarse lo necesario, y la tensión de operación de la línea permite la formación de arcos en el ambiente de humo provocando una falla.

Un fenómeno similar al producido por la quema de caña se da en los incendios forestales, con la diferencia que estos son fuegos no programados o no controlados que afectan directamente a la ecología e indirectamente a las líneas de transmisión.

Línea subterránea: está de encuentra fuera de alcance de la contaminación ambiental provocada por las quemas, con lo que la línea queda completamente aislada de contaminantes externos.

#### **6.1.6. Falla de aislamiento**

Las líneas de transmisión están sujetas a las estructuras por cadenas de aisladores tipo suspensión, formadas por un determinado número de discos aisladores en serie, coordinados con el aislamiento del sistema. El tamaño de una cadena de aisladores debe ser lo suficientemente grande como para prevenir flameos innecesarios y lo suficientemente pequeña para evitar flameos entre fases.

El funcionamiento de una línea de transmisión depende mucho de su aislamiento.

El número de discos aisladores que conforman una cadena de aisladores es aproximadamente proporcional a la tensión. Generalmente en Guatemala, para una tensión de 69 KV se utilizan 7 unidades.

Las razones por las que un aislador puede fallar son muy variadas, lo cual se describe a continuación.

##### **6.1.6.1. Contaminación en los aislamientos**

Los aislamientos se encuentran sometidos a las condiciones del medio en que se encuentran situados, las cuales pueden variar ampliamente de un lugar a otro, dependiendo de las características del lugar. Estas características hacen que el nivel de aislamiento requerido pueda variar a lo largo de una línea. Las

partículas contaminantes que se encuentran en suspensión en el aire trasladadas por este a los aisladores producen una capa contaminante sobre la superficie del aislador.

Cuando las condiciones de contaminación en un aislante son extremas y existe humedad en las capas contaminantes disminuye su resistencia y se genera una corriente de filtración a través de ella. Esta corriente genera calor disminuyendo aún más su resistencia e inicia la pérdida de humedad en algunas regiones de la capa contaminada. El arco puede crecer hasta un límite, en que dependiendo de las condiciones del sistema este se extingue o produce un cortocircuito.

Una cadena de aisladores debe cumplir con una determinada distancia de fuga que no es más que la suma de las distancias más cortas a lo largo del contorno de la superficie de la cadena de aisladores. Considerando que el nivel de contaminación en Guatemala es media la distancia mínima de fuga para cada nivel de voltaje según publicación IEC-815 es:

- Para 69 kilo voltios, la distancia es 2,42 metros.

#### **6.1.6.2. Falla debido a descarga electro atmosférica**

Los aisladores además de estar hechos para soportar las resistencias mecánicas provocadas por diversos factores, deben soportar las descargas atmosféricas. La producción de arcos en el contorno del aislador debe evitarse, a excepción de la descarga atmosférica la cual no puede evitarse. La formación de arcos debidos a descargas atmosféricas y la alta temperatura que se genera debilitan el aislamiento provocándole quebraduras, que con el tiempo y la

contaminación que existe en el medio, son la causa para nuevas descargas a tierra contabilizando una nueva causa de falla.

Cuando un rayo impacta en el cable de guarda o en la estructura de una línea y los elementos de conexión a tierra y las características del terreno no cumplen con un valor de resistencia bajo para drenar las sobre corrientes, se presenta un fenómeno llamado flameo inverso, que se manifiesta como la reflexión de ondas de sobre voltaje en el punto de cambio de impedancia. La cadena de aisladores se ve expuesta a una gran diferencia de potencial debido al voltaje de operación de la línea y el sobre voltaje reflejado formándose arcos que dañan la cadena de aisladores e incluso pueden llegar a destruirla si el arco no es interrumpido.

Línea subterránea: esta falla no aplica en un sistema subterráneo, ya que la línea no posee cadena de aisladores, el sistema de aislamiento y la línea de transmisión no está expuesta al ambiente e inclemencias del clima.

#### **6.1.7. Falla en cable de guarda**

Un cable de guarda tiene como función proteger las líneas de transmisión contra descargas electro atmosféricas, generalmente consta de hilos con alma de acero y un recubrimiento de aluminio. En ocasiones el cable de guarda también es utilizado para colocar señalizaciones, como lo son las esferas de balizaje.

La falla más común en un hilo de guarda es la rotura del mismo, dando como resultado disparos en líneas de transmisión, ya que al romperse el hilo de guarda, este hace contacto con una, dos o las tres fases de una línea, provocando una falla a tierra.

La rotura del cable de guarda se debe principalmente a los esfuerzos de torsión y tensión, y a la corrosión y fricción en el mismo, esto en las partes donde existe uniones o en el punto de contacto con la esfera de balizaje. Los esfuerzos de torsión y tensión además de la fricción, provocados por el efecto de la catenaria y las ráfagas de viento, generan el desprendimiento del recubrimiento de aluminio, dejando el acero expuesto a las partículas contaminantes ambientales y atmosféricas y que provocan la corrosión. La corrosión origina pérdida en el espesor, incrementando los esfuerzos en el cable de guarda, ya que un área menor soporta los esfuerzos a los que es sometido el cable.

Línea subterránea: esta falla no aplica en un sistema subterráneo, ya que la línea no posee hilo de guarda y está fuera del alcance de cualquier objeto que provoque un corto circuito.

#### **6.1.8. Daño/falla de estructura y robo/vandalismo/terrorismo**

Los daños a las estructuras que sostienen líneas de transmisión son otra de las causas de fallas en las mismas. Las condiciones de los lugares donde se encuentran ubicadas las estructuras determinan que tan probable es que se dañen. Los daños pueden ser causados por derrumbes, árboles que caen sobre la estructura, crecida de ríos cercanos a las estructuras, envejecimiento de estructuras, etc.

También se puede considerar como daño a la estructura las fallas en los cruceros, en las retenidas, soportes de extensión, etc. Esto especialmente en líneas de transmisión de 69 kilo voltios.

Además de las condiciones del medio donde se encuentran las estructuras de una línea, el robo, vandalismo o terrorismo también provocan un daño directo a las estructuras y ha aumentado debido a la falta de conciencia en las personas.

Un caso común es el robo de piezas a las estructuras para ser vendidas como chatarra, lo cual es de fuerte impacto al sistema, ya que en ocasiones las estructuras pierden el equilibrio y caen, ocasionando fallas permanentes, que muchas veces deja fuera de servicio determinadas áreas del sistema.

Como vandalismo y terrorismo podemos mencionar, daños causados a cadenas de aisladores por personas que les disparan, objetos lanzados sobre la línea, o el derribo de torres de transmisión, dando como resultado el posible disparo de la línea.

Línea subterránea: esta falla no afecta una línea subterránea, esta se encuentra fuera del alcance de efectos ambientales y el sistema de soporte es no es blanco de vandalismo o robo de piezas.

#### **6.1.9. Agentes extraños en la línea de transmisión**

Existen algunas fallas que son provocadas por algún objeto, el cual crea un enlace entre fases de una línea de transmisión o entre una fase y la estructura (fase a tierra), provocando cortocircuitos, este tipo de fallas se conocen como agentes extraños en la línea. Algunos de los objetos que provocan fallas son:

- Antenas de televisión que hacen contacto con una de las fases de la línea.



- Maquinaria que trabaja cerca de las líneas y hace contacto accidentalmente con la misma.
- Aves que construyen sus nidos sobre una de las estructuras que soporta las líneas y que al extender sus alas hace contacto con una fase o entre fases.
- Vallas publicitarias, láminas u objetos de metal que de alguna manera logran hacer contacto o alojarse sobre la línea.
- Árboles que son talados por personas ajenas al sector eléctrico.
- Cables lanzados por personas particulares y que logran hacer contacto o se enredan con las fases de la línea o entre una fase y la estructura.

Línea subterránea: esta falla no aplica en un sistema subterráneo, ya que la línea no está expuesta a objetos ajenos que puedan provocar algún tipo de falla.

#### **6.1.10. Accidente automovilístico**

Los accidentes automovilísticos son el resultado de desperfectos mecánicos en los autos, de las condiciones del medio en que se conducen los mismos y muchas veces por la imprudencia de las personas. Los accidentes en algunos casos son tan fuertes que el daño es transferido causando otro tipo de problemas.

Las estructuras o postes que sostienen líneas de transmisión han sido blancos de accidentes automovilísticos, dañándolas y provocando fallas en las líneas, contabilizando así otro tipo de causa de fallas.

Línea subterránea: esta falla no aplica en un sistema subterráneo, ya que gran parte de la línea no está expuesta a objetos que puedan provocar algún daño en ella.

#### **6.1.11. Falla en equipo primario de línea**

Se comprende como equipo primario de una línea de transmisión a los elementos que conforman el equipo de salida de un campo de una subestación, entre los cuales podemos mencionar: pararrayos, transformadores de potencial, transformadores de corriente, seccionadores e interruptores.

Cuando uno de estos elementos presenta daños y no son corregidos a tiempo, se genera una falla en la línea de transmisión.

Generalmente los pararrayos se dañan por la presencia de humedad en su interior. Esto se debe al agua que se filtra, cuando los empaques del pararrayos quedan mal ajustados, o por las fisuras que se van creando con el tiempo por los esfuerzos mecánicos a que son sometidos los mismos. La humedad hace que el pararrayos pierda sus propiedades aislantes y se de una posible explosión del mismo.

De una forma similar los transformadores de potencial y los de corriente, se dañan por fisuras provocadas por los esfuerzos mecánicos a causa de los cables unidos en sus terminales, lo que generan derrames de aceite dieléctrico, y que en conjunto con la cantidad de años que llevan en servicio estos transformadores, se vuelven vulnerables a fallas y a una posible explosión.

Línea subterránea: este tipo de falla puede afectar también a este sistema, pero son problemas ajenos a el sistema de transmisión, se reduce

programando mantenimientos e inspecciones periódicas a las subestaciones para evitar estos daños.

#### **6.1.12. Fase rota**

Por causas ambientales, las líneas de transmisión se ven sometidas a esfuerzos mecánicos en las partes que la componen. Los conductores, cadenas de aisladores, torres y demás componentes, son tensados en distintas direcciones, a consecuencia del viento. La fuerza del viento provoca vibraciones en la línea, con consecuencias mecánicas considerables en ella y en sus componentes.

Generalmente en una línea se dan vibraciones de alta frecuencia, la cual se describe a continuación.

##### **6.1.12.1. Vibraciones de alta frecuencia**

Si el viento golpea horizontalmente la línea de transmisión (caso más crítico), la posición y sentido del vórtice son muy inestables y debido a las perturbaciones propias del viento, cambian de arriba abajo alternativamente y de igual manera cambia el sentido de giro del vórtice, lo cual provoca fuerzas alternas en el conductor, haciéndolo vibrar. Estas vibraciones se dan por lo general en el rango de 5 a 60 Hertz.

Puede ocurrir que las vibraciones sean tan fuertes y provoquen que el conductor se doble alternamente en una dirección y luego en la otra. En el punto en que el conductor esta soportado por los aisladores, la curvatura y dobles del conductor es más pronunciada, dado que el movimiento es periódico,

los hilos del conductor se calientan, provocando que estos se corten. Además del daño al conductor también se dañan los componentes que sujetan la línea.

La situación descrita anteriormente puede causar que la fase de una línea se rompa, provocando desbalances en la línea y corrientes de secuencia negativa.

Línea subterránea: esta falla no aplica en un sistema subterráneo, estas se encuentran alejadas en su totalidad del viento, por consiguiente no sufren movimientos en el conductor que puedan llevar a una falla.

#### **6.1.12.2. Movimiento sísmico**

Al igual que el viento un movimiento sísmico puede llegar a causar fallas en líneas de transmisión con vanos grandes, ya que las fases de la línea llegan a moverse acercándose una distancia tal que se forme un arco, fallando así la misma. Si la línea se encuentra rodeada de vegetación o terrenos rocosos, el movimiento sísmico es capaz de derivar árboles o provocar derrumbes que dañan la línea y pueden provocar una falla.

Los movimientos sísmicos provocan dentro de un transformador de potencia movimientos bruscos de aceite dieléctrico, que pueden ser interpretados por las protecciones propias del transformador como una falla, dejándolo fuera de servicio y sobrecarga otros bancos de transformación, esta sobrecarga requiere que se libere carga dejando sin servicio determinadas líneas, o por los esquemas de protección existentes se disparan ciertas líneas evitando el disparo total de la subestación.

Línea subterránea: estas no se ven afectadas con el movimiento de las líneas, aunque con los disparos de los transformadores no dependen de las líneas de transmisión. Sin embargo, un sismo puede ocasionar grietas en la canalización provocando el ingreso de humedad que afectaría la línea subterránea.

## **6.2. Análisis económico**

La construcción de las líneas de transmisión subterráneas y aéreas difieren enormemente, dependiendo de las necesidades del lugar donde serán instaladas y el presupuesto que se tenga para el proyecto, las líneas de transmisión subterráneas mayormente utilizadas en lugares donde el espacio es reducido, proporcionan una solución práctica y confiable con las cuales evitamos problemas de estructuras, instalación de hilos de guarda, libranzas eléctricas, maniobrabilidad en remates de línea, fallas ocasionadas por agentes ambientales y accidentes automovilísticos, mantienen un ambiente ecológico por el hecho de no modificar el paisaje por el cual disminuye el impacto visual que ocasionan las líneas de transmisión aéreas, todo esto se ve reflejado en los costos de materiales mucho más elevados por el nivel de aislamiento que posee.

La construcción de las líneas de transmisión subterráneas es más costosa, es necesario invertir en canalizaciones, que incluyen zanjeo, posos de visitas, ductos, etc., como el costo del conductor que es más elevado en comparación con el utilizado en las líneas aéreas, debido al aislante requerido para atrapar los campos eléctricos y magnéticos de cada fase de la red de transmisión.

Las líneas de transmisión aéreas, son mucho más fáciles y rápidas de construir, con costos menores en conductor (no es necesario el nivel de aislamiento que se utiliza en las líneas de transmisión subterráneas) la mano de obra, se deben librar las distancias entre fase y fase (cruce, separación de la torre), y de fase a tierra (cadena de aisladores), alturas mínimas por el nivel de voltaje de las líneas (postes, torres), retenidas e hilos de guarda.

En nuestro medio, la construcción de líneas aéreas se realiza por gran número de empresas subcontratistas, ocasionando que los costos sean más competitivos, lo cual se ve reflejado en una disminución evidente de los costos por proyecto de construcción de líneas de transmisión.

El análisis económico hace referencia a los costos de implementación de un tramo de 200 metros de una línea de transmisión aérea en comparación con un tramo de 200 metros de una línea de transmisión subterránea de 69 kilo voltios que alimenta la Subestación Arrazola 69/13,8 kilo voltios que tiene una capacidad de 10/14 mega volt ampere, la alimentación de la subestación se hace desde un poste ubicado en el kilómetro 23,5 de la ruta hacia El Salvador, se conecta por medio de terminales termo contráctiles en el poste de 69 kilo voltios y en la barra de alimentación del transformador de potencia.

Tabla XII. **Resumen de costos iniciales de una línea de transmisión aérea**

DESCRIPCIÓN LÍNEAS AÉREAS TRAMO DE 200 MTS	
Materiales	Postes de concreto
	Conductor Desnudo
	Tirantes/Anclaje
	Herrajes de sujeción
	Aisladores
Puesta a tierra	Si
No. Estructuras	3
Altura del suelo libre	16 mts
Tirantes/anclaje	si
Ancho derecho de vía	5 mts de cada lado
Sistema de parado	Empotrado
Lugar de fabricación	Local
Lugar de entrega	En Bodega
Almacenaje	Si
Tiempos de instalación	3 postes / DIA
Tiempo de entrega	30 días
Costo obra civil	Q 48 000
Costo / Accesorios Poste	Q 10 500
Costo Pararrayos de 69 kV	Q 19 800
Costo materiales / Tramo	Q 19 824
Costo conductores	Q 5 670
Costo de franja derecho de vía/rural	Q 194 400
Costo de franja derecho de vía/urbano	0
Costo total línea	<b>Q 298 194</b>

Fuente: elaboración propia.

Tabla XIII. **Resumen de costos iniciales de una línea de transmisión subterránea**

DESCRIPCIÓN LÍNEAS SUBTERRÁNEAS TRAMO DE 200 MTS	
Materiales	Postes
	Conductor Aislado
	Pararrayos
	Mufas
Puesta a tierra	Si
No. Estructuras	1
Altura del suelo libre	0
Tendido de línea	No más de 5 kilómetros
Ancho derecho de vía	3 metros
Sistema de parado	Subterráneo
Lugar de fabricación	Exterior
Lugar de entrega	En Bodega
Almacenaje	Si
Tiempos de instalación	13 días
Tiempo de entrega	
Costo obra civil	Q 110 000
Costo / poste clase 4000	Q 22 000
Costo 3 herrajes/soprote mufas en poste	Q 7 290
Costo 3 pararrayos 69kV	Q 34 020
Costo conductor y accesorios	Q 59 777,31
Costo conductores	Q 383 000
Costo de franja derecho de vía	Q 62 985,60
Costo total línea aprox.	<b>Q 679 072,91</b>

Fuente: elaboración propia.



### **6.3. Cálculo de conductor de una línea de transmisión subterránea**

Dimensiones de los cables

Consideraciones

El dimensionado del circuito se lleva a cabo según los siguientes criterios:

- Determinación de la sección de conductor de área a través del criterio de sección mínima;
- Determinación de la sección de conductor de área a través de las actuales capacidades de transporte, en condiciones de instalación;
- Determinación del conductor y la zona de escudo sección transversal con el fin de soportar la corriente de corto- circuito.

El criterio de selección será el área de sección transversal que se refiere a las secciones establecidas por los criterios anteriores.

- La capacidad de transportar corriente en condiciones nominales : 2%
- Cortocircuito: 2%

Características eléctricas del sistema

- Frecuencia nominal: 60 Hertz
- Fases: 3

## Lado de alta tensión

- Voltaje Nominal: 69 kilo volts
- Voltaje máximo de diseño: 72,5 kilo volts
- Nivel Aislamiento al Impulso (BIL): 350 kilo volts
- Sistema de puesta a tierra del neutral: Sólido
- Corriente de Corto Circuito en 69 kV: 31,5 kilo amperios
- Tipo de Alimentación en 69 kilo volts.

## Datos de placa del transformador de potencia

Tipo cKOUM 130 6-07 s/69

Grupo de Conexión: Dyn1

Número de Fases: 3

Potencia (ONAN) / (ONAF): 10 000 / 14 000 kilo volt amper

Servicio Continuo

Transformador Reductor

Año: 2008

Norma: ANSI C.57.12

Refrigeración: ONAN / ONAF

BIL: 350/ 110 kV

Temperatura RISE DEVANADO: 65 °C

Temperatura Ambiente Máxima: 40 ° C

## Voltaje Alta

16R	72 600 V
N	66 000 V
16L	59 400 V

Voltaje Baja            13 800 / 7 967 V

Impedancia

Posición	AT- BT (10 MVA)
16R	6,33 %
N	5,99 %
16L	5,69 %

Corriente (ONAN / ONAF)

	Alta Tensión	Baja Tensión
16R	79,5 / 111,3 A	418,4 / 585,7 A
N	87,5 / 122,5 A	418,4 / 585,7 A
16L	97,2 / 136,1 A	418,4 / 585,7 A

Corriente de Corto Circuito BT: 6 980 A

Tiempo de Cortocircuito 2 segundos

Condiciones climatológicas del sitio de instalación

La subestación será diseñada para operar bajo las siguientes condiciones climatológicas:

- Temperatura máxima 40 grados centígrados
- Temperatura mínima de 3 grados centígrados
- Humedad relativa 100%
- Coeficiente sísmico 0,2 g y picos de aceleración de 0,5 g
- Velocidad del viento máxima promedio anual: 33 km/h

- Ráfagas máximas de viento de hasta 120 Kilómetros por hora
- Clima en conjunto templado muy lluvioso con un alto índice de contaminación provocado por vehículos automotores diesel, polvo.
- Nivel Ceraúnico: 100 días de tormenta al año

#### Características del cable

- Tensión nominal: 69 kilo volts
- Material: director:
- Bare cables de cobre, suave tirado por recocido, los conductores de la clase de cadena 2.

#### Blindaje del conductor

- Fijado en caliente de compuestos para semiconductores
- Aislamiento:
- Fijado en caliente caucho XLP
- Blindaje del aislamiento:
- Parte no metálica, compuesto termoestable de semiconductores
- La parte metálica, que consta de cables de cobre

#### Chaqueta:

- Termoplásticos de PVC
- Temperatura: 90 ° C
- Máxima temperatura de servicio continuo: 250 ° C
- Cortocircuito
- Sección mínima: 500 kilo circularmil (69 kilo volts)

- Formación: los cables unipolares, colocados en línea recta.

La temperatura ambiente

- Aire: 40 ° C
- Planta baja: 25 ° C

Tipo de instalación:

- Tres cables unipolares en ductos separados, colocados directamente en la tierra.

### 6.3.1. Dimensionamiento por la corriente máxima admisible

Corriente nominal del transformador

$$P = \sqrt{3} VI \quad (18)$$

Despejando la corriente de la ecuación (18)

$$In = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (19)$$

Sustituyendo en ecuación (19),

$$In = \frac{14\,000}{\sqrt{3} \times 59\,400}$$

$$In = 136,07 \text{ A}$$

Caso 1:

Se calcula la corriente del proyecto con un incremento del 150% de holgura con fines de crecimiento en la potencia requerida por el crecimiento del área y será determinada por la siguiente expresión:

$$I_{proy} = 2,5 * I_n \quad (20)$$

Sustituyendo el valor de la corriente nominal en la ecuación (20)

$$I_{proy} = 2,5 \times 136,07 \text{ A}$$

$$I_{proy} = 340,175 \text{ A}$$

Calculo de la intensidad máxima admisible requeridos

La capacidad de corriente requerida de los cables será determinada por la expresión siguiente:

$$I_c = \frac{I_{proy}}{K \cdot m} \quad (21)$$

Donde K es el factor de agrupamiento de acuerdo a las condiciones de la instalación y m es el factor de corrección por temperatura.

K = 1, para circuitos en tuberías separadas

m = 0,91, a una temperatura ambiente de 40 °C, según tabla en Anexo C

Sustituyendo en la ecuación (21)

$$I_c = \frac{340,175}{1 \times 0,91}$$

$$I_c = 373,818 A$$

Según la tabla del Anexo B, los 373,81 A el área transversal del conductor, se refiere a 185 milímetros cuadrados, cuyo conductor tiene una máxima conducción de 390 Amperios.

Considerando una sección transversal máxima de 185 milímetros cuadrados y un 1 cable por fase; la capacidad de carga bajo las condiciones de la instalación será:

$$I_z = 1 \times 390 \times 0,91$$

$$I_z = 354,9 A$$

Esta corriente excede la capacidad máxima de conducción del conductor de 185 milímetros cuadrados, por lo que se aumenta la sección transversal según la tabla del anexo 1 a un valor de 240 milímetros cuadrados que posee una máxima capacidad de conducción de 454 Amperios, por lo que la capacidad de carga bajo las condiciones de la instalación será:

$$I_z = 1 \times 454 \times 0,91$$

$$I_z = 413,13 A$$

Así que el conductor elegido para esta carga será un 240 milímetros cuadrados equivalente a un calibre 500 kilo circularmil, según la tabla del Anexo D.

Cálculo por el cortocircuito en el transformador.

La sección transversal mínima del cable esta dad por la siguiente fórmula:

$$S_{min} = \frac{I_{cc} \sqrt{t}}{143} \quad (22)$$

Donde:

$S_{min}$  = sección transversal mínima del cable

$I_{cc}$  = corriente de corto circuito

$t$  = duración del cortocircuito

Según placa del transformador se tienen los siguientes datos:

$I_{cc} = 6\,980$  Amperios referidos al lado de baja.

$t = 2$  segundos

Se sabe que

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (23)$$

Donde:

$V_1$  = Voltaje del lado de alta tensión

$V_2$  = Voltaje del lado de baja tensión

$I_1$  = Corriente en el lado de alta tensión

$I_2$  = Corriente en el lado de baja tensión

$N_1$  = Numero de vueltas del devanado primario

$N_2$  = Numero de vueltas del devanado secundario

$a$  = Relación de transformación del transformador de potencia.

Para encontrar el valor de la relación de transformación, hacemos lo siguiente

$$\frac{V_1}{V_2} = a \quad (24)$$



Según datos de fábrica:

V1 = 59 400 por ser el menor voltaje proporcionado por el transformador de potencia, será el valor más crítico para la relación de transformación.

V2 = 13 800

Sustituyendo en la ecuación (24)

$$a = \frac{59\,400}{\sqrt{3} \times 13\,800}$$
$$a = 7,455$$

Se usa la siguiente relación, para referir la corriente de cortocircuito hacia el lado primario

$$\frac{I_2}{I_1} = a \quad (25)$$

Donde:

$$I_1 = \frac{I_2}{a} \quad (26)$$

Sustituyendo en la ecuación (26)

$$I_1 = \frac{6\,980}{7,455}$$
$$I_1 = 936,28 \text{ A}$$

Sustituyendo en la ecuación (22)

$$S_{min} = \frac{936,28 \times \sqrt{2}}{143}$$

$$S_{min} = 9,259 \text{ mm}^2$$

Según tabla del anexo D, el conductor deberá tener una área transversal mínima de 13,30 milímetros cuadrados equivalentes a 6 kilo circularmil.

Conclusión:

Por ser la capacidad de carga el valor más crítico para el cálculo del calibre del conductor dejando una holgura del 150% por crecimiento de la demanda futura, la conexión entre la línea de transmisión y el transformador de potencia que alimenta los circuitos de distribución se debe realizar con un conductor por fase de calibre 500 kilo circularmil.

Considerando la ecuación (18), podremos suministrar una potencia máxima en condiciones límites de:

$$P = \sqrt{3} \times 72\,600 \times 454$$

$$P = 57 \text{ MVA}$$

Caso 2:

Se plantea el cálculo para la subestación actual con un transformador de potencia de 10/14 mega volt amperes dejando una holgura del 100% por crecimiento de la demanda futura.

Corriente nominal del transformador

$$P = \sqrt{3} VI \quad (18)$$

Donde:

$$In = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \quad (19)$$

Sustituyendo en la ecuación (19)

$$In = \frac{14\,000}{\sqrt{3} \times 59\,400}$$
$$In = 136,07 \text{ A}$$

Se calcula la corriente del proyecto con un incremento del 100% de holgura con fines de crecimiento en la potencia requerida por el crecimiento del área y será determinada por la siguiente expresión:

$$I_{proy} = 2 * In \quad (28)$$

Sustituyendo la Corriente nominal en la ecuación (28)

$$I_{proy} = 2 \times 136,07 \text{ A}$$
$$I_{proy} = 272,15 \text{ A}$$

Cálculo de la intensidad máxima admisible requeridos.

La capacidad de corriente requerida de los cables será determinada por la expresión siguiente:

$$I_c = \frac{I_{proy}}{K \cdot m} \quad (21)$$

Donde K es el factor de agrupamiento de acuerdo a las condiciones de la instalación y m es el factor de corrección por temperatura.

K = 1, para circuitos en tuberías separadas

m = 0,91, a una temperatura ambiente de 40 °C, según tabla del anexo C.

Sustituyendo en la ecuación (21)

$$I_c = \frac{272,15}{1 \times 0,91}$$
$$I_c = 299,06 \text{ A}$$

Según la tabla del Anexo B, los 272,15 Amperios el área transversal del conductor, se refiere a 120 milímetros cuadrados, cuyo conductor tiene una máxima conducción de 306 Amperios.

Considerando una sección transversal máxima de 120 milímetros cuadrados y un 1 cable por fase; la capacidad de carga bajo las condiciones de la instalación será:

$$I_z = 1 \times 306 \times 0,91$$
$$I_z = 278,46 \text{ A}$$

Esta corriente está dentro de la capacidad máxima de conducción del conductor de 120 milímetros cuadrados, que posee una máxima capacidad de conducción de 306 Amperios, este conductor es un equivalente a un calibre 250 kilo circularmil, tabla del anexo D.

Cálculo por el cortocircuito en el transformador.

La sección transversal mínima del cable esta dad por la siguiente fórmula:

$$S_{min} = \frac{I_{cc} \sqrt{t}}{143} \quad (22)$$

Donde:

S<sub>min</sub>= sección transversal mínima del cable

I<sub>cc</sub>= corriente de corto circuito

t = duración del cortocircuito

Según placa del transformador se tienen los siguientes datos:

I<sub>cc</sub> = 6 980 Amperios referidos al lado de baja.

t = 2 segundos

Se sabe que

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (23)$$

Donde:

V<sub>1</sub> = Voltaje del lado de alta tensión

V<sub>2</sub> = Voltaje del lado de baja tensión

$I_1$  = Corriente en el lado de alta tensión

$I_2$  = Corriente en el lado de baja tensión

$N_1$  = Numero de vueltas del devanado primario

$N_2$  = Numero de vueltas del devanado secundario

$a$  = Relación de transformación del transformador de potencia.

Para encontrar el valor de la relación de transformación, hacemos lo siguiente

$$\frac{V_1}{V_2} = a \quad (24)$$

Según datos de fábrica:

$V_1 = 59\,400$  por ser el menor voltaje proporcionado por el transformador de potencia, será el valor más crítico para la relación de transformación.

$V_2 = 13\,800$

Sustituyendo en la ecuación (24)

$$a = \frac{59\,400}{\sqrt{3} \times 13\,800}$$
$$a = 7,455$$

Se usa la siguiente relación, para referir la corriente de cortocircuito hacia el lado primario

$$\frac{I_2}{I_1} = a \quad (25)$$

Donde:

$$I_1 = \frac{I_2}{\alpha} \quad (26)$$

Sustituyendo en la ecuación (26)

$$I_1 = \frac{6\,980}{7,455}$$
$$I_1 = 936,28 \text{ A}$$

Sustituyendo en la ecuación (22)

$$S_{min} = \frac{936,28 \times \sqrt{2}}{143}$$

$$S_{min} = 9,259 \text{ mm}^2$$

Según tabla del anexo D, el conductor deberá tener una área transversal mínima de 13,30 milímetros cuadrados equivalentes a 6 kilo circularmil.

Conclusión:

Por ser la capacidad de carga el valor más crítico para el cálculo del calibre del conductor dejando una holgura del 100% por crecimiento de la demanda futura, la conexión entre la línea de transmisión y el transformador de potencia que alimenta los circuitos de distribución se debe realizar con un conductor por fase de calibre 250 kilo circularmil.

Considerando la ecuación (18), se podrá suministrar una potencia máxima en condiciones límites de:

$$P = \sqrt{3} \times 72\,600 \times 306$$
$$P = 31,4 \text{ MVA}$$

Caso 3:

Se plantea el cálculo para la subestación actual con un transformador de potencia de 10/14 mega volts ampere dejando una holgura del 50% por crecimiento de la demanda futura.

Corriente nominal del transformador

$$P = \sqrt{3} VI \quad (18)$$

Donde

$$In = \frac{P}{\sqrt{3} \times V} \quad (19)$$

Sustituyendo en la ecuación (19)

$$In = \frac{14\,000}{\sqrt{3} \times 59\,400}$$
$$In = 136,07 \text{ A}$$

Se calcula la corriente del proyecto con un incremento del 50% de holgura con fines de crecimiento en la potencia requerida por el crecimiento del área y será determinada por la siguiente expresión:



$$I_{proy} = 1,5 * I_n \quad (29)$$

Sustituyendo la corriente nominal en la ecuación (29)

$$I_{proy} = 1,5 x 136,07 A$$

$$I_{proy} = 204,10 A$$

Cálculo de la intensidad máxima admisible requeridos

La capacidad de corriente requerida de los cables será determinada por la expresión siguiente:

$$I_c = \frac{I_{proy}}{K * m} \quad (21)$$

Donde K es el factor de agrupamiento de acuerdo a las condiciones de la instalación y m es el factor de corrección por temperatura.

K = 1, para circuitos en tuberías separadas

m = 0,91, a una temperatura ambiente de 40 °C, según tabla del anexo C

Sustituyendo en la ecuación (21)

$$I_c = \frac{204,10}{1 x 0,91}$$

$$I_c = 224,29 A$$

Según tabla del Anexo B, los 224,29 Amperios el área transversal del conductor, se refiere a 95 milímetros cuadrados, cuyo conductor tiene una máxima conducción de 269 Amperios.

Considerando una sección transversal máxima de 95 milímetros cuadrados y un 1 cable por fase; la capacidad de carga bajo las condiciones de la instalación será:

$$I_z = 1 \times 269 \times 0,91$$

$$I_z = 244,79 \text{ A}$$

Esta corriente está dentro de la capacidad máxima de conducción del conductor de 95 milímetros cuadrados, que posee una máxima capacidad de conducción de 269 Amperios, este conductor es un equivalente a un calibre 4/0 kilo circularmil, según la tabla del anexo D.

Cálculo por el cortocircuito en el transformador.

La sección transversal mínima del cable esta dad por la siguiente fórmula:

$$S_{\text{mín}} = \frac{I_{\text{cc}} \sqrt{t}}{143} \quad (22)$$

Donde:

$S_{\text{mín}}$  = sección transversal mínima del cable

$I_{\text{cc}}$  = corriente de corto circuito

$t$  = duración del cortocircuito

Según placa del transformador se tienen los siguientes datos:

$I_{\text{cc}} = 6\,980 \text{ A}$  referidos al lado de baja.

$t = 2$  segundos

Se sabe que

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (23)$$

Donde:

V1 = Voltaje del lado de alta tensión

V2 = Voltaje del lado de baja tensión

I1 = Corriente en el lado de alta tensión

I2 = Corriente en el lado de baja tensión

N1 = Numero de vueltas del devanado primario

N2 = Numero de vueltas del devanado secundario

a = Relación de transformación del transformador de potencia.

Para encontrar el valor de la relación de transformación, hacemos lo siguiente:

$$\frac{V_1}{V_2} = a \quad (24)$$

Según datos de fábrica:

V1 = 59 400 por ser el menor voltaje proporcionado por el transformador de potencia, será el valor más crítico para la relación de transformación.

V2 = 13 800

Sustituyendo en la ecuación (24)

$$a = \frac{59\,400}{\sqrt{3} \times 13\,800}$$
$$a = 7,455$$

Se usa la siguiente relación, para referir la corriente de cortocircuito hacia el lado primario

$$\frac{I_2}{I_1} = a \quad (25)$$

Donde:

$$I_1 = \frac{I_2}{a} \quad (26)$$

Sustituyendo en la ecuación (26)

$$I_1 = \frac{6\,980}{7,455}$$
$$I_1 = 936,28 \text{ A}$$

Sustituyendo en la ecuación (22)

$$S_{min} = \frac{936,28 \times \sqrt{2}}{143}$$

$$S_{min} = 9,259 \text{ mm}^2$$

Según tabla del anexo D, el conductor deberá tener un área transversal mínima de 13,30 milímetros cuadrados equivalentes a 6 kilo circularmil.

Conclusión:

Por ser la capacidad de carga el valor más crítico para el cálculo del calibre del conductor dejando una holgura del 50% por crecimiento de la

demanda futura, la conexión entre la línea de transmisión y el transformador de potencia que alimenta los circuitos de distribución se debe realizar con un conductor por fase de calibre 4/0 kilo circularmil.

Considerando la ecuación (18), se podrá suministrar una potencia máxima en condiciones límites de:

$$P = \sqrt{3} \times 72\,600 \times 244,79$$
$$P = 25,18 \text{ MVA}$$

Caso 4:

Se plantea el cálculo para la subestación actual cambiando el transformador de potencia de 10/14 mega volts ampere a un transformador con potencia 15/28 mega volts ampere con un 0% de crecimiento en la potencia por considerarse que el transformador se cambió:

Corriente nominal del transformador

$$P = \sqrt{3} VI \tag{18}$$

Donde:

$$In = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V} \tag{19}$$

Sustituyendo en la ecuación (19),

$$In = \frac{28\,000}{\sqrt{3} \times 59\,400}$$

$$I_n = 272,15 \text{ A}$$

$$I_{proy} = 1 * I_n \quad (29)$$

Sustituyendo en la ecuación (29)

$$I_{proy} = 1 \times 272,15 \text{ A}$$

$$I_{proy} = 272,15 \text{ A}$$

Cálculo de la intensidad máxima admisible requeridos

La capacidad de corriente requerida de los cables será determinada por la expresión siguiente:

$$I_c = \frac{I_{proy}}{K * m} \quad (21)$$

Donde K es el factor de agrupamiento de acuerdo a las condiciones de la instalación y m es el factor de corrección por temperatura.

K = 1, para circuitos en tuberías separadas

m = 0,91, a una temperatura ambiente de 40 °C, según tabla del anexo C.

Sustituyendo en la ecuación (21)

$$I_c = \frac{272,15}{1 \times 0,91}$$

$$I_c = 299,06 \text{ A}$$

Según la tabla del Anexo B, los 272,15 A el área transversal del conductor, se refiere a 120 milímetros cuadrados, cuyo conductor tiene una máxima conducción de 303 Amperios.

Considerando una sección transversal máxima de 185 milímetros cuadrados y un 1 cable por fase; la capacidad de carga bajo las condiciones de la instalación será:

$$I_z = 1 \times 303 \times 0,91$$

$$I_z = 275,73 \text{ A}$$

Esta corriente excede la capacidad máxima de conducción del conductor de 120 milímetros cuadrados, por lo que aumentamos la sección transversal según la tabla del anexo 1 a un valor de 150 milímetros cuadrados que posee una máxima capacidad de conducción de 344 Amperios, por lo que la capacidad de carga bajo las condiciones de la instalación será:

$$I_z = 1 \times 344 \times 0,91$$

$$I_z = 313,04 \text{ A}$$

Así que el conductor elegido para esta carga será un 150 milímetros cuadrados equivalente a un calibre 300 kilo circularmil, según la tabla de anexos D.

Cálculo por el cortocircuito en el transformador.

La sección transversal mínima del cable esta dad por la siguiente fórmula:

$$S_{min} = \frac{I_{cc} \sqrt{t}}{143} \quad (22)$$

Donde:

$S_{min}$  = sección transversal mínima del cable

$I_{cc}$  = corriente de corto circuito

$t$  = duración del cortocircuito

Según placa del transformador se tienen los siguientes datos:

$I_{cc} = 6\ 980$  Amperios referidos al lado de baja.

$t = 2$  segundos

Se sabe que

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (23)$$

Donde:

$V_1$  = Voltaje del lado de alta tensión

$V_2$  = Voltaje del lado de baja tensión

$I_1$  = Corriente en el lado de alta tensión

$I_2$  = Corriente en el lado de baja tensión

$N_1$  = Número de vueltas del devanado primario

$N_2$  = Número de vueltas del devanado secundario

$a$  = Relación de transformación del transformador de potencia

Para encontrar el valor de la relación de transformación, hacemos lo siguiente

$$\frac{V_1}{V_2} = a \quad (24)$$

Según datos de fábrica:



$V_1 = 59\,400$  por ser el menor voltaje proporcionado por el transformador de potencia, será el valor más crítico para la relación de transformación.

$$V_2 = 13\,800$$

Sustituyendo en la ecuación (24)

$$a = \frac{59\,400}{\sqrt{3} \times 13\,800}$$
$$a = 7,455$$

Se usa la siguiente relación, para referir la corriente de cortocircuito hacia el lado primario

$$\frac{I_2}{I_1} = a \quad (25)$$

Donde:

$$I_1 = \frac{I_2}{a} \quad (26)$$

Sustituyendo en la ecuación (26)

$$I_1 = \frac{6\,980}{7,455}$$
$$I_1 = 936,28 \text{ A}$$

Sustituyendo en la ecuación (22)

$$S_{min} = \frac{936,28 \times \sqrt{2}}{143}$$

$$S_{min} = 9,259 \text{ mm}^2$$

Según tabla del anexo D, el conductor deberá tener una área transversal mínima de 13,30 milímetros cuadrados equivalentes a 6 kilo circularmil.

Conclusión:

Por ser la capacidad de carga el valor más crítico para el cálculo del calibre del conductor habiendo cambiado el transformador de potencia de 14 Mega volts ampere a 28 Mega volts ampere y dejando una holgura del 0% por crecimiento de la demanda futura, la conexión entre la línea de transmisión y el transformador de potencia que alimenta los circuitos de distribución se debe realizar con un conductor por fase de calibre 300 kilo circularmil.

Considerando la ecuación (18), se puede suministrar una potencia máxima en condiciones límites de:

$$P = \sqrt{3} \times 72\,600 \times 344$$

$$P = 35,3 \text{ MVA}$$

## CONCLUSIONES

1. Las líneas subterráneas son sistemas de transporte de energía confiables y seguros que tienen un alto índice de continuidad del servicio, al no estar expuestas a fallas ocasionadas por la naturaleza, tales como vientos fuertes y/o árboles, que ocasionan fallas parciales o permanentes.
2. Cuando sea necesario el transporte de energía y no se tenga el suficiente espacio para la instalación de una línea de transmisión aérea, las líneas subterráneas son una opción aceptable y segura.
3. Lugares donde el aspecto ecológico, normas de construcción o distancias seguras para transeúntes se deben cumplir, las líneas de transmisión subterráneas resultan siendo la única opción para poder transportar energía eléctrica.
4. El costo de una línea de transmisión subterránea es afectado enormemente debido al alto nivel de aislamiento requerido por los cables de transporte, elevando la inversión necesaria para poner en marcha un proyecto de transporte en un 2,5% más aproximadamente en comparación con su contraparte.
5. Debido a que la corriente de carga se hace excesiva a grandes distancias, la transmisión subterránea se limita a unos 5 Kilómetros.



## RECOMENDACIONES

1. El aterrizaje de las pantallas se debe hacer en los dos extremos de la línea, para evitar que existan corrientes de fuga y evitar riesgos para el personal de mantenimiento.
2. El personal técnico que se encarga de la fabricación de las mufas deberá tener experiencia con el uso de las herramientas para evitar la pérdida del aislamiento del conductor, que pueden causar problemas si no son detectados a tiempo.
3. Desde el punto de vista eléctrico y térmico, el empalme representa la parte limitadora de un sistema de cable, por lo que se deberá de evitar tanto como sea posible.
4. La tubería o canalizaciones se deberán sellar herméticamente para evitar el ingreso de roedores y agua que dañen el aislamiento del conductor.
5. El uso de las líneas de transmisión subterráneas depende en gran parte del espacio de instalación, debido a los costos elevados se recomienda emplearse como última opción para un proyecto de inversión.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Federal de Electrificación. *Normas de distribución de líneas subterráneas*. México: CFE, 2005.
2. DRAE. *Real Academia Española* [en línea]. 22<sup>a</sup> ed. <http://www.rae.es/rae.html>. [Consulta: 16 de agosto de 2012].
3. *Editor Online de Ecuaciones*, [en línea]. <http://rinconmatematico.com/latexrender/>. [ Consulta: 14 de octubre de 2012]
4. MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos básicos de protección de sistemas de potencia*. Guatemala: EEGSA, Departamento de Comunicación Corporativa, 2005. 17 p.
5. Secretaria de Comunicaciones y Transporte. Normativo para la construcción, parte conceptos de obra. México: Secretaria de Comunicaciones y Transporte, 2001. 28 p.
6. WEEDY, B. M. *Líneas de transmisión subterráneas*. Barcelona: Limusa, 1983. 42 p.
7. \_\_\_\_\_ . *Sistemas eléctricos de gran potencia*. Barcelona: Reverte, 1978. 14 p.





## APÉNDICE A

### DETALLES DE COSTOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÉREA

COSTO DE PEAJE		
	Tramo	Total
12 Dólares/mts <sup>2</sup>	2000 mts <sup>2</sup>	Q 194 400
CONDUCTOR		
	Metro	200 metros
Cable AAAC 740 MCM	Q 28,35	Q 5 670
MATERIALES		
	Unidad	Tramo
Aisladores	Q 648	Q 1 944
Grapas de suspensión	Q 324	Q 972
Bayoneta	Q 486	Q 1 458
Cable de tierra copperweld/metro	Q 25	Q 1 200
Varilla de tierra	Q 75	Q 225
Hilo de guarda, acero galvanizado/metro	Q 10,125	Q 2 025
Tendido de las líneas, hilos de guarda y tierras/ tramo	Q 12 000	Q12 000
TOTAL		Q19 824
OBRA CIVIL		
	Precio unitario	Tramo
Fabricación 1 poste	Q 1 000	Q 3 000
Agujeros por poste	Q 15 000	Q 45 000
Instalación con grúa	Q 16 000	Q 48 000
TOTAL		Q 48 000

Pararrayos de 69 tipo distribución	Unidades	Precio Unidad	Total
	6	Q 3 300	Q 19 800

ACCESORIOS DEL POSTE		
	Unidad	Tramo
Vestido de aislamiento y herrajes completos	Q 3 500	Q 10 500

Fuente: elaboración propia.

## APÉNDICE B

### DETALLE DE COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SUBTERRÁNEAS

COSTO DE PARARRAYOS	3 Unidades	Total
1,400 Dólares	\$ 4 200	Q 34 020

COSTO TERRENO	TRAMO	TOTAL
12 Dólares/ mts <sup>2</sup>	648 /mts <sup>2</sup>	Q 62 985,6

Costos de Líneas Subterráneas	Unidades	p/unidad	Total
Cable vulcanel CU XLP 69 kV 500 MCM	620	Q 383	Q 237 644,97
Terminaciones de 69 kV. (Kit de mufas para trabajo marca 3M)	7	Q 21 325,98	Q 149 281,86
Paleta cobre nema 2 para 500MCM	24	Q 78,89	Q 1893,36
Tubería HG 8" flejada a poste 69 kv hacia registro A1	1	Q 5 000	Q 5 000
Canalización para exterior 69 kv	38	Q 415	Q 15 770
Registro de entrada a subestación línea 69 kv (A4)	1	Q 4 000	Q 4 000
Registro de acometida de 69 kv (A1)	1	Q 4 000	Q 4 000
Canalización 69kV y Trabajos de Conexión a Drenaje	1	Q 57 692,12	Q 57 692,12
Crucero de hierro galvanizado	40	Q 62,25	Q 2 490
Costo de Montaje			Q 120 000
<b>Total</b>			<b>Q 597 772,31</b>

Fuente: elaboración propia.

Nota: en ocasiones se necesita comprar el terreno para asegurarse que no le van a causar problemas a un futuro.

## APÉNDICE C

### FOTOGRAFÍAS DE LÍNEA SUBTERRÁNEA



Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.



Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.



Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.



Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.



Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.



Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.



Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.



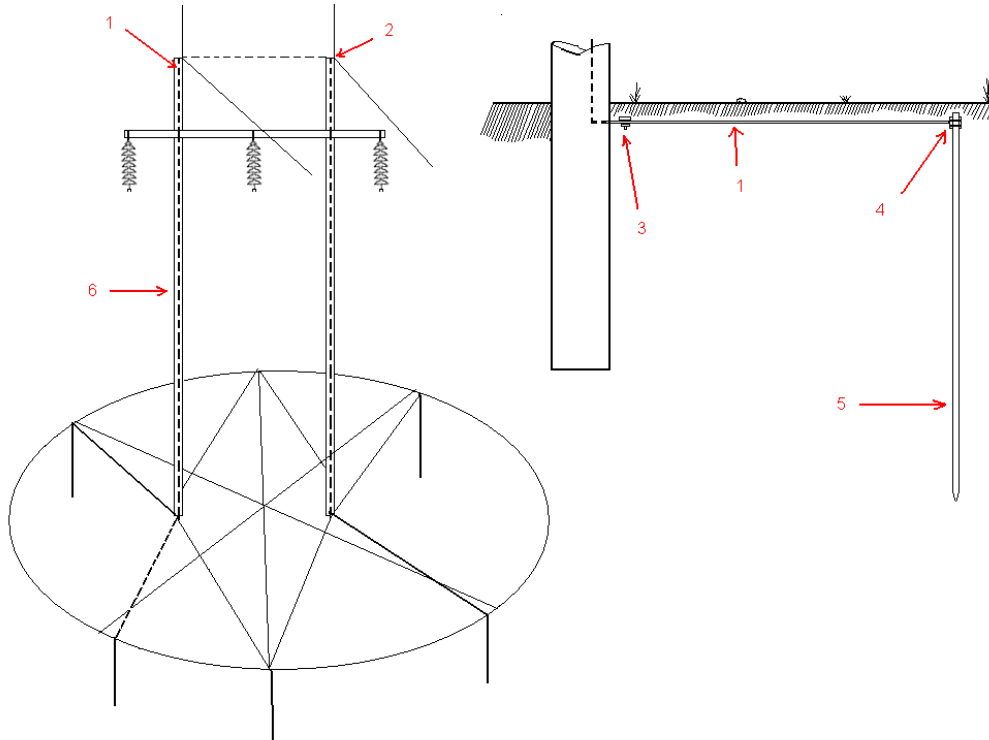
Fuente: Km 23.5 Carretera a El Salvador.





## ANEXO

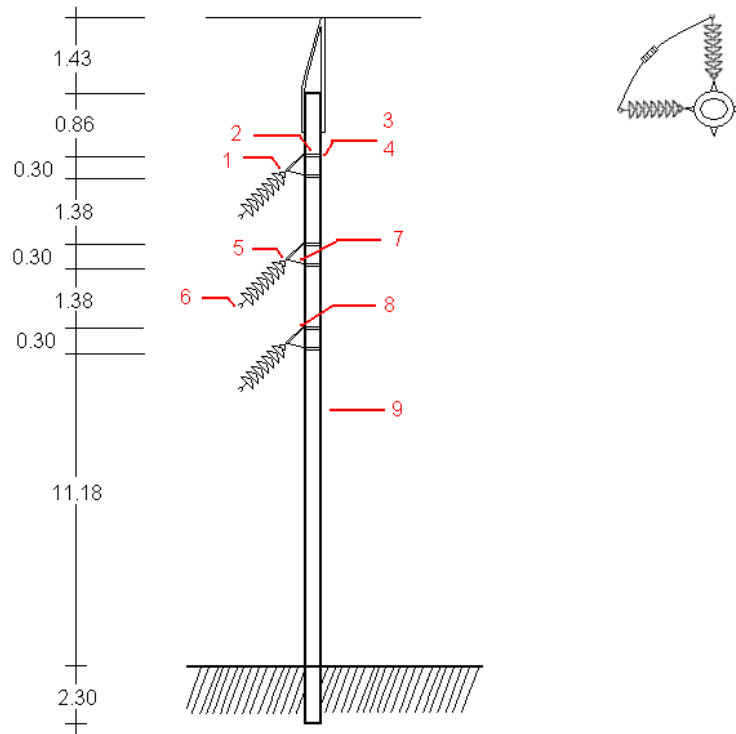
### ESQUEMAS DE POSTES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS.



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.

N o.	Descripción	Cantidad
1	Conductor No. 2 AWG cobre, 7 hilos	32
2	Conector de compresión universal	2
3	Conector de compresión	2
4	Mordaza para varilla de tierra	2
5	Varilla para tierra	2
6	Poste de concreto 16 metros	2

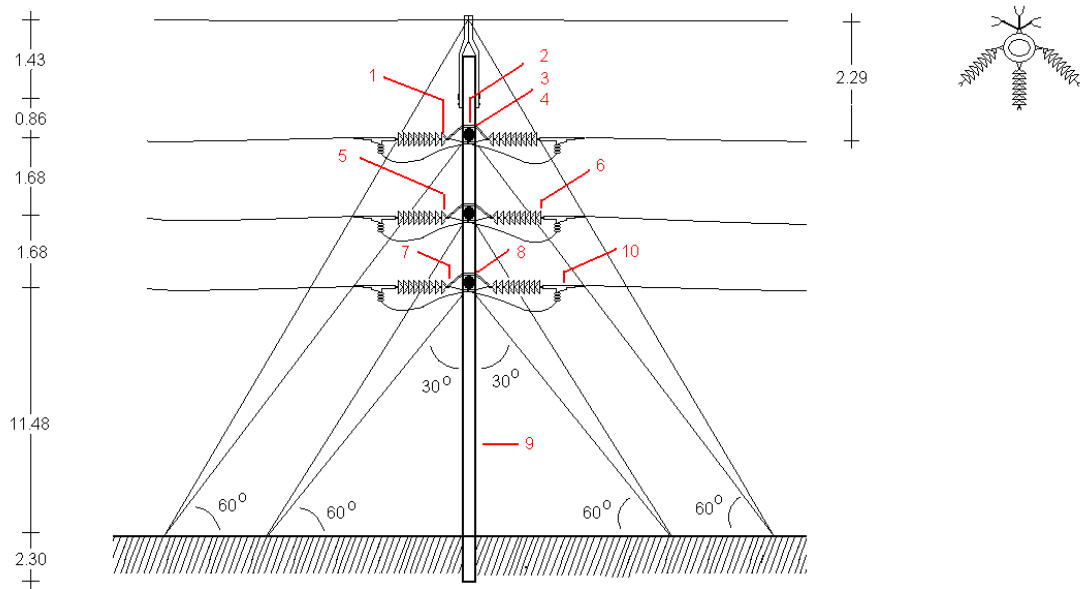
Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.

No.	Descripción	Cantidad
1	Aislador de suspensión clase 52-3	21
2	Perno con horquilla de 3/4" X 8"	6
3	Arandela de 3" X 3 " X 1/4 " agujero de 13/16	6
4	Contratuerca para perno 3/4"	6
5	Gancho de bola	3
6	Grapa de suspensión de aluminio	3
7	Ménsula de ángulo de 3/4"	3
8	Perno con ojo 3/4" X 8"	3
9	Poste de concreto 16 mts.	1

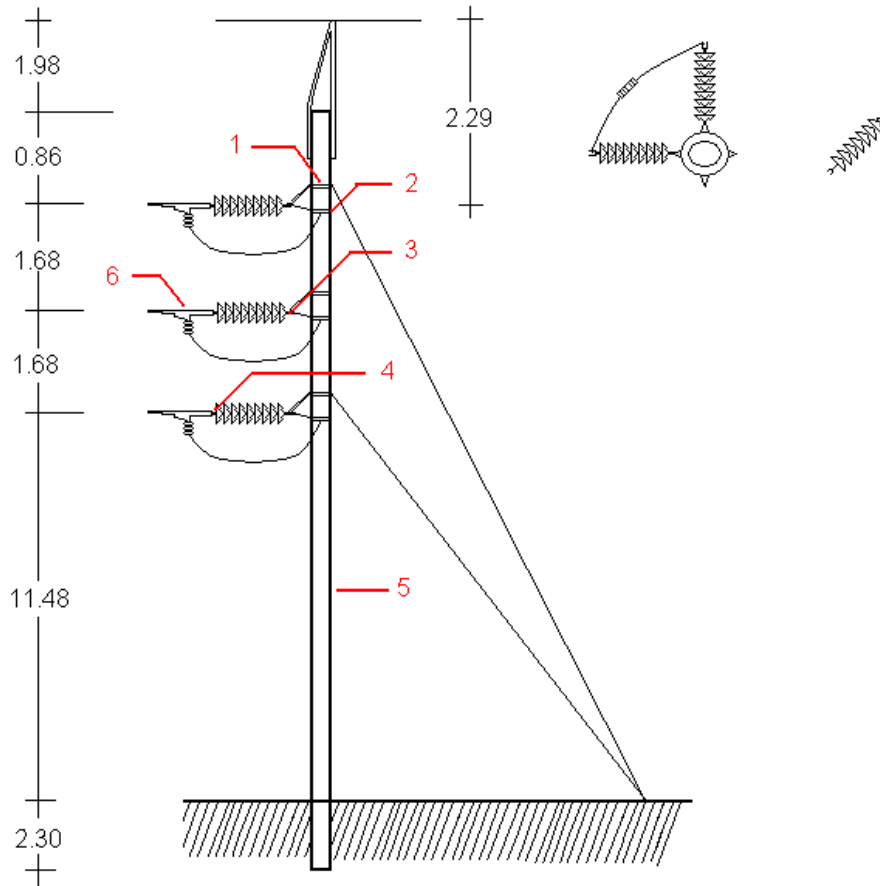
Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.



Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.

N o.	Descripción	Cantidad
1	Aislador de suspensión clase 52-3	63
2	Perno con horquilla de 3/4" X 8"	18
3	Arandela de 3" X 3 " X 1/4 " agujero de 13/16	18
4	Contratuera para perno 3/4"	18
5	Gancho de bola	9
6	Grapa de suspensión de aluminio	9
7	Ménsula de ángulo de 3/4"	9
8	Perno con ojo 3/4" X 8"	9
9	Poste de concreto 16 mts.	1
10	Grapa de acero forjado para remate	6

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.

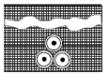
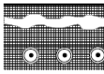

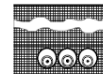
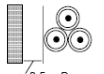
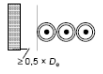
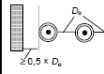


Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.

No.	Descripción	Cantidad
1	Perno con horquilla de 3/4" X 8"	6
2	Contratuerca para perno 3/4"	6
3	Gancho de bola	3
4	Grapa de suspensión	3
5	Poste de concreto 16 mts.	1
6	Grapa de retención en ángulo a caballetes	3

Fuente: Instituto Nacional de Electrificación, Departamento de Proyectos.

## TABLAS DE CAPACIDAD DE CORRIENTE Y FACTORES DE CORRECCIÓN

Area Nominal del conductor	Instalado directamente en el suelo		En ducto		Al aire		
	En delta	Ductos equidistantes	En delta	Ductos en suelo plano	En delta	Ductos en contacto	Ductos equidistantes
							
mm <sup>2</sup>	A	A	A	A	A	A	A
16	106	109	99	100	116	119	138
25	136	140	128	129	153	156	181
35	162	167	153	154	186	190	221
50	192	198	181	183	224	229	266
70	234	242	222	224	280	287	334
95	280	289	266	269	343	352	409
120	319	329	303	306	398	407	474
150	357	369	341	344	454	465	540
185	403	417	386	390	522	534	621
240	467	484	449	454	619	634	736
300	526	545	509	515	712	728	843
400	597	618	580	588	825	843	977
<b>Temperatura máxima del conductor</b>				90 °C			
<b>Temperatura ambiental</b>				30 °C			
<b>Temperatura del suelo</b>				20 °C			
<b>Profundidad de colocación</b>				0,8 m			
<b>Resistividad térmica del suelo</b>				1,5 K·m/W			
<b>Resistividad térmica de los ductos</b>				1,2 K·m/W			
<b>Pantallas unidas en ambos extremos</b>							

Fuente: Tabla de capacidad de corriente y factores de conexión, IEC 60502-2.

Máxima temperatura del conductor(°C)	Temperatura Ambiente(°C)							
	20	25	35	40	45	50	55	60
90	1,08	1,04	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Fuente: Tabla B.10 de capacidad de corriente y factores de conexión, IEC 60502-2.

Size (AWG or kcmil)	Conductors										Direct-Current Resistance at 75°C (167°F)					
	Area		Quantity	Stranding		Overall				Copper						
				Diameter		Diameter		Area		Uncoated		Coated		Aluminum		
	mm <sup>2</sup>	circulr mils	mm	in.	mm	in.	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT	ohm/ km	ohm/ kFT		
18	0.823	1620	1	—	—	1.02	0.040	0.823	0.001	25.5	7.77	26.5	8.08	42.0	12.8	
18	0.823	1620	7	0.39	0.015	1.16	0.046	1.06	0.002	26.1	7.95	27.7	8.45	42.8	13.1	
16	1.31	2580	1	—	—	1.29	0.051	1.31	0.002	16.0	4.89	16.7	5.08	26.4	8.05	
16	1.31	2580	7	0.49	0.019	1.46	0.058	1.68	0.003	16.4	4.99	17.3	5.29	26.9	8.21	
14	2.08	4110	1	—	—	1.63	0.064	2.08	0.003	10.1	3.07	10.4	3.19	16.6	5.06	
14	2.08	4110	7	0.62	0.024	1.85	0.073	2.68	0.004	10.3	3.14	10.7	3.26	16.9	5.17	
12	3.31	6530	1	—	—	2.05	0.081	3.31	0.005	6.34	1.93	6.57	2.01	10.45	3.18	
12	3.31	6530	7	0.78	0.030	2.32	0.092	4.25	0.006	6.50	1.98	6.73	2.05	10.69	3.25	
10	5.261	10380	1	—	—	2.588	0.102	5.26	0.008	3.984	1.21	4.148	1.26	6.561	2.00	
10	5.261	10380	7	0.98	0.038	2.95	0.116	6.76	0.011	4.070	1.24	4.226	1.29	6.679	2.04	
8	8.367	16510	1	—	—	3.264	0.128	8.37	0.013	2.906	0.764	2.579	0.786	4.125	1.26	
8	8.367	16510	7	1.23	0.049	3.71	0.146	10.76	0.017	2.551	0.778	2.653	0.809	4.204	1.28	
6	13.30	26240	7	1.56	0.061	4.67	0.184	17.09	0.027	1.608	0.491	1.671	0.510	2.652	0.808	
4	21.15	41740	7	1.96	0.077	5.89	0.232	27.19	0.042	1.010	0.308	1.053	0.321	1.666	0.508	
3	26.67	52620	7	2.20	0.087	6.60	0.260	34.28	0.053	0.802	0.245	0.833	0.254	1.320	0.403	
2	33.62	66560	7	2.47	0.097	7.42	0.292	43.23	0.067	0.634	0.194	0.661	0.201	1.045	0.319	
1	42.41	83690	19	1.69	0.066	8.43	0.332	55.80	0.087	0.505	0.154	0.524	0.160	0.829	0.253	
1/0	53.49	105600	19	1.89	0.074	9.45	0.372	70.41	0.109	0.399	0.122	0.415	0.127	0.660	0.201	
2/0	67.43	133100	19	2.13	0.084	10.62	0.418	88.74	0.137	0.3170	0.0967	0.329	0.101	0.523	0.159	
3/0	85.01	167800	19	2.39	0.094	11.94	0.470	111.9	0.173	0.2512	0.0766	0.2610	0.0797	0.413	0.126	
4/0	107.2	211800	19	2.68	0.106	13.41	0.528	141.1	0.219	0.1996	0.0608	0.2050	0.0626	0.328	0.100	
250	127	—	37	2.09	0.082	14.61	0.575	168	0.260	0.1687	0.0515	0.1753	0.0535	0.2778	0.0847	
300	152	—	37	2.29	0.090	16.00	0.630	201	0.312	0.1409	0.0429	0.1463	0.0446	0.2318	0.0707	
350	177	—	37	2.47	0.097	17.30	0.681	235	0.364	0.1205	0.0367	0.1252	0.0382	0.1984	0.0605	
400	203	—	37	2.64	0.104	18.49	0.728	268	0.416	0.1053	0.0321	0.1084	0.0331	0.1737	0.0529	
500	253	—	37	2.95	0.116	20.65	0.813	336	0.519	0.0845	0.0258	0.0869	0.0265	0.1391	0.0424	
600	304	—	61	2.52	0.099	22.68	0.893	404	0.626	0.0704	0.0214	0.0732	0.0223	0.1159	0.0353	
700	355	—	61	2.72	0.107	24.49	0.964	471	0.730	0.0603	0.0184	0.0622	0.0189	0.0994	0.0303	
750	380	—	61	2.82	0.111	25.35	0.998	505	0.782	0.0563	0.0171	0.0579	0.0176	0.0927	0.0282	
800	405	—	61	2.91	0.114	26.16	1.030	538	0.834	0.0528	0.0161	0.0544	0.0166	0.0868	0.0265	
900	456	—	61	3.09	0.122	27.79	1.094	606	0.940	0.0470	0.0143	0.0481	0.0147	0.0770	0.0235	
1000	507	—	61	3.25	0.128	29.26	1.152	673	1.042	0.0423	0.0129	0.0434	0.0132	0.0695	0.0212	
1250	633	—	91	2.98	0.117	32.74	1.289	842	1.305	0.0338	0.0103	0.0347	0.0106	0.0554	0.0169	
1500	760	—	91	3.26	0.128	35.86	1.412	1011	1.566	0.02814	0.00858	0.02814	0.00883	0.0464	0.0141	
1750	887	—	127	2.98	0.117	38.76	1.526	1180	1.829	0.02410	0.00735	0.02410	0.00756	0.0397	0.0121	
2000	1013	—	127	3.19	0.126	41.45	1.632	1349	2.093	0.02109	0.00643	0.02109	0.00662	0.0348	0.0106	

Fuente: International Electrical Code, 2005.