



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO, EN
LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230KV EN EL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA, DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL, APLICANDO LAS
NORMAS IEC 62271 Y 61774**

Edgar Oswaldo Boror Guzman

Asesorado por el MSc. Ing. Otto Fernando Andrino González

Guatemala, octubre de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO, EN
LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230KV EN EL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA, DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL, APLICANDO LAS
NORMAS IEC 62271 Y 61774**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

EDGAR OSWALDO BOROR GUZMAN

ASESORADO POR EL MSc. ING. OTTO FERNANDO ANDRINO GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gómez Donis
SECRETARIA	Ing. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Carlos Aníbal Chicojay Coloma
EXAMINADORA	Inga. Ingrid Salomé Rodríguez de Loukota
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

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:

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO, EN
LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230KV EN EL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN
ELÉCTRICA, DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL, APLICANDO LAS
NORMAS IEC 62271 Y 61774**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudio de Postgrado, con fecha 7 de marzo de 2018.

Edgar Oswaldo Boror Guzmán

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Agradeciendo por la sabiduría proporcionada y su gran misericordia.
Mis padres	Por todo el esfuerzo y confianza que proporcionaron, para lograr mi meta.
Mi hermana	Por tenerme paciencia y apoyarme en el transcurso de la carrera.
Mi familia	A cada uno por nombre agradezco por su motivación y ayuda.
Mis amigos	Por el apoyo proporcionado en cada momento.

AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San
Carlos de Guatemala**

Por ser mi segunda casa, donde logre
ampliar mis conocimientos.

Facultad de Ingeniería

Por formarme profesionalmente en mi camino
como estudiante.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
GLOSARIO	VII
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. ANTECEDENTES.....	3
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
4. JUSTIFICACIÓN.....	11
5. OBJETIVOS.....	13
6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN	15
7. MARCO TEÓRICO	17
7.1. Diseño de líneas de transmisión.....	17
7.1.1. Trazo preliminar de línea de transmisión.....	18
7.2. Definición de líneas de transmisión.....	18
7.2.1. Características de las líneas de transmisión.....	18
7.3. Tipos de estructuras para líneas de transmisión según su tensión.....	20
7.3.1. Líneas de transmisión de 69kV.....	21
7.3.2. Líneas de transmisión de 230kV.....	28
7.3.2.1. Torre de suspensión.....	28
7.3.2.2. Torre de retención.....	30
7.3.2.2.1. Terminal.....	30
7.3.2.2.2. Rompetramos.....	30
7.3.2.2.3. Angular.....	31

7.4.	Componentes de las líneas de transmisión 230kV.....	31
7.4.1.	Aisladores.....	31
7.4.1.1.	Aisladores para tensión 230kV.....	32
7.4.1.1.1.	Aislador de suspensión.....	32
7.4.1.2.	Cadenas de aisladores.....	33
7.4.1.2.1.	Cadenas de aisladores dobles de suspensión.....	33
7.4.1.2.2.	Cadenas de aisladores no paralelos.....	34
7.4.1.2.3.	Cadenas de aisladores unidos por un balancín.....	35
7.4.2.	Herrajes.....	35
7.4.2.1.	Grillete.....	36
7.4.2.2.	Horquilla "Y" bola corta.....	37
7.4.2.3.	Horquilla "Y" bola larga.....	38
7.4.2.4.	Eslabón.....	39
7.4.2.5.	Tensor de horquilla.....	40
7.4.2.6.	Calavera ojo larga.....	41
7.4.2.7.	Yugo triangular.....	42
7.4.2.8.	Yugo separador.....	43
7.4.2.9.	Grapa de suspensión.....	44
7.4.2.10.	Grapa de tensión a compresión.....	45
7.4.2.11.	Anillos equipotenciales.....	46
7.4.3.	Conductor eléctrico.....	47
7.5.	Protecciones.....	48
7.5.1.	Interruptor de potencia.....	48
7.5.2.	Seccionador.....	49
7.6.	SIEPAC.....	49
7.6.1.	Preliminares.....	49

7.6.2.	Empresa Propietaria de la Red.....	52
8.	ÍNDICE PROPUESTO.....	55
9.	METODOLOGÍA.....	61
10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	67
11.	CRONOGRAMA	69
12.	FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO.....	71
	BIBLIOGRAFÍA.....	73

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Esquema de solución	16
2.	Modelo de línea de transmisión.....	20
3.	Estructura tipo suspensión	22
4.	Estructura tipo angular urbana a 90°	23
5.	Estructura tipo retención RU.....	24
6.	Estructura tipo retención TU-1-G.....	25
7.	Estructura tipo suspensión en bandera urbana	26
8.	Estructura tipo suspensión en cruceta.....	27
9.	Torre de suspensión 230kV.....	28
10.	Torre de suspensión para dos hilos de guarda.....	29
11.	Torre de retención 230kV	30
12.	Aislador de suspensión polimérica, IEC 61109 239kV	32
13.	Cadenas de aisladores dobles	34
14.	Dos cadenas simples no paralelas	34
15.	Dos cadenas simples unidas por un balancín	35
16.	Grillete	36
17.	Horquilla "Y" bola corta.....	37
18.	Horquilla "Y" bola larga.....	38
19.	Eslabón.....	39
20.	Tensor horquilla.....	40
21.	Calavera ojo larga	41
22.	Yugo triangular	42
23.	Yugo separador	43

24.	Grapa de suspensión.....	44
25.	Grapa de tensión a compresión.....	45
26.	Anillos equipotenciales	46
27.	Interruptor de potencia hasta 245kV.....	48
28.	Seccionador de 230kV de doble apertura.....	49
29.	Ruta del SIEPAC	53
30.	Cronograma.....	69 a 70

TABLAS

I.	Especificaciones técnicas del aislador de suspensión.....	33
II.	Especificaciones de dimensiones del grillete.....	37
III.	Especificaciones de dimensiones de la horquilla "Y" bola corta	38
IV.	Especificaciones de dimensiones de la horquilla "Y" bola larga	39
V.	Especificaciones de dimensiones del eslabón.....	40
VI.	Especificaciones de dimensiones del tensor horquilla.....	41
VII.	Especificaciones de dimensiones de calavera ojo larga	42
VIII.	Especificaciones de dimensiones de yugo triangular.....	43
IX.	Especificaciones de dimensiones de yugo separador	44
X.	Especificaciones de dimensiones de grapa de suspensión para guarda.	45
XI.	Especificaciones de dimensiones de grapa de suspensión normal	45
XII.	Especificaciones de dimensiones de grapa de tensión a compresión	46
XIII.	Especificaciones de dimensiones de anillo equipotencial.....	47
XIV.	Fechas de ratificación en los congresos	51
XV.	Variables.....	62
XVI.	Formato de recolección de información	66
XVII.	Equipos a utilizar.....	72
XVIII.	Gastos	72

GLOSARIO

Aislante	Tiene una alta resistencia, no puede conducir un valor apreciable de corriente cuando se aplica un voltaje.
Alta tensión	Comprende la tensión alterna nominal superior a 60kV e igual o inferior a 230kV.
Aterrizado	Es un punto de referencia para todos los circuitos conectados en una instalación, determina el potencial eléctrico de cero voltios o neutral.
BID	Banco Interamericano de Desarrollo.
Cable	Conductor trenzado con o sin aislamiento.
Campo eléctrico	Es una región del espacio en la que una carga eléctrica está sometida a una fuerza de carácter eléctrico.
Campo Magnético	Efecto sobre un espacio, generado por una corriente eléctrica o elemento magnético.
Catenaria	Curva formada por un hilo homogéneo flexible y extensible, suspendido libremente de sus extremos.
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad.

Conductor eléctrico	Elemento constituido de un material con alta conductividad eléctrica que es utilizado para el transporte de energía.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
EPR	Empresa Propietaria de la Red.
Frecuencia nominal	Valor de 60 <i>Hertz</i> (o 50 <i>Hertz</i>), determinado en el Sistema Eléctrico Nacional.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional.
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
Libranza eléctrica	Es la distancia mínima establecida entre superficies de un objeto energizado y otro energizado o no.
MCC	Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.
Media tensión	Nivel de tensión mayor a 1000V y menor a 60000V.
MER	Mercado Eléctrico Regional.
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones.

NTDOID	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución.
NTDOST	Normas Técnicas de Diseño y Operación de Sistemas de Transporte.
Resistividad	Resistencia de un centímetro cúbico de un material medido entre caras opuestas.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.
Subestación de distribución de energía eléctrica	Es la instalación ubicada en un ambiente específico y protegido, a través de la cual la energía eléctrica se transmite.
Vano	Es la distancia horizontal entre dos estructuras consecutivas de una línea de transmisión.

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente documento presenta la integración de seis sistemas eléctricos formados por los países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, siendo un sistema de transmisión eléctrico regional de 300MW por medio de líneas de transmisión de 230kV con una longitud de 1790 kilómetros.

El sistema de interconexión de América Central se elaboró con el fin de la disminución del costo de la energía, mejorar la confiabilidad de suministro, generar competencias en los mercados eléctricos y atracción de inversión extranjera, por lo cual se diseña un plan de mantenimiento preventivo en el circuito para lograr los objetivos trazados.

La problemática es transmitir energía eléctrica en forma aérea, las condiciones climáticas, el entorno del circuito, los percances que puedan ocurrir en la estructura del circuito y los efectos indirectos de generación de energía inducida que puedan producirse en las líneas de transmisión, los cuales son analizados en el circuito. El mantenimiento preventivo se enfoca en las futuras fallas que puedan ocurrir durante los temporales de invierno o verano que tiene la región, la vegetación, y agentes externos e internos del circuito, basándose en la norma IEC 62271 y 61774. El diseño del mantenimiento preventivo se desarrolla por medio del programa MP9, el cual tiene como objetivo sistematizar y mejorar la gestión de mantenimiento. Se enfoca en realizar una transmisión eléctrica y servicio de calidad, proporcionando el menor intervalo de interrupción de energía eléctrica y garantizando el cumplimiento de las Normas IEC 62271 y 61774.

La investigación está contemplada en los siguientes capítulos:

El primer capítulo explica el principio y desarrollo de la energía eléctrica para su transmisión, conteniendo los elementos del sistema de transmisión eléctrica como distancias de seguridad para su construcción, postes, estructuras, herrajes, aislamientos y protecciones.

El segundo capítulo explica las normas IEC y sus anexos, para el análisis y aplicación en el diseño del mantenimiento preventivo del circuito, contemplando la vulnerabilidad que puedan presentar las líneas de transmisión ante condiciones climáticas severas, que explica la norma IEC61774, y problemas externos como internos que pueda presentar el circuito en su infraestructura, que determina la norma IEC62271.

En el tercer capítulo se muestra el estado de la Interconexión Regional, como el desarrollo del proyecto en la región con el apoyo del programa MP9, que muestra las zonas geográficas y estructura del circuito para la realización del mantenimiento preventivo.

El cuarto capítulo muestra el plan de mantenimiento preventivo propuesto conforme a la aplicación de las normas IEC, como el diseño, precauciones y tiempos estimados del mantenimiento preventivo que muestra el programa MP9. Se tomará en cuenta el aproximado de materiales necesarios para la ejecución del mantenimiento.

2. ANTECEDENTES

El Sistema de Interconexión Eléctrica de Centro América(SIEPAC) se inició con un análisis en el 2001, diseño final en el 2005 y el comienzo de su construcción en agosto de 2006. Su finalización fue en octubre de 2014, "teniendo una longitud en líneas de transmisión de 1.790kms de 230kV, extendiéndose desde Guatemala hasta Panamá, con 28 bahías de acceso en 15 subestaciones con una capacidad de transporte de energía de 300MW, para convertir al sistema en un contribuyente al desarrollo sostenible de la región" (CRIE, 2015).

En el financiamiento del proyecto se obtuvo el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por medio del diseño e implementación del Mercado Eléctrico Regional (MER) y la etapa inicial del SIEPAC para su viabilidad. (BID, 2017, p.2). En el tramo 15 de la Línea SIEPAC, se contrató a una empresa para el servicio de inspección, teniendo así un panorama del entorno y estado en que se encuentra el circuito. (MER, 2015, p.51)

El circuito tiene poco tiempo en funcionamiento, por lo cual el mantenimiento que se realiza es por inspecciones o falla franca que requiera mantenimiento correctivo para reponer la transmisión. Las reparaciones correctivas de fallas francas han ocurrido en las torres No. 185 y 172 en el tramo 5."Las labores de mantenimiento menor y brechas se realizan en forma anual, dando buenos resultados, informado en la supervisión y fiscalización de los sistemas de transmisión eléctrica" (CRIE, 2015).

Las subestaciones eléctricas elevadoras que están en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica tienen una programación de mantenimiento, tiempo que se aprovecha para reparar algún desperfecto localizado en el circuito, para no afectar el indicador de transporte. Tomando en cuenta que los planes de mantenimiento deben estar coordinados por EPR y el administrador del mercado eléctrico correspondiente a cada país, pretendiendo tener un mejor control de los mantenimientos programados.

La creación del MER tiene la finalidad de garantizar un mercado confiable y competitivo capaz de facilitar transacciones energéticas entre los países interconectados conforme al tratado marco del mercado eléctrico de América Central. (CRIE, 2015, p.40). Esto para tener un mercado estable y saludable de la energía eléctrica.

El proyecto SIEPAC tiene el objetivo de apoyar la formación y consolidación progresiva del MER, por medio de mecanismos técnicos, legales e institucionales que ayuden al sector privado en la generación eléctrica (CNEE, 2009, p. 4-10), tomando en cuenta que toda empresa de transmisión o distribución eléctrica debe ayudar a generar energía eléctrica.

"El grupo de operaciones de ISA Bolivia y sus empresas desarrollan un programa de mediano plazo cuyo objetivo es la estandarización de buenas prácticas, mejoras de competencias técnicas y desarrollo integral de las áreas operativas de la red de transmisión de 230kV" (ISA, 2016, 17), mejorando el sistema de mantenimiento tanto internamente como externamente del mismo. "El mantenimiento de ISA Bolivia se realiza por medio del Mantenimiento analizado en la confiabilidad" (ISA, 2016, 17).

El desarrollo principal del mantenimiento de ISA es el siguiente:

- Inspecciones a vanos en el período de lluvias para detectar riesgos y amenazas.
- Inspección de elementos electromecánicos y puestas a tierras después de alguna descarga atmosférica.
- Mantenimiento de la franja de servidumbre: corte de vegetación, limpieza y seguimiento a obras civiles, reposición de elementos y relleno de puntas de diamante a patas.
- Monitoreo constante.
- Consultoría civil y ejecución de obras civiles en 10 torres de vanos especiales para protección.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Línea de Transmisión de 230kV del SIEPAC se extiende desde la parte oriente de Guatemala continuando hacia El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, y terminado en la parte norte de Panamá. Con una extensión de 1790Kms, este circuito está construido en un ambiente boscoso, partes con ambiente de salinidad y con condiciones climáticas que pueden llegar a ser severas, esto puede causar daños considerables en el circuito en cualquier momento y afectar la transmisión de energía eléctrica. El circuito no tiene un plan de mantenimiento preventivo bajo normas IEC que permita sobrellevar condiciones externas o internas que pueden dañar la transmisión de energía eléctrica.

El SIEPAC no tiene un plan de mantenimiento preventivo bajo normas IEC para lograr determinar un sistema de anticipación de fallas. El diseño del circuito fue trazado de puntos de subestaciones distantes, que determinan la interrupción parcial o total del mismo al momento de una falla. Las inspecciones visuales de las estructuras, como el entorno del circuito, se deben realizar en temporadas calurosas, porque el índice de fallas es muy poco probable, pero por la gran extensión del circuito no se concluye a supervisar el 100%, sino hasta que ocurra alguna falla franca o leve se detecta lo no inspeccionado.

El mantenimiento proporcionado en los primeros años del circuito ha sido correctivo, por algunas fallas francas que han ocurrido en el circuito. (CRIE, 2015, p.3). El mantenimiento preventivo y las inspecciones realizadas en el circuito han sido por experiencias previas del personal, sin estar establecido bajo unas normas.

Para tener un mantenimiento programado sin afectar el indicador de transmisión se depende de la subestaciones eléctricas elevadoras, porque estas indicarán el rango de tiempo que suspenderán el servicio eléctrico para su mantenimiento, logrando solamente una parte y no el 100% de lo programado en la Línea de Transmisión.

- Delimitación de la investigación:

La investigación se limitará a los aspectos climáticos de la región, entorno ambiental y daños que puedan sufrir los elementos que forman la Línea de Transmisión del SIEPAC del primer circuito, basándose en normas que proporciona la IEC. Con el programa MP9 se realizará un esquema que indica los elementos críticos que deben ser cambiados en el próximo mantenimiento programado, según el tiempo de vida u observaciones que se han encontrado durante las inspecciones, esto con la finalidad de tener un mantenimiento preventivo sistematizado en el circuito SIEPAC. No se añade mantenimiento predictivo porque no se tienen los equipos necesarios para su ejecución.

- Preguntar central:

- ¿Cómo se logrará tener un diseño de mantenimiento preventivo en la Línea de Transmisión 230kV en el SIEPAC?

- Preguntas secundarias:

- ¿Cuál es el modo de inspección que se utilizará en la Línea de Transmisión del primer circuito del SIEPAC?
- ¿De qué forma se analizará el mantenimiento proporcionado a la Línea de Transmisión?

- ¿Porqué se aplicarán normas IEC en el mantenimiento preventivo al circuito de transmisión del SIEPAC?
- ¿Para qué cuantificar el tiempo del indicador de transporte afectado únicamente por aperturas programadas?

4. JUSTIFICACIÓN

Este diseño de investigación se clasifica en las líneas de investigación del área administrativa, específicamente en la aplicación de normas internacionales de mantenimiento.

Realizar un mantenimiento no planificado ocasiona tener fallas frecuentes o muy graves que aporten una reparación mayor, la cual se podría evitar por medio de buen mantenimiento programado. Iniciando una inspección en el circuito para programar y coordinar el personal, y con los materiales necesarios, se disminuye considerablemente el tiempo de apertura de la energía, como también llevar el tiempo de vida útil de cada elemento que conforma el circuito, para así evitar un problema recurrente o futuro que afecta a la transmisión de energía eléctrica.

Implementando las normas IEC 62271 en el mantenimiento preventivo se pretende disminuir las interrupciones francas y las oscilantes, evaluando el sistema de blindaje en toda la estructura del circuito y llevando un continuo avance en el mantenimiento preventivo. El tiempo en que ocurren fallas frecuentes en el circuito es el de lluvias intensas, porque aumentan la humedad en el ambiente y se producen tempestades que dañan elementos del circuito, por lo cual, al implementar la norma IEC 61774, se muestran los índices meteorológicos para evaluar un mejor mantenimiento preventivo en el circuito, con base en estos índices.

Al implementar el estudio del plan de mantenimiento preventivo a las líneas de transmisión del SIEPAC se pretende mejorar la calidad de la energía

eléctrica y disminuir las penalizaciones. También al desarrollar un plan estratégico de mantenimiento se mejora el funcionamiento del circuito. En conjunto, lo anterior ayuda a disminuir el indicador de transporte.

Por medio del plan de mantenimiento se pretende tener los elementos necesarios para reemplazarlos en una programación de reparaciones, bajo un *stock* de materiales de la empresa, ahorrándose tiempo en pedido, transacciones, transporte, detención en aduanas y entrega de elementos exportados.

Tener un servicio de transmisión de energía eléctrica constante ante cualquier situación, contemplando un plan de mantenimiento preventivo estandarizado, evita cualquier tipo de penalizaciones o gastos elevados. Tener un costo de pérdida al momento de una falla total, por ser 300MW por el tiempo de una hora, equivale a una energía perdida de 300000000 MWH, que al multiplicar por un factor de costo de energía por hora de Q. 1,12 da un costo total de Q. 336.000.000,00. Lograr un mantenimiento preventivo que previene una emergencia de tal envergadura tiene un costo de 1000 millones, por el *stock* de materiales, mano de obra y programa de mantenimiento, los cuales pueden ser recuperados en menos de un año, según la potencia proporcionada por el circuito.

5. OBJETIVOS

General:

Diseñar un plan de mantenimiento preventivo en la Línea de Transmisión 230kV en el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central.

Específicos:

1. Revisar la Línea de Transmisión del circuito del SIEPAC en el primer circuito.
2. Analizar el mantenimiento proporcionado en la Línea de Transmisión de 230kV.
3. Aplicar las Normas IEC en el mantenimiento preventivo a la Línea de Transmisión del SIEPAC.
4. Cuantificar el tiempo del indicador de transporte por las aperturas programadas.

6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIÓN

Todo mantenimiento preventivo debe tener una planificación de procesos, constante supervisión, seguimiento continuo del tiempo de vida de los elementos involucrados y acontecimientos climáticos o ambientales que puedan perjudicar, para así lograr el control y calidad del sistema. Por lo cual se involucra la implementación de normas que establezcan acciones a tomar y por medio del programa MP9 lograr llevar los tiempos de un mantenimiento programado.

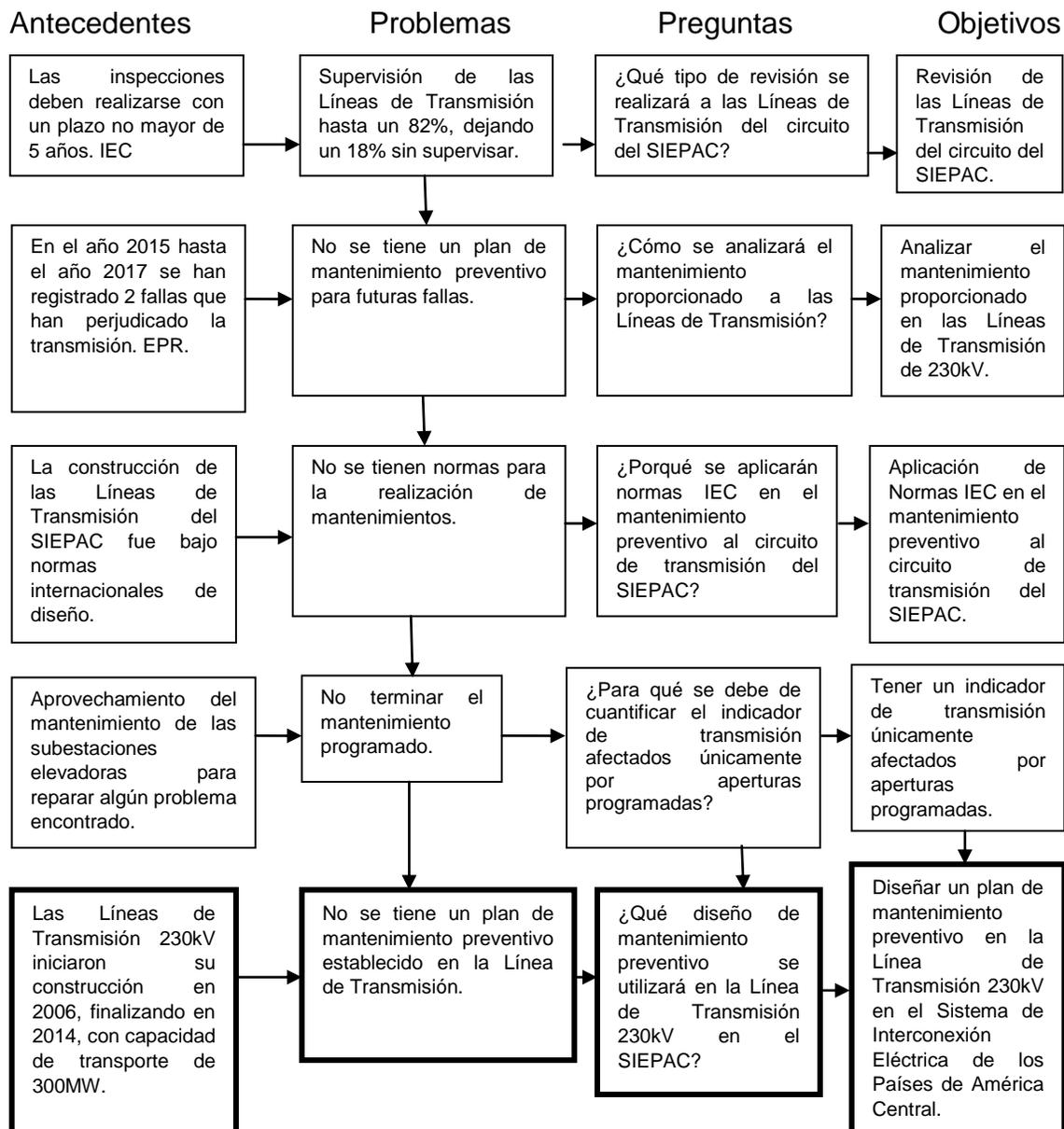
Se debe tener un panorama de la líneas de transmisión por medio de inspecciones del entorno, cuantificación de los elementos del circuito y el monitoreo de cambios climáticos de la zona. Por medio de los datos obtenidos por los mantenimientos anteriores se podrá determinar situaciones y elementos que más han afectado al servicio de transmisión, tratando así los puntos críticos a mejorar.

Las normas IEC 62271 y 61774 proporcionan técnicas para realizar un análisis cualitativo de las estructuras del circuito y análisis del entorno donde está ubicado el circuito, respectivamente, mejorando así el funcionamiento de la transmisión eléctrica.

Teniendo un buen mantenimiento preventivo planificado se logrará corregir futuras fallas que causan el incremento considerable en el indicador de transporte. El mantenimiento preventivo mitiga la probabilidad de riesgo del circuito, primordialmente en la apertura completa que ocasiona una pérdida de energía considerable por la cantidad de potencia transmitida, por medio de

trazabilidad de eventos, mejoras en el circuito, control de inventario de materiales, pronósticos climáticos y coordinación de brigadas de emergencia.

Figura 1. Esquema de solución



Fuente: elaboración propia.

7. MARCO TEÓRICO

Las líneas de transmisión se utilizan para transmitir electricidad y señales de un lugar a otro; desde una subestación hacia otra subestación. (Hayt, 2006, p.331)

7.1 Diseño de líneas de transmisión

La conexión que existe entre centrales generadoras y redes de distribución se da por medio de las líneas de transmisión. (Stevenson, 1979, p.1). El diseño de líneas de transmisión aérea debe tener en consideración principalmente la ubicación de la zona donde se evidencien las vías de comunicación como caminos, montañas, quebradas, valles y ríos, procediendo con un levantamiento de GPS para ubicar por dónde debe pasar la línea de transmisión (Goicochea, 2014). Luego se gestionan los permisos de trabajo, para obtener el entorno físico de la zona, trazo del circuito y diseñar tanto los tramos de distancias de cada torre a otra como el ángulo que cada una proporcionará por la zona geográfica en que está ubicada, tomando en cuenta los siguiente:

- Que el trazo sea recto o con un pequeño ángulo de cambio, evitando cambios de dirección, porque se necesitaría un armado de torre especial para soportar los esfuerzos que generan las líneas de transmisión.
- Tomar en cuenta vías de acceso para el traslado de los materiales.
- Considerar la distancia mínima de la línea en los caminos.

7.1.1. Trazo preliminar de línea de transmisión

Con los puntos GPS obtenidos y el trazo preliminar se realiza un trabajo de levantamiento topográfico de las líneas de transmisión, utilizando equipos de estación total y equipos de medición, lo que conlleva despejar la zona donde se trazará la línea. Luego se levanta un perfil longitudinal para los terrenos con relieve variable, tomando en cuenta que el perfil lateral debe realizarse en una proyección horizontal medida a partir del eje de la línea y la distancia de 10m para líneas de 220kV (Goicochea, 2014).

Por medio de los datos obtenidos en campo se procede a realizar un informe técnico del trazo, conforme a la topografía de la zona, el presupuesto de los materiales necesarios, mano de obras y otros suministros para la ejecución del proyecto.

7.2. Definición de líneas de transmisión

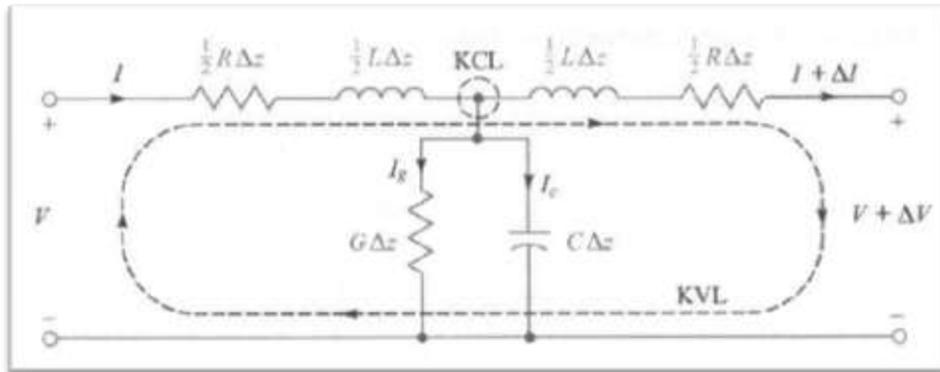
Es la conformación de equipos, elementos y materiales dedicados específicamente al transporte de electricidad de un centro de transformación elevador a un centro de subtransmisión, trasladando la energía a un voltaje elevado y amperaje bajo, para disminuir pérdidas ocasionadas por las grandes distancias que se recorren. Las líneas de transmisión facilitan el intercambio de potencia entre empresas eléctricas. (Harper, 2005, p.38)

7.2.1. Características de las líneas de transmisión

Las líneas de transmisión están determinadas por propiedades a considerar, para su análisis de transporte eléctrico, las cuales son principalmente:

- La resistencia: es la oposición de circulación de los electrones que tiene un material (Mujal, 2002). Componente que influye en las líneas de transmisión, por causa del conductor, del diámetro, material de que están compuestas y principalmente por la longitud, aunque también se ve afectado por la frecuencia a que es sometido, causando el efecto piel y provocando una resistencia adicional al conductor.
- La capacitancia: en las líneas de transmisión de distancias largas, la capacitancia es considerada por la diferencia de potencial que se encuentra entre los conductores de una línea de transmisión, dependiendo la distancia entre conductores, el área transversal del conductor y constante dieléctrica del material aislador. (Stevenson, 1979, p.64)
- La inductancia: la energía eléctrica es transmitida por corriente alterna, produciendo una corriente variable, generando una corriente inducida en el conductor por la inducción electromagnética que produce esta variación, como indica la ley de Faraday. La inductancia relaciona la f.e.m. inducida con la velocidad de variación de la corriente, es decir con la frecuencia. (Mujal, 2002, 25)
- Conductancia: es la fuga de corriente que tiene la línea transmisión en su dieléctrico entre los conductores, contribuyendo a la pérdida de energía eléctrica. Este parámetro representa las pérdidas del dieléctrico. (Hernández, 1999, p.25)

Figura 2. **Modelo de línea de transmisión**



Fuente: HAYT, (2006)

En la figura 1 se indica la longitud de la línea de transmisión como " Δz ", resistencia " R ", inductancia " L ", capacitancia " C ", conductancia " G ", voltaje " V " y corriente como " I ", indicando el comportamiento que tiene la línea de transmisión en realidad. (Hayt, 2006, p.335)

7.3. Tipos de estructuras para líneas de transmisión según su tensión.

Las estructuras aéreas tienen la función de mantener a las líneas de transmisión a un nivel del suelo normado, conforme a la tensión eléctrica aplicada, como también soportar las tensiones mecánicas a que están sujetas por situaciones adversas. La función básica de las torres es soportar los cables conductores y el hilo de guarda que sirve como protección, como también para la transmisión de voz y datos por medio de la fibra óptica. (Hernández, 2005, p.18)

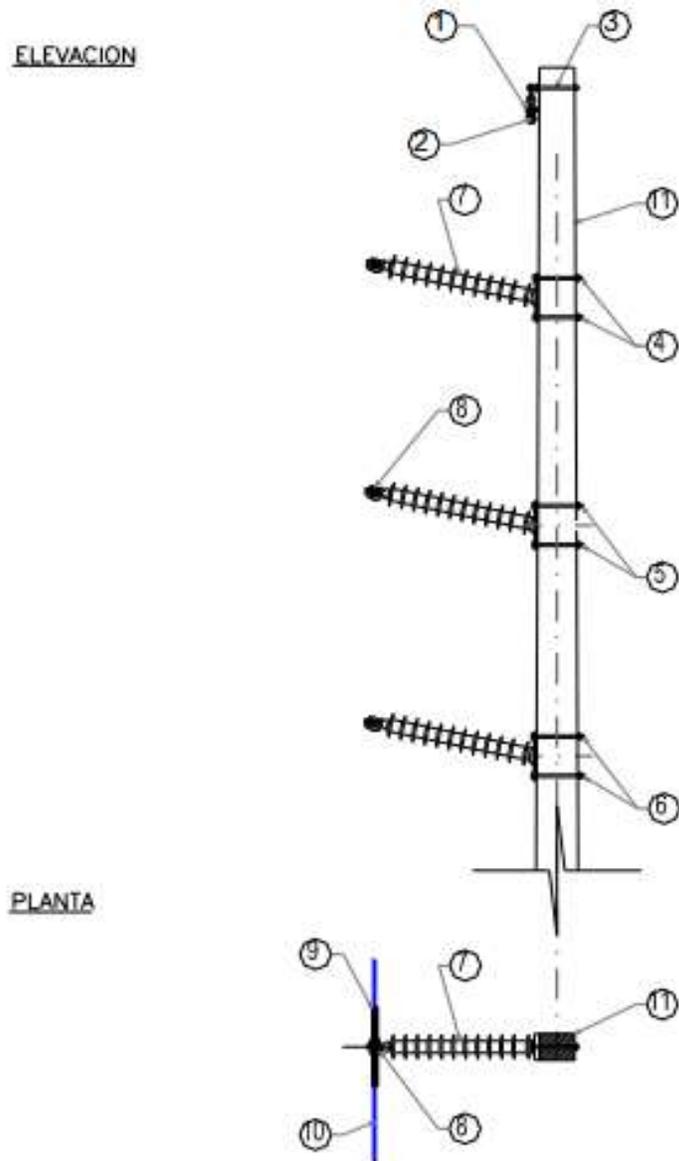
Por medio de su nivel de tensión aplicada para transmitir, se pueden clasificar como:

7.3.1. Líneas de transmisión de 69kV

Para el diseño electromecánico de las líneas de transmisión de 69kV se consideran los esfuerzos mecánicos en los conductores para una tensión EDS en cada fase, para zona urbana el 14% L/ST y para zona rural 22% o 20% de la tensión de ruptura L/ST. (CNEL, 2016)

Las estructuras para este nivel de tensión y el ángulo que forma son las siguientes:

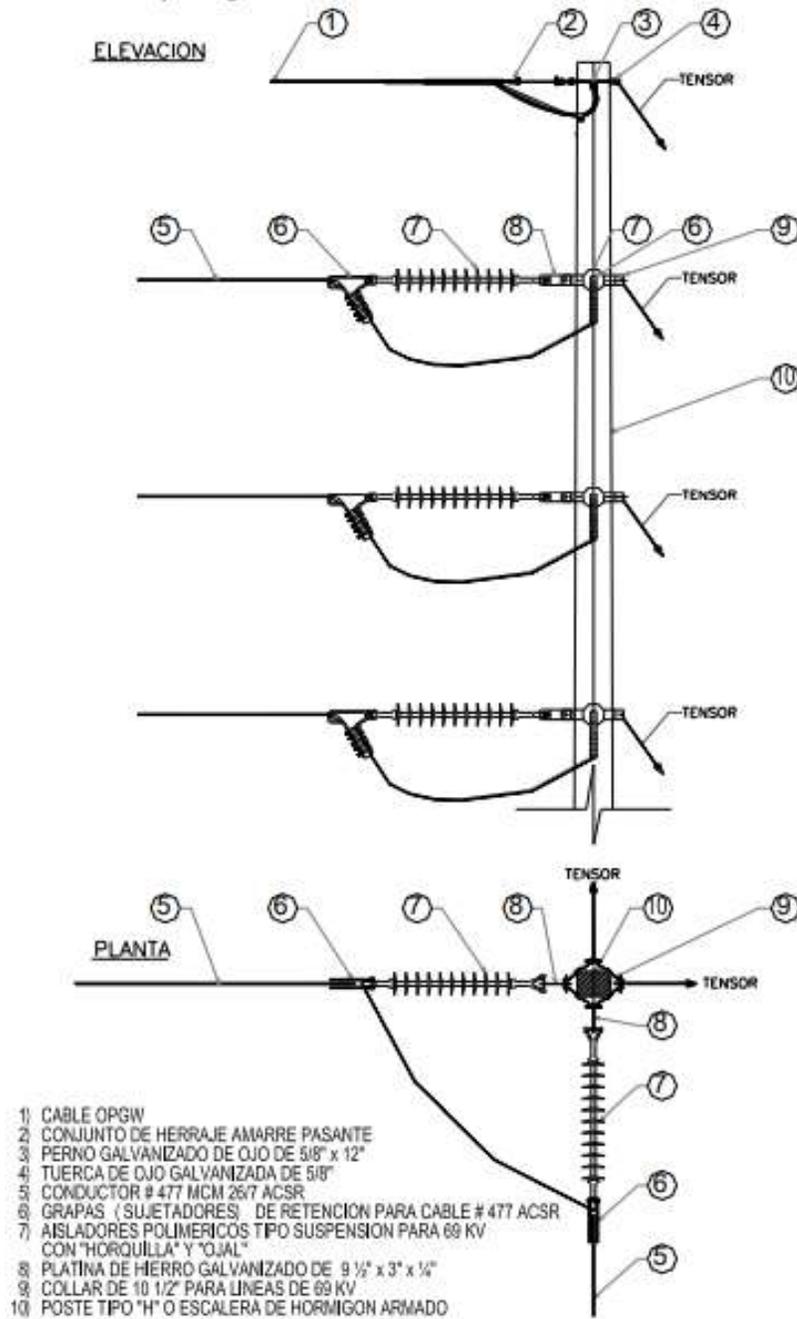
Figura 3. Estructura tipo suspensión



- 1) CABLE OPGW
- 2) CONJUNTO DE HERRAJE DE SUSPENSIÓN
- 3) PERNO GALVANIZADO DE OJO DE 5/8" x 12"
- 4) PERNO DE 3/4" x 14"
- 5) PERNO DE 3/4" x 16"
- 6) PERNO DE 3/4" x 18"
- 7) AISLADOR POLIMÉRICO TIPO POSTE
- 8) GRAPAS DE SUSPENSIÓN A MUÑOCA
- 9) VARILLA DE ARMAR PARA CABLE # 477 MCM 26/7 ACSR
- 10) CONDUCTOR # 477 MCM 26/7 ACSR
- 11) POSTE TIPO "H" O ESCALERA DE HORMIGÓN ARMADO

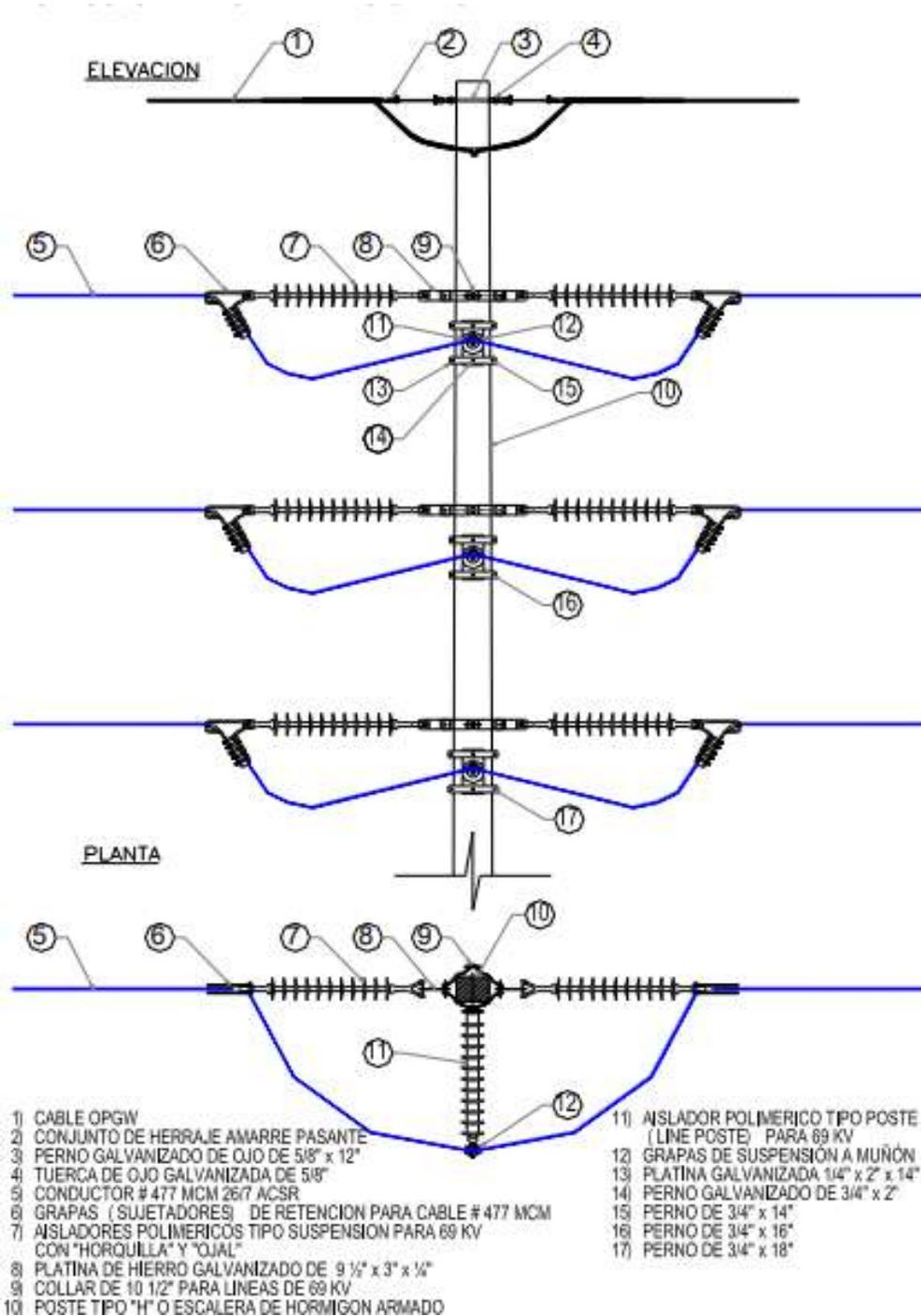
Fuente: CNELEP, 2016. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESPECIFICACIONES-TECNICAS-2-1.pdf> Técnicas. Consulta: marzo de 2018.

Figura 4. Estructura tipo angular urbana a 90 grados



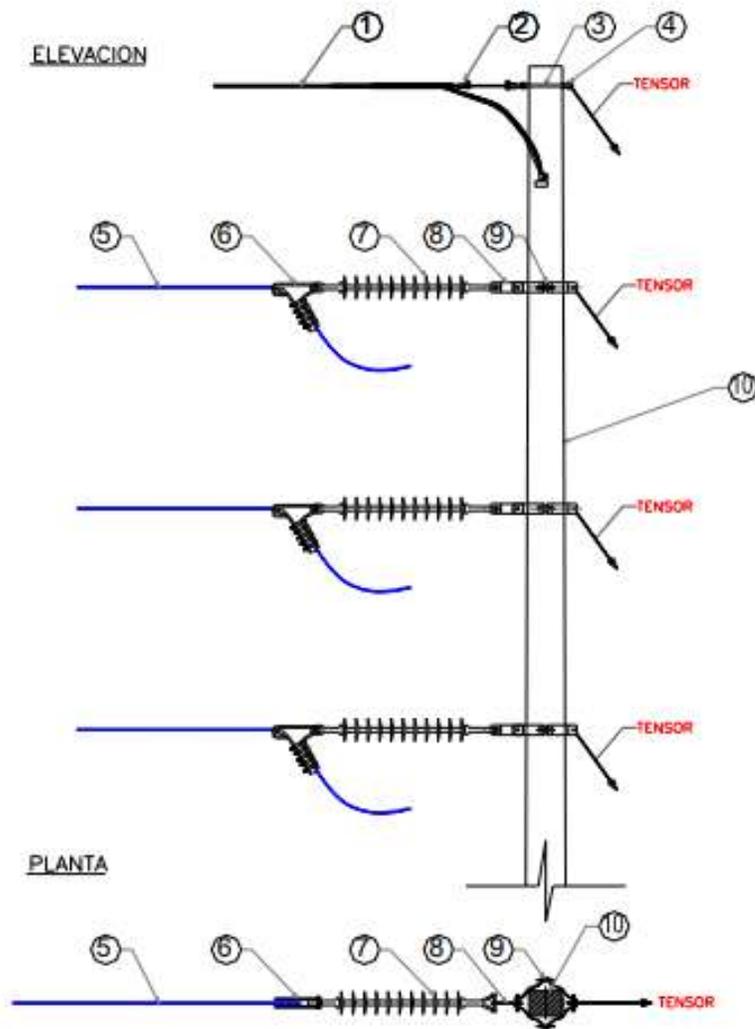
Fuente: CNELEP, 2016. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESPECIFICACIONES-TECNICAS-2-1.pdf> Técnicas. Consulta: marzo de 2018.

Figura 5. Estructura tipo retención RU



Fuente: CNELEP, 2016. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESPECIFICACIONES-TECNICAS-2-1.pdf> Técnicas. Consulta: marzo de 2018.

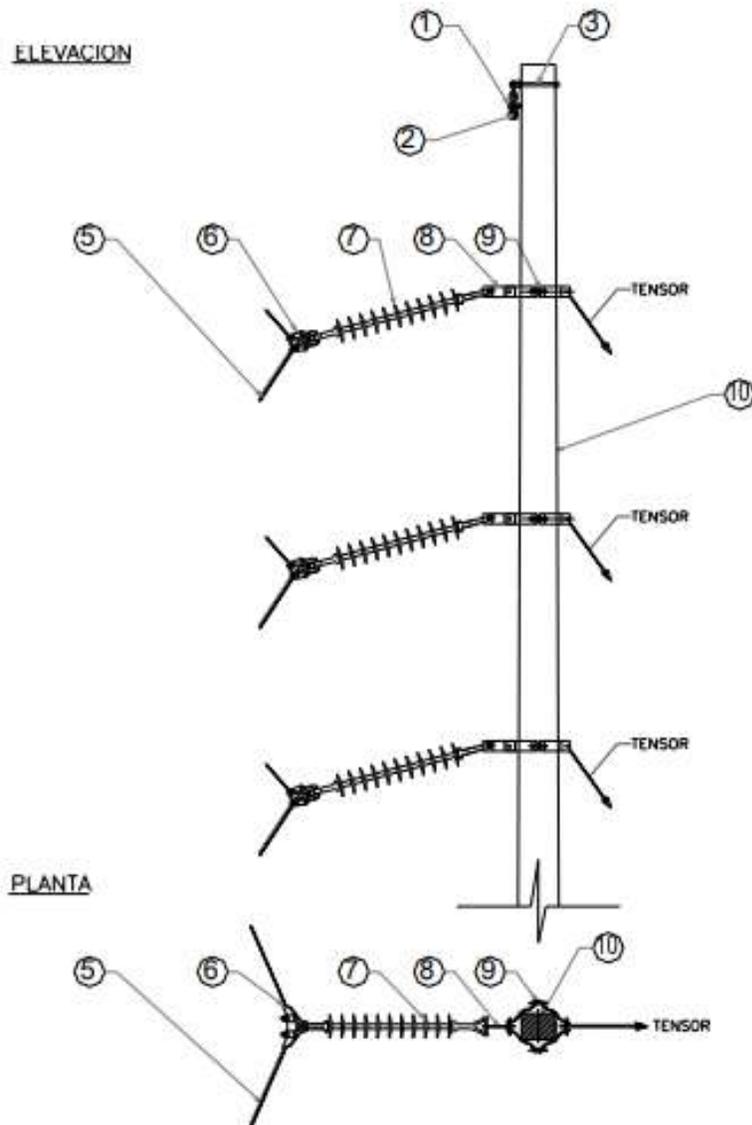
Figura 6. Estructura tipo retención TU-1-G



- 1) CABLE OPGW
- 2) CONJUNTO DE HERRAJE AMARRE TERMINAL
- 3) PERNO GALVANIZADO DE OJO DE 5/8" x 12"
- 4) TUERCA DE OJO GALVANIZADA DE 5/8"
- 5) CONDUCTOR # 477 MCM 26/7 ACSR
- 6) GRAPAS (SUJETADORES) DE RETENCION PARA CABLE # 500 ACAR
- 7) AISLADORES POLIMERICOS TIPO SUSPENSION PARA 69 KV CON "HORQUILLA" Y "OJAL"
- 8) PLATINA DE HIERRO GALVANIZADO DE 9 1/2" x 3" x 1/4"
- 9) COLLAR DE 10 1/2" PARA LINEAS DE 69 KV
- 10) POSTE TIPO "H" O ESCALERA DE HORMIGON ARMADO

Fuente: CNELEP, 2016. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESPECIFICACIONES-TECNICAS-2-1.pdf> Técnicas. Consulta: marzo de 2018.

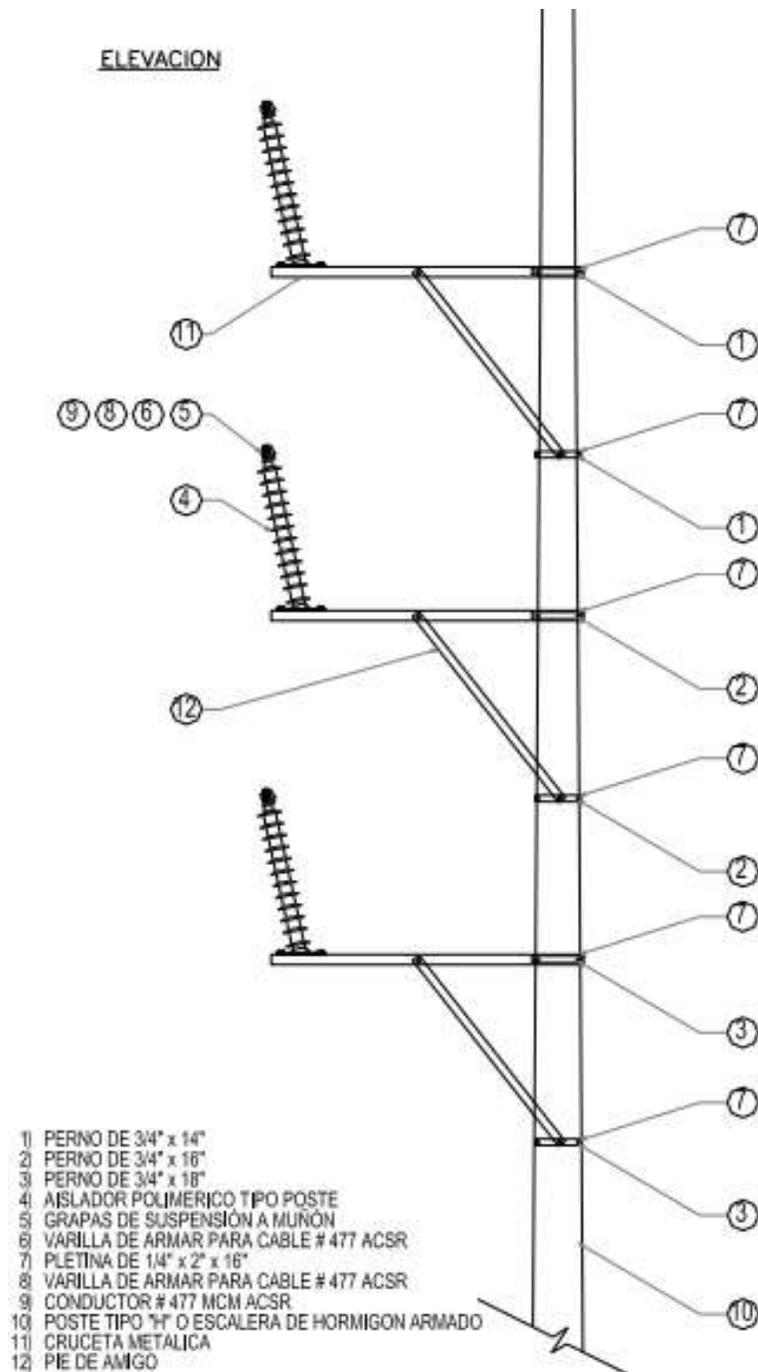
Figura 7. Estructura tipo suspensión en bandera urbana



- 1) CABLE OPGW
- 2) CONJUNTO DE HERRAJE AMARRE SUSPENSION O EN SU LUGAR DOBLE AMARRE PASANTE
- 3) PERNO GALVANIZADO DE OJO DE 5/8" x 12"
- 4) TUERCA DE OJO GALVANIZADA DE 5/8"
- 5) CONDUCTOR # 477 MCM 26/7 ACSR
- 6) GRAPAS (SUJETADORES) DE SUSPENSION PARA CABLE # 477 ACSR
- 7) AISLADORES POLIMERICOS TIPO SUSPENSION PARA 69 KV CON "ORQUILLA" Y "OJAL"
- 8) PLATINA DE HIERRO GALVANIZADO DE 9 1/2" x 3" x 1/4"
- 9) COLLAR DE 10 1/2" PARA LINEAS DE 69 KV
- 10) POSTE TIPO "H" O ESCALERA DE HORMIGON ARMADO

Fuente: CNELEP, 2016. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESPECIFICACIONES-TECNICAS-2-1.pdf> Técnicas. Consulta: marzo de 2018.

Figura 8. Estructura tipo suspensión en cruceta



Fuente: CNELEP, 2016, <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2016/04/ESPECIFICACIONES-TECNICAS-2-1.pdf> Técnicas. Consulta: marzo de 2018.

7.3.2. Líneas de transmisión de 230kV

La tensión mecánica que soporta el conductor es de 13.696kg. Las estructuras para la tensión de 230kV pueden ser de suspensión que tiene un ángulo de 0 a 5 grados, o de retención que tiene un ángulo mayor a 5 grados.

7.3.2.1. Torre de suspensión

Tienen la peculiaridad de utilizarse en tramos de paso, porque no requieren cambiar el ángulo de dirección.

Figura 9. Torre de suspensión 230kV

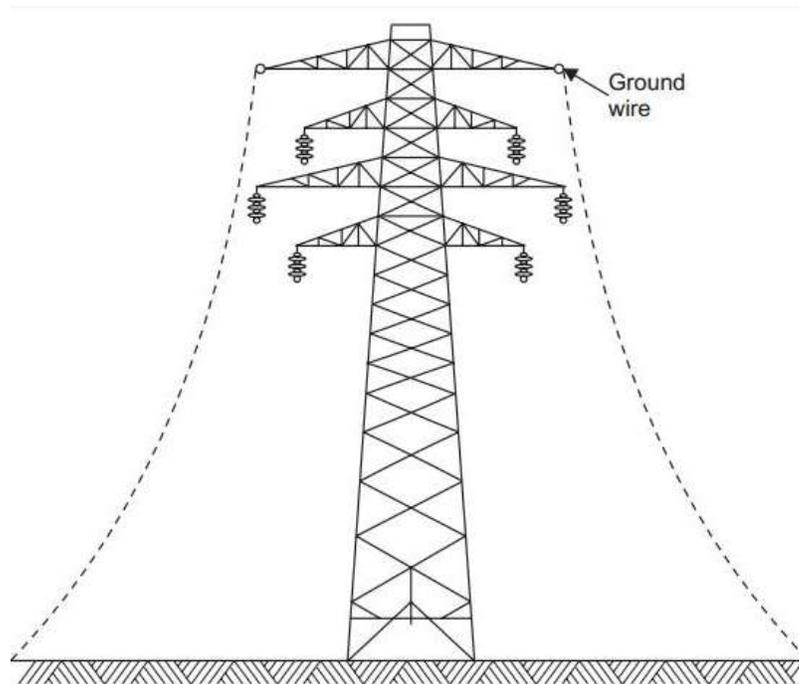


Fuente: DÍAZ, H., 2017.<http://slideplayer.es/slide/10557965/>.

Consulta: marzo de 2018.

La torre de la figura 9 está diseñada para llevar dos cables de tierra, es utilizada en el SIEPAC, según el informe general de línea SIEPAC 2014.

Figura 10. **Torre de suspensión para dos hilos de guarda**

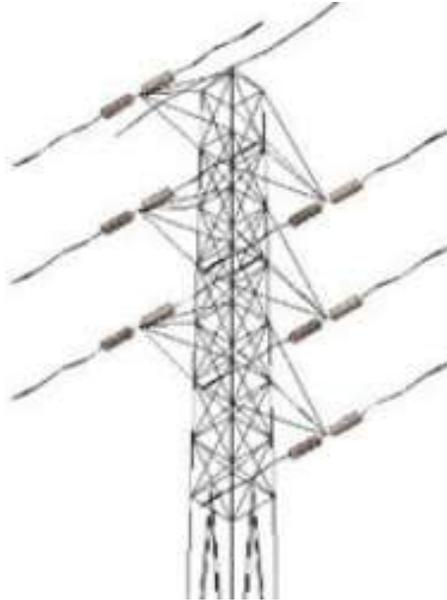


Fuente: WADWHA, C.L., 2015.<http://www.sectorelectricidad.com/12673/proteccion-ofrecida-por-dos-cables-de-tierra>.Consulta: marzo de 2018.

7.3.2.2. Torre de retención

Por tener un cambio de dirección, el ángulo cambia considerablemente, por lo cual se consideran esfuerzos mecánicos laterales que deben ser aliviados. Considerando estos cambios se pueden tener los siguientes tipos de torres de retención:

Figura 11. **Torre de retención 230kV**



Fuente: DÍAZ, H., 2017.<http://slideplayer.es/slide/10557965/>.

Consulta: marzo de 2018.

7.3.2.2.1. Terminal

Está diseñada para tener el soporte del tiro de todos los conductores de un solo lado, formando un ángulo de 90 grados a las ménsulas. (Viqueira, 1975).

7.3.2.2.2. Rompetramos

Utilizado para aquellos tramos que son muy largos y rectilíneos, porque puede ocurrir un efecto cascada que puede afectar todo el tramo, por lo cual se colocan torres de retención para evitar el efecto cascada que se provoca si se tienen solo torres de suspensión (Viqueira, 1975).

7.3.2.2.3. Angular

Se utiliza en el cambio de dirección que se necesita realizar, normalmente está ubicada en los vértices de la línea de transmisión (Viqueira, 1975).

7.4. Componentes de las líneas de transmisión 230kV

En las líneas de transmisión se tiene en cuenta los siguientes elementos:

- Aisladores.
- Herrajes, tanto para estructuras como para la sujeción del cable.
- Cable eléctrico.
- Protecciones.

7.4.1. Aisladores

Los aisladores tienen la función de aislar a la estructura del conductor eléctrico y la función mecánica de sujetar al conductor procurando que no esté en contacto con un diferencial de potencia menor, y de otros conductores. El aislador soporta las tensiones normales y anormales que ocurren en condiciones severas. Un aislador eléctricamente equivale a un condensador, pero una cadena equivale a "n" condensadores, debido a las capacidades de cada uno respecto a la tierra y al conductor. (Tora, 1997, p.269)

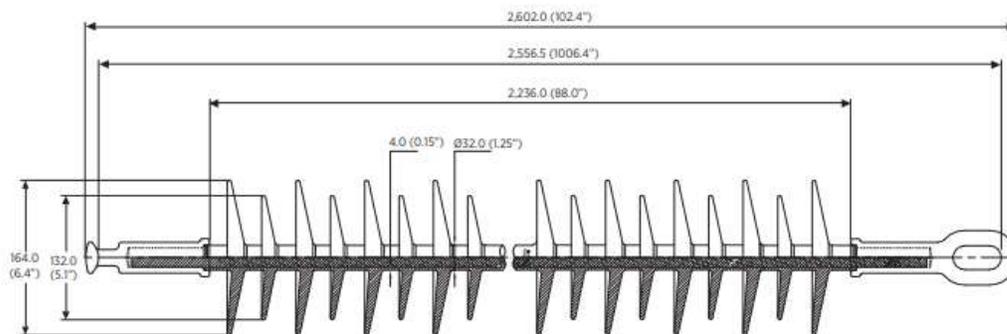
7.4.1.1. Aisladores para tensión 230kV

Los aisladores tienen características en particular, las cuales son su longitud y tamaño, porque con estas cualidades identifican la tensión que se transporta.

7.4.1.1.1. Aislador de suspensión

Es utilizado para soportar mecánicamente a los conductores de forma horizontal o perpendicular, según se requiera en la estructura. Estos aisladores pueden ser de vidrio, porcelana o polímero.

Figura 12. Aislador de suspensión polimérica, IEC 61109 230kV



Fuente: GAMMA, 2016. <http://www.gamma.com.co/productos/suspension-polimerica-iec-61109-230kv-160kn/>. Consulta: marzo de 2018.

Tabla I. **Especificaciones técnicas del aislador de suspensión**

CATALOG NUMBER	
ANSI (C29.12-2012)	
IEC 61109 - IEC 60217	
CRITICAL DISTANCE, mm	
Arcing distance	2,296
Leakage distance	8,475
MECHANICAL VALUES, kN	
Specified mechanical load	160
Routine tensile load	80
ELECTRICAL VALUES, kV	
Typical application voltage	230
Low frequency dry flashover	800
Low frequency wet flashover	680
Critical impulse positive	1,315
Critical impulse negative	1,360
DIMENSIONS ACCORDING TO DRAWING	
Number of sheds	59

Fuente: GAMMA, 2016. <http://www.gamma.com.co/wp-content/uploads/2016/03/P4BE00591.pdf>.

Consulta: marzo de 2018.

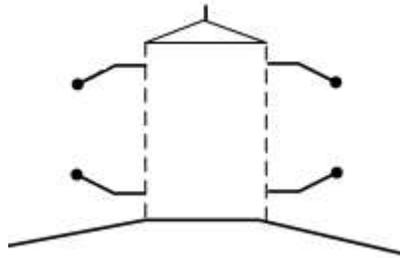
7.4.1.2. Cadenas de aisladores

Están constituidas por un número de aisladores en serie o paralelo, por la alta tensión de operación a que deben estar sujetas y el esfuerzo mecánico aplicado por los conductores. El número de aisladores depende de la tensión que se desea transmitir. El nivel de aislamiento está relacionado con la longitud de la línea de fuga de un aislador y la tensión entre fases de la línea eléctrica.

7.4.1.2.1. Cadenas de aisladores dobles de suspensión

Utilizadas específicamente en cruces o ángulos mayores. Esta cadena está unida por un balancín al estribo fijado al brazo de habitación. (González, 2007, p.19)

Figura 13. **Cadena de aisladores dobles**



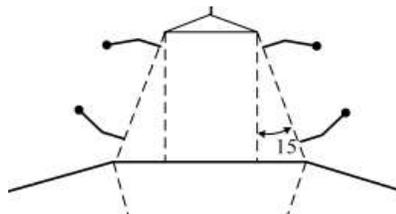
Fuente: GONZÁLEZ, F.M., 2007. https://www.researchgate.net/profile/Francisco_Gonzalez-Longatt/publication/296282681_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas/link/s/56d3ffe508ae4d8d64a85e88/Capitulo-1-Elementos-de-Lineas-de-Transmision-Aereas.pdf.

Consulta: marzo de 2018.

7.4.1.2.2. **Cadena de aisladores no paralelas**

Se utilizan dos cadenas simples no paralelas fijando la pinza en el cable, con una inclinación de 10 a 15 grados respecto a la vertical. (González, 2007, p.20)

Figura 14. **Dos cadenas simples no paralelas**



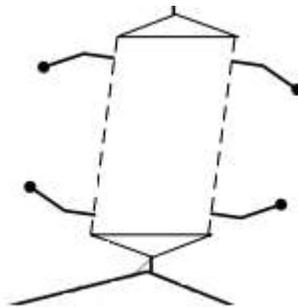
Fuente: GONZÁLEZ, F.M., 2007. https://www.researchgate.net/profile/Francisco_Gonzalez-Longatt/publication/296282681_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas/link/s/56d3ffe508ae4d8d64a85e88/Capitulo-1-Elementos-de-Lineas-de-Transmision-Aereas.pdf.

Consulta: marzo de 2018.

7.4.1.2.3. Cadenas de aisladores unidas por un balancín

Por medio de dos cadenas simples se une la parte inferior con un segundo balancín hacia un sostenedor para mordaza, como se muestra en la figura 13. (González, 2007, p.20)

Figura 15. Dos cadenas simples unidas por un balancín



Fuente: GONZÁLEZ, F.M., 2007. https://www.researchgate.net/profile/Francisco_Gonzalez-Longatt/publication/296282681_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas/link/s/56d3ffe508ae4d8d64a85e88/Capitulo-1-Elementos-de-Lineas-de-Transmision-Aereas.pdf.

Consulta: marzo de 2018.

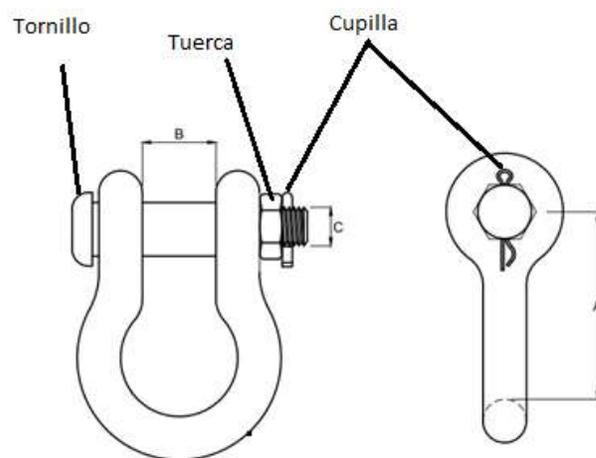
7.4.2. Herrajes

Son elementos constituidos básicamente de acero que tienen la finalidad de soportar las líneas de transmisión aéreas. Los herrajes tienen varias funciones en una transmisión, siendo dos las principales: 1) herrajes de conjuntos y 2) herrajes independientes.

7.4.2.1. Grillete

El grillete tiene la funcionalidad de sostener en la ménsula de la torre a la cadena de aisladores. Está conformado por un acero doblado en U y en sus extremos con agujeros, donde pasa un pasador que sujeta a la torre. El pasador por tener a cargo los esfuerzos mecánicos a que está sujeto se debe asegurar muy bien, por lo cual se puede asegurar con cupilla, con tornillo y tuerca o con los tres al mismo tiempo. Los grilletes deben estar diseñados con la misma o superior tensión de ruptura que las cadenas y los conductores.

Figura 16. Grillete



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

Tabla II. **Especificaciones de dimensiones del grillete**

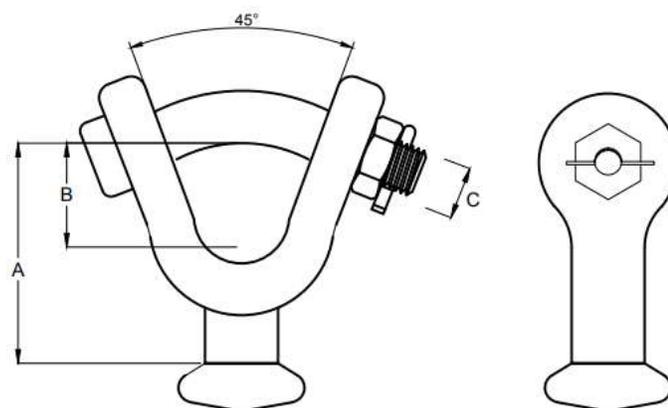
CATALOGO	A	B	C	RESISTENCIA
GTE-111	56	22	16	111 KN
GTE-113	71	22	16	133 KN
GTE-200	76	22	19	160 KN
GTE-320	100	28	25.7	320 KN
GTE-500	120	33	33	133 KN

Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.2. Horquilla "Y" bola corta

Herraje utilizado como acoplamiento en la cadena de aislamiento en la parte superior, complementado por un elemento de acero en forma de "Y", un pasador y una cupilla para su seguridad.

Figura 17. **Horquilla "Y" bola corta**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

Tabla III. **Especificaciones de dimensiones de la horquilla "Y" bola corta**

CATALOGO	CLASE ANSI	A	B	C	RESISTENCIA
HYBOCO-111	52.5	76	40	19	111 KN

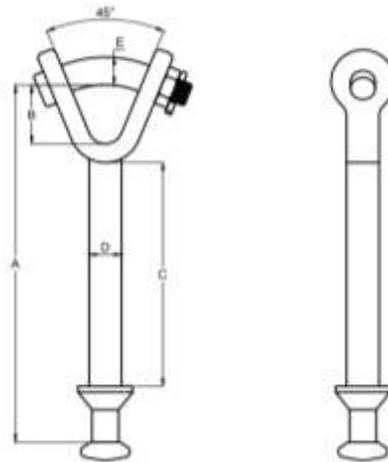
Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.3. Horquilla "Y" bola larga

La diferencia entre la horquilla de bola corta y la de bola larga es su longitud pronunciada en la parte inferior, como también en su carga de rotura, que es mayor.

Figura 18. **Horquilla "Y" bola larga**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

Tabla IV. **Especificaciones de dimensiones de la horquilla "Y" bola larga**

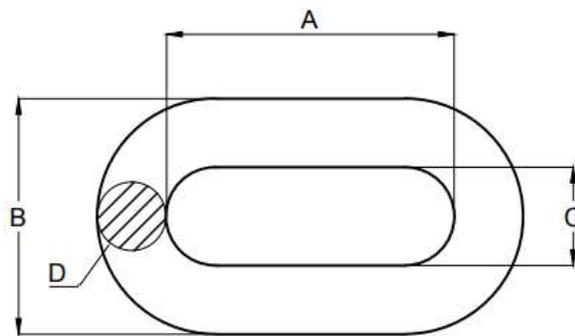
CATALOGO	CLASE ANSI	A	B	C	D	E	RESISTENCIA
HYBOLA-111	52.5	247	40	152	22	19	111 KN
HYBOLA-160	52.8	247	40	152	22	19	160 KN

Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.4. **Eslabón**

Utilizado únicamente en las cadenas de suspensión y amarres dobles, uniéndose a los grilletes y el yugo superior de sujeción de las cadenas.

Figura 19. **Eslabón**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

Tabla V. **Especificaciones de dimensiones del eslabón**

CATALOGO	A	B	C	D	RESISTENCIA
ESL-120	57	54	26	14	80 KN
ESL-200	80	66	30	18	160 KN
ESL-320	100	80	32	24	320 KN
ESL-500	109	98	38	30	480 KN

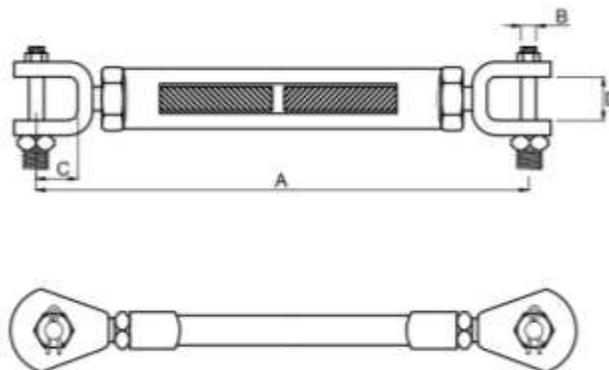
Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.5. Tensor horquilla

El tensor tiene la funcionalidad de ajustar la tensión a que es sometido el conductor utilizado en las cadenas horizontales para el ajuste de tensión necesaria.

Figura 20. **Tensor de horquilla**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

Tabla VI. **Especificaciones de dimensiones del tensor de horquilla**

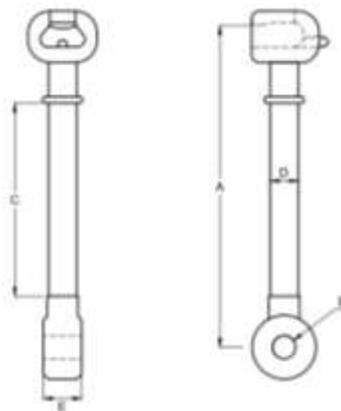
CATALOGO	A	B	C	D	RESISTENCIA
TEN-413	460 MIN	20	52	22	200 KN
	655 MAX				

Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.6. Calavera ojo larga

Utilizada solamente en las cadenas de amarre de un circuito simple en alta tensión.

Figura 21. **Calavera ojo larga**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

Tabla VII. **Especificaciones de dimensiones de calavera ojo larga**

CATALOGO	CLASE ANSI	A	B	C	D	E	RESISTENCIA
COLA-111	52.5	229	17	153	22	38	111 KN

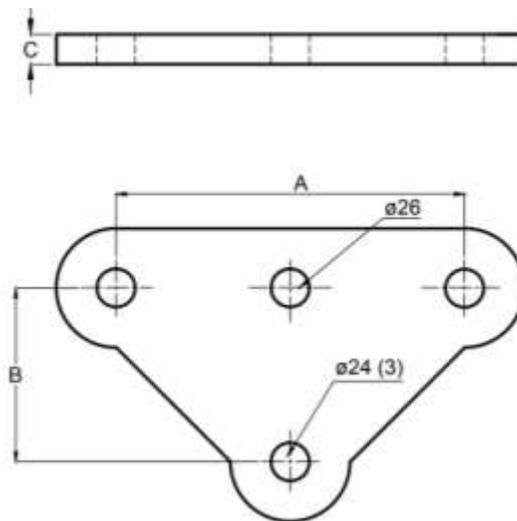
Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.7. Yugo triangular

Se puede utilizar para colocar una doble cadena en la parte superior o inferior, y si en caso es simple solo la parte inferior.

Figura 22. **Yugo triangular**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

Tabla VIII. **Especificaciones de dimensiones de yugo triangular**

CATALOGO	A	B	C	RESISTENCIA
YTR-200	210	105	16	111 KN

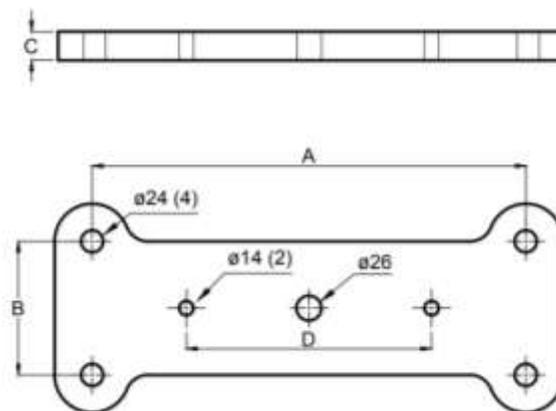
Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.8. Yugo separador

Utilizado específicamente en líneas de alta tensión para doble aislamiento y dúplex.

Figura 23. **Yugo separador**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

Tabla IX. **Especificaciones de dimensiones de yugo separador**

CATALOGO	A	B	C	D	RESISTENCIA
YRECT-320-T2	451	139	16	255	320 KN

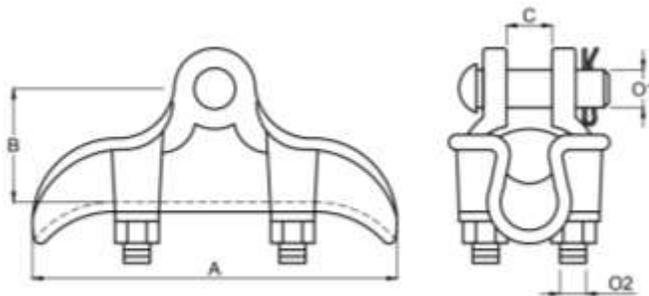
Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.9. Grapa de suspensión

Funciona como un fijador del conductor que no tiene interrupción física y las tensiones mecánicas son iguales. También utilizado para cable de guarda.

Figura 24. **Grapa de suspensión**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

Tabla X. **Especificaciones de dimensiones de grapa de suspensión para guarda**

CATALOGO	A	B	C	O1	O2	RANGO MINIMO	RANGO MAXIMO
PAS-62	170	62	20.6	16	12.7	6.4	19.1

Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

Tabla XI. **Especificaciones de dimensiones de grapa de suspensión normal**

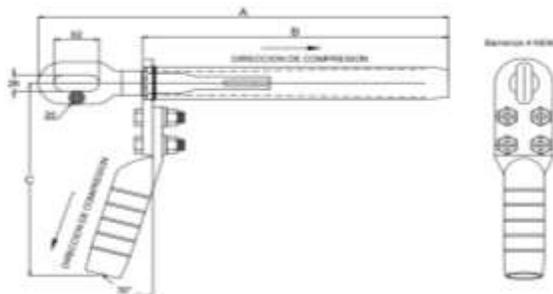
CATALOGO	RANGO DE CONDUCTORES	A	B	C	O1	O2	RANGO MINIMO	RANGO MAXIMO
PAS-104	477 ACSR	192	64	30	16	12.7	12.7	26.4
PAS-139	795-1113 ACSR	231	82	41	16	12.7	22.8	35.3

Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>. Consultado:
marzo de 2018.

7.4.2.10. Grapa de tensión a compresión

Herraje de fijación utilizado para sostener cable conductor, específicamente ACSR.

Figura 25. **Grapa de tensión a compresión**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

Tabla XII. **Especificaciones de dimensiones de grapa de tensión a compresión**

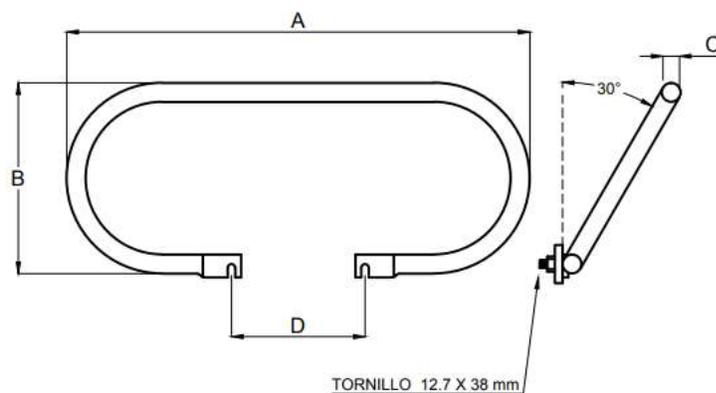
CATALOGO	CABLE ACSR	A	B	C	DADO COMPRESION		DIMEN. FINAL COMPRES		TORQUE APRIETE
					ALUMINIO	ACERO	HEX. ALUM	HEX. ACERO	
GTC-477	477 HAWK	490	390	280	36	19	32	16	70 NM
GTC-795	795 DRAKE	570	480	300	47	21	40	17.6	70 NM
GTC-900	900 CANARY	570	480	310	47	21	40	17.6	70 NM
GTC-1113	1113 BLUEJAY	620	520	310	52	19	44	16	70 NM

Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

7.4.2.11. Anillos equipotenciales

Es un elemento utilizado en las líneas de transmisión de alta tensión para disipar el efecto corona que se provoca en las cadenas y terminal del conductor, como también para estabilizar el campo electromagnético que hay en la cadena en condiciones transitorias y condiciones estables.

Figura 26. **Anillos equipotenciales**



Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
Consultado: marzo de 2018.

Tabla XIII. **Especificaciones de dimensiones de anillo equipotencial**

CATALOGO	A	B	C	D	RESISTENCIA
ANIEQ-930	920	355	51	254	N/A

Fuente: PARTALUM, 2004. <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.

Consultado: marzo de 2018.

7.4.3. Conductor eléctrico

Para línea de alta tensión se pueden utilizar varios tipos de conductores para la transmisión de energía, pero en este apartado solo se tomará en cuenta el utilizado en el SIEPAC. El conductor 1024.5 MCM ACAR 519.1 mm² es un conductor reforzado con aleación de aluminio ACAR 519.1mm², ofreciendo propiedades eléctricas y mecánicas excelentes para la transmisión, teniendo una buena resistencia a la corrosión y con un peso bajo, según sus especificaciones técnicas del conductor. Para los hilos de guarda se utilizarán dos tipos de conductores:

- Alumoweld 7No. 8 58.56mm², conductor reforzado con ALUMOWELD y que indica que tienen una sección de área de 58,56 mm² y está bajo la norma ASTM B416 (Aragón, 2017).
- OPGW, es un cable de guarda que contiene un núcleo de fibra óptica, el cual es capaz de soportar corrientes de cortocircuito sin dañarse(AFL, 2017).

7.5. Protecciones

Todo sistema eléctrico debe tener un sistema de protección, por cualquier eventualidad que pueda ocurrir durante situaciones inestables, para aislar la energía eléctrica y así evitar algún percance mayor. Para llevar a cabo esta protección eléctrica se necesita tener una protección de rápida acción colocada en lugares estratégicos y en consecuentes protecciones con mayor retardo para cubrir eventualidades mayores que pueden perjudicar todo el sistema de transmisión.

7.5.1. Interruptor de potencia

Por medio del interruptor se acciona tanto en carga como sin carga para poder interrumpir la energía eléctrica, porque este prototipo tiene una cámara de extinción de arcos que permite una interrupción sin peligro. Un prototipo utilizado en líneas de transmisión de 230kV es el que se muestra en la figura 25. (SIEMENS, 2013, p.6)

Figura 27. Interruptor de potencia hasta 245kV

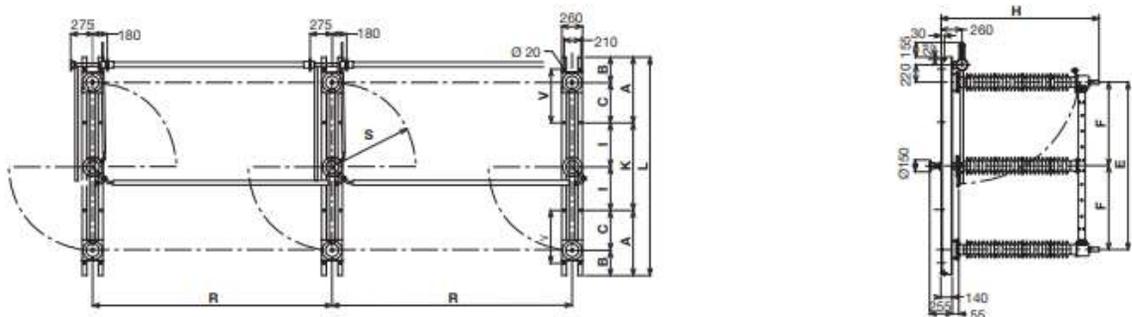


Fuente: SIEMENS, 2013. <https://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/power-transmission/high-voltage-products/circuit-breaker/PortfolioES.pdf>. Consultado: marzo de 2018.

7.5.2. Seccionador

Los seccionadores son elementos de protección que actúan sin carga, por su baja disipación de arcos eléctricos que ocurren al momento de apertura. Se observa en la figura 27 el seccionador de 230kV de doble apertura. (MESA, 2010, p.6)

Figura 28. Seccionador de 230kV de doble apertura



Fuente: MESA,

2010. https://www.unioviado.es/pcasielles/uploads/cat%C3%A1logos/Seccionadores/MESA_apertura_lateral_245.pdf. Consulta: marzo 2018. Consultado: marzo de 2018.

7.6. SIEPAC

Es un sistema de transmisión de energía eléctrica, ubicado específicamente en América Central, para expandir y mejorar el servicio eléctrico en la región.

7.6.1. Preliminares

Los comienzos del proyecto del SIEPAC fueron en 1987 por los gobiernos de los países centroamericanos como el país de España. Continuando en 1995, se realizaron estudios que comprobarían las

oportunidades que la región tendría al integrar los sistemas eléctricos de los países, por lo cual se acordó con BID continuar con la ejecución el SIEPAC, teniendo que realizar un pacto de cooperación técnica que comprenderían estudios de la empresa propietaria de la red y la formulación del tratado marco del mercado eléctrico regional. (BID, 2017, p.2)

Este proyecto se revisó el 15 de agosto de 1997, el cual consistiría en un sistema flexible de transmisión de 230kV, construido por etapas, la primera etapa es una línea de transmisión regional indivisible de aproximadamente 1800km. Para el diseño del mercado eléctrico regional se contrataron firmas consultoras de rango internacional, dividiendo en dos partes: 1) el diseño general y 2) el diseño detallado, teniendo el segundo una subdivisión de tareas de i) reglamento de operación técnico y comercial y ii) reglamento de transmisión y calidad del servicio. (BID, 2017, p.43)

Para establecer el compromiso de cada país de este proyecto se plasmó un tratado en el mercado eléctrico de América Central, el cual suscribieron los presidentes de cada país, el 30 de diciembre de 1996, en la ciudad de Guatemala. El 11 de julio de 1997 se suscribió en la Ciudad de Panamá el primer protocolo. (BID, 2017, p.11)

Las fechas de ratificación legal en los congresos de cada uno de los países de América Central se citan a continuación:

Tabla XIV. **Fechas de ratificación en los Congresos**

Pais	Ley o decreto	Fecha
Guatemala	Decreto 25 – 98	26 - 03 – 1998
El Salvador	Decreto 207 - 98	15 - 01 – 1998
Honduras	Decreto 219 - 98	29 - 08 – 1998
Nicaragua	Decreto 1778 - 97	21 - 10 – 1997
Costa Rica	Ley 7848 – 98	20 - 11 – 1998
Panamá	Ley 90 – 98	15 - 12 – 1998

Fuente: Informe general de línea SIEPAC. Pág. 12

El tratado compromete a los países de América Central en:

1. La formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico regional competitivo.
2. Expandir la infraestructura de interconexión para el Mercado Eléctrico Regional.
3. El encargado de diseñar, construir y mantener el primer sistema de transmisión es la EPR.
4. Dar concesiones para la expansión de redes de transmisión regional a la EPR u otras empresas.
5. Permitir a los entes públicos, miembros de interconexión, la compra de acciones.
6. Regir condiciones propias para el desarrollo de plantas de generación eléctrica de carácter regional.
7. Garantizar el libre tránsito o circulación de energía eléctrica por sus respectivos territorios, para sí o para terceros países de la región.
8. Exonerar aquellos tributos al tránsito, importación o exportación de energía eléctrica entre sus países, que discriminen las transacciones en el mercado.

7.6.2. Empresa Propietaria de la Red

EPR se constituyó en febrero de 1999, siendo una sociedad regida por el derecho privado, facultada por los Gobiernos de América Central, cuya función es diseñar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconectará a seis países. (EPR, 2014, p.19)

Teniendo el diseño final se comenzó la realización de la línea de transmisión por medio de la EPR en agosto de 2006, para finalizar todo el tramo de línea del SIEPAC en octubre de 2014, con una longitud de 1790Kms, con 28 bahías de acceso en 15 subestaciones y la capacidad de 300MW.

En cuanto a consideraciones técnicas, el SIEPAC consiste en la ejecución del primer Sistema de Transmisión Eléctrico Regional que reforzará la red eléctrica de América Central, la cual está conformada por líneas de transmisión eléctrica de 230kV de un circuito y con torres capacitadas para un segundo circuito. Este circuito incluye aproximadamente 298 MVAR de equipos de compensación (CRIE, 2017).

El circuito viene equipado con conductor 1024.5MCM ACAR 519.1mm² y cada estructura contiene 2 cables de guarda, uno de Alumoweld7 No. 8 58.56mm² y OPGW que tiene fibra óptica 12 Mono-modo y 24 de dispersión desplazada. (SIEPAC, 2014, p.30)

Por lo anterior, la construcción del primer circuito SIEPAC conllevó 32000 toneladas de acero, 4600 estructuras, 4000 toneladas de aluminio, 110000 toneladas de concreto, 7000 permisos de paso, 65000 kilómetros de fibra óptica y 1800 kilómetros de servidumbres.

Figura 29. Ruta del SIEPAC



Fuente: SIEPAC, (2014)

8. ÍNDICE PROPUESTO

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

GLOSARIO

ANTECEDENTES

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

JUSTIFICACIÓN

OBJETIVOS

ALCANCE

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

1. MARCO TEÓRICO

- 1.1. Diseño de líneas de transmisión.
 - 1.1.1. Trazo preliminar de línea de transmisión
- 1.2. Definición de líneas de transmisión
 - 1.2.1. Características de las líneas de transmisión
- 1.3. Tipos de estructuras para líneas de transmisión según su tensión
 - 1.3.1. Líneas de transmisión de 69kV
 - 1.3.2. Líneas de transmisión de 230kV
 - 1.3.2.1. Torre de suspensión
 - 1.3.2.2. Torre de retención
 - 1.3.2.2.1. Terminal
 - 1.3.2.2.2. Rompetramos
 - 1.3.2.2.3. Angular
- 1.4. Componentes de las líneas de transmisión 230kV
 - 1.4.1. Aisladores

- 1.4.1.1. Aisladores para tensión 230kV
 - 1.4.1.1.1. Aislador de suspensión
- 1.4.1.2. Cadenas de aisladores
 - 1.4.1.2.1. Cadenas de aisladores dobles de suspensión
 - 1.4.1.2.2. Cadenas de aisladores no paralelos
 - 1.4.1.2.3. Cadenas de aisladores unidos por un balancín
- 1.4.2. Herrajes
 - 1.4.2.1. Grillete
 - 1.4.2.2. Horquilla "Y" bola corta
 - 1.4.2.3. Horquilla "Y" bola larga
 - 1.4.2.4. Eslabón
 - 1.4.2.5. Tensor de horquilla
 - 1.4.2.6. Calavera ojo larga
 - 1.4.2.7. Yugo triangular
 - 1.4.2.8. Yugo separador
 - 1.4.2.9. Grapa de suspensión
 - 1.4.2.10. Grapa de tensión a compresión
 - 1.4.2.11. Anillos equipotenciales
- 1.4.3. Conductor eléctrico
- 1.5. Protecciones
 - 1.5.1. Interruptores de potencia
 - 1.5.2. Seccionador
- 1.6. SIEPAC
 - 1.6.1. Preliminares
 - 1.6.2. Empresa Propietaria de la Red

2. APLICACIÓN DE LAS NORMAS IEC EN MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230KV.

- 2.1. Norma IEC 62271
 - 2.1.1. Definición
 - 2.1.2. Objetivo
 - 2.1.3. Anexos de la norma
- 2.2. Mejoras de la norma IEC 62271 en el sistema de transmisión
- 2.3. Norma IEC 61774
 - 2.3.1. Definición
 - 2.3.2. Objetivo
- 2.4. Desarrollo de las normas IEC en mantenimiento preventivo
 - 2.4.1. Restricciones de las normas
 - 2.4.2. Técnicas de aplicación en líneas de transmisión
 - 2.4.3. Mantenimiento preventivo conforme a las normas IEC
- 2.5. Aplicación de la norma IEC a las líneas de transmisión de 230kV.
 - 2.5.1. Metodología de la aplicación

3. PROGRAMACIÓN DE EVENTOS EN EL CIRCUITO SIEPAC CON EL SOFTWARE MP9, BASÁNDOSE EN LAS NORMAS IEC Y CONDICIONES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

- 3.1. Estudio del sistema actual de transmisión eléctrica
 - 3.1.1. Mantenimiento actual
 - 3.1.2. Problemas de transmisión
 - 3.1.2.1. Causas
 - 3.1.2.2. Peligros latentes
 - 3.1.3. Propuestas de solución
- 3.2. Desarrollo de la estructuración del circuito con el programa MP9
 - 3.2.1. Esquema del circuito

- 3.2.1.1. Definición
- 3.2.1.2. Zonas de peligro alto
- 3.2.1.3. Zonas de probabilidad peligrosa
- 3.2.1.4. Elementos críticos y no críticos
 - 3.2.1.4.1. Críticos
 - 3.2.1.4.2. No críticos
- 3.2.1.5. Zona de mantenimiento por vegetación
- 3.2.1.6. Zona de mantenimiento por derrumbes
- 3.2.1.7. Áreas transitadas
- 3.3. Aplicación de las normas IEC en el programa MP9 para el mantenimiento preventivo en el circuito SIEPAC
 - 3.3.1. Desarrollo del plan de mantenimiento preventivo
 - 3.3.2. Tabla de inspecciones
 - 3.3.3. Implementación de tiempos y mantenimiento a los elementos críticos

4. DISEÑO DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230KV EN EL SIEPAC

- 4.1. Consideraciones del mantenimiento preventivo en líneas de transmisión según las normas IEC
- 4.2. Diseño del plan de mantenimiento preventivo en el circuito SIEPAC
 - 4.2.1. Circuito con zonas de mantenimiento preventivo programado con el programa MP9, basado en las normas IEC
 - 4.2.1.1. Vegetación
 - 4.2.1.2. Mantenimiento preventivo a los elementos del circuito
 - 4.2.2. Ubicación de los elementos críticos en el programa MP9

4.2.3. *Stock* recomendado de materiales

4.2.4. Mano de obra

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA

APÉNDICES

ANEXOS

9. METODOLOGÍA

El reporte se enfoca principalmente en el estudio del mantenimiento preventivo del SIEPAC, teniendo en consideración los siguientes factores:

9.1 Diseño de investigación

Diseñar un Plan de Mantenimiento Preventivo para el SIEPAC, tomando las normas IEC 62271 y 61774 para describir cómo deben ser los procedimientos y técnicas que se deben establecer en el estudio no experimental para la programación de eventos en el software MP9.

9.2 Tipo de estudio

La investigación es de tipo descriptivo, describe la situación en líneas de transmisión, contemplando la toma de datos históricos de inspecciones que se han realizado y lo observado en experimentos que han realizado en el IEC para establecer las normas, continuando luego con la realización de un estudio de diseño de un plan de mantenimiento preventivo. Tomando en cuenta también que el documento se considera retrospectivo por basarse en datos que se han obtenido anteriormente.

9.3 Alcance

Por medio del diseño del plan de mantenimiento preventivo se trata de eliminar el 95% del tiempo de desconexión imprevista y mantener al circuito en condiciones estables para transmitir la energía eléctrica, contemplando así la

norma IEC 62271 que describe el mantenimiento que se debe proporcionar a los elementos más críticos de la transmisión eléctrica, los cuales son protecciones, aisladores y estructuras, y la norma IEC 61774 muestra técnicas que ayudan a anticipar problemas causados por las condiciones climáticas a que están expuestos los sistemas de transmisión, considerando las estaciones de invierno y verano presentes en la región centroamericana. Con el programa MP9 se lleva un proceso de programación de eventos en todo el circuito, conforme a los datos históricos y lo expuesto en las normas para realizar un mantenimiento programado.

9.4 Variables e indicadores

Conforme a las normas IEC que se aplican en el mantenimiento preventivo en líneas de transmisión se definen las siguientes variables:

Tabla XV. **Variables**

Variables	Definición
Diseño del circuito	Configuración del sistema eléctrico con base en la transmisión.
Entorno ambiental	Región donde está el circuito eléctrico, para ser analizado todo lo que lo rodea.
Condiciones climáticas	Situaciones provocadas por la diferencia de temperaturas en el ambiente.

Fuente: elaboración propia.

- Indicadores:

Los indicadores que son afectados por cualquier problema ocurrido en el circuito son los siguientes:

- Total de salidas forzadas en la línea i.

$$NTIFLi = \sum_{j=1}^n IFjLi$$

Donde:

n: No. total de indisponibilidades forzadas de la línea i,

IFjLi: Indisponibilidad forzada j de la líneas i.

- Tiempo total de indisponibilidad forzada de la línea i:

$$DTIFLi = \sum_{j=1}^n DIFjLi$$

Donde:

n: No. total de indisponibilidades forzadas de la línea i,

IFjLi: Tiempo de la indisponibilidad forzada j de la líneas i.

9.5 Fases de la metodología

- Fase I: marco teórico

Analizar todos los elementos que conlleva el circuito y conocer el entorno donde está ubicado y las condiciones del medio ambiente que afectan en la zona, para poder determinar un proceso válido en el mantenimiento preventivo a realizar.

- Fase II: aplicación de normas

Utilización de las normas IEC 62271 y 61774 aplicándolas en el mantenimiento preventivo de líneas de transmisión, por medio de las técnicas y procedimientos que indican las mismas.

- Fase III: estructuración del SIEPAC

Diagramación y programación de eventos del circuito SIEPAC con el programa MP9, conforme a lo establecido en las normas y lo analizado en inspecciones.

- Fase IV: diseño del mantenimiento

Establecer el Diseño del Plan de Mantenimiento Preventivo del SIEPAC conforme a los puntos anteriores, basándose en criterios de campo y experiencia, tomando en cuenta un *stock* de materiales y las prioridades a programar en la ejecución, tratando de afectar lo menos posible el indicador de transmisión.

- Resultados esperados:

Aplicando la norma IEC 62271 en los elementos críticos de transmisión eléctrica conforme a las indicaciones por el elemento analizado, y las técnicas proporcionadas por la norma IEC 61774, en las condiciones climáticas más prevalecientes en la zona de Centroamérica, y teniendo en cuenta los datos obtenidos por inspecciones anteriores, así como involucrando el análisis de datos obtenidos en campo por medio de las inspecciones de las estructuras y observaciones en el entorno, se desarrolla el diseño del mantenimiento, todo esto para programarlo en un software que sistematiza y gestiona el mantenimiento requerido en las líneas de transmisión, logrando así el tiempo para programar el recurso humano y materiales necesarios en el mantenimiento preventivo en las líneas de transmisión.

El plan de recolección de muestras se realiza por medio de inspecciones a las líneas de transmisión dos veces al año, teniendo inspecciones adicionales cuando ocurre una falla franca en el circuito o si hay condiciones climáticas drásticas en la región. Por medio de estas inspecciones se considera la gravedad de los elementos dañados, para la futura sustitución o reparación. Por medio de cámara de alta resolución y experiencia del brigadista se considera la situación de los elementos involucrados en la estructura. Cuando la zona es de poco acceso se debe realizar por medio de equipos telecontrolados, como *drones*, para evitar riesgos y tener un mejor panorama de la inspección.

En la siguiente tabla se considera la trazabilidad que se requiere para la tomas de datos:

Tabla XVI. **Formato de recolección de información**

Tramos	Elementos relativamente funcionales						Daño general	Problema específico
	Seccionadores	Interruptor de potencia	Herrajes	Cable	Torres	Puesta a tierra		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								
Tramos	Elementos dañados						Daño general	Problema específico
	Seccionadores	Interruptor de potencia	Herrajes	Cable	Torres	Puesta a tierra		
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								
10								

Fuente: elaboración propia.

10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE INFOMACIÓN

Las técnicas de análisis de información que se usan en el presente trabajo son de tipo descriptivo, realizando un análisis de la información bibliográfica, normas y el análisis de la información proporcionada por la recolección de datos anteriores, por lo cual se describe lo siguiente:

Se recopilarán los datos de inspecciones anteriores obtenidos en cada país por medio de los informes anuales, teniendo en cuenta el estado de las estructuras, elementos aisladores, elementos de sujeción, líneas eléctricas, entorno de circuito y clima del área. Tomando las normas IEC que determinen técnicas para priorizar elementos críticos y el estado del clima que varía en la región, se realizará un enfoque de mantenimiento programado en el circuito, que ayude a no afectar el indicador de transmisión. Por medio del software MP9 se programará eventos que estén en el circuito para indicar qué se debe realizar en un determinado tiempo bajo las condiciones de lo inspeccionado y las normas IEC, concluyendo en el Diseño de Mantenimiento Preventivo, conforme lo que indique el software, materiales necesarios, mano de obra necesaria y tiempo estimado del trabajo, para tener un tiempo establecido y así afectar lo menos posible el indicador de transmisión.

Las técnicas a utilizar son:

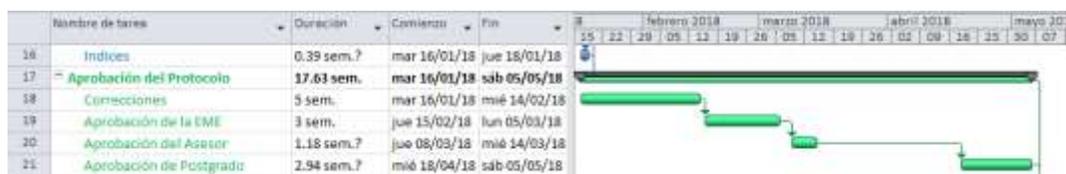
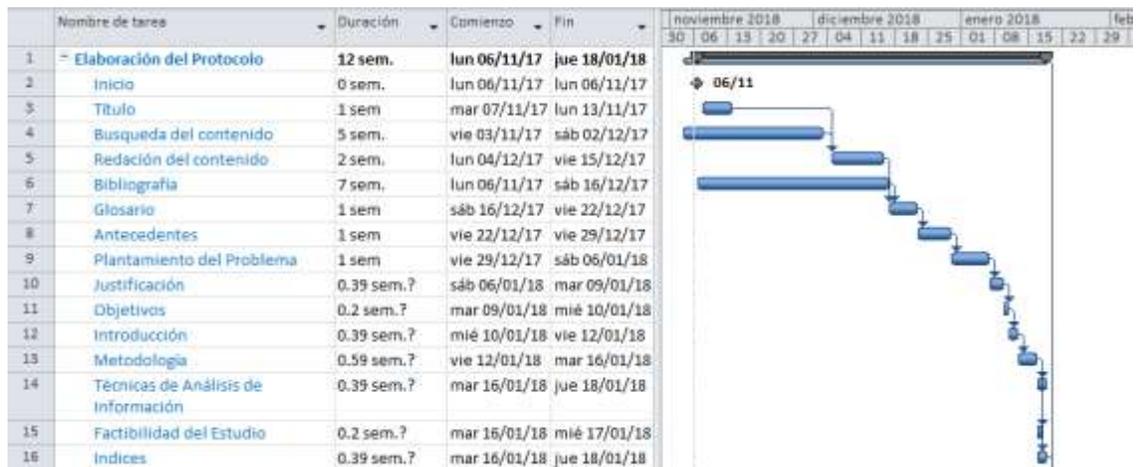
- Técnica 1: facilitar las inspecciones se debe realizar con equipos telecontrolados como *drones* y cámaras de pértiga extensibles.

- Técnica 2: tener contemplados los temporales de invierno y verano más críticos de la zona, para no afectar el mantenimiento programado, basándose en datos anteriores.
- Técnica 3: tomar las técnicas modeladas de las normas IEC.
- Técnica 4: determinar el tiempo de vida de los elementos críticos, para diseñar en el software una alerta temprana para indicar qué elemento requiere ser cambiado para cierto rango de tiempo.
- Técnica 5: conforme al tiempo de vida de los elementos proporcionado por el fabricante, verificar las precauciones que indica la norma y la experiencia que se tiene en las fallas del elemento, para lo cual se tomará en cuenta un *stock* de materiales. Con la mano de obra se establece un lugar determinado. Todo se toma en cuenta para tener un indicador de transmisión reducido.

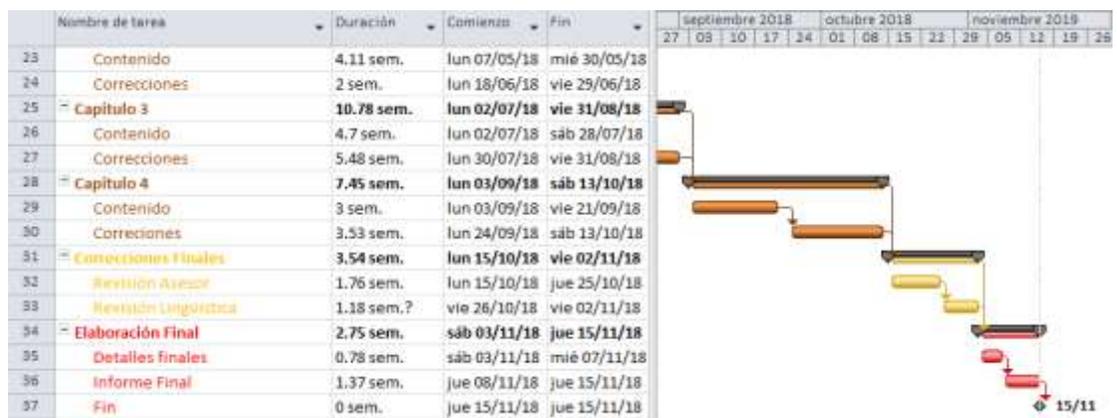
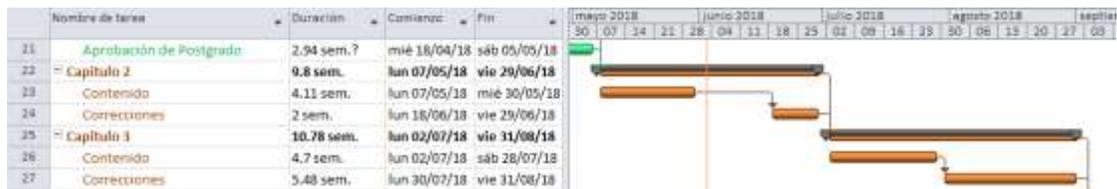
11. CRONOGRAMA

Las actividades para la elaboración del proyecto se describen en la figura:

Figura 30. Cronograma



Continuación figura 30



Fuente: elaboración propia.

12. FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

La factibilidad se representa a continuación:

12.1 Factibilidad operativa

- Por medio de una brigada, ubicada en cada país donde pasa el circuito, se programa la trayectoria de inspección para recabar datos.
- Con notas técnicas se documenta lo encontrado en cada tramo del circuito.
- El trabajo de inspección se realiza en el día, en condiciones estables.
- Utilización del software MP9 para programar eventos en la diagramación del circuito SIEPAC.

12.2 Factibilidad técnica

- Los instrumentos necesarios son: rompecargas, pértigas y todo equipo de alturas.
- Las capturas se toman por medio de *drones* y cámaras de acción Gopro, por la buena definición de las imágenes.

12.3 Factibilidad económica

Con los recursos proporcionados se detalla el precio total, al realizar el diseño de investigación.

Tabla XVII. Equipos a utilizar

DESCRIPCIÓN DEL RECURSO	CANTIDAD DIARIA	TOTAL UNITARIO	TOTAL REAL
GPS	6	Q.1.200,00	Q. 7.200,00
DRONE	3	Q.15.000,00	Q.45.000,00
GOPRO	6	Q7.300,00	Q.43.800,00
Total			Q.96.000,00

Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. Gastos

DESCRIPCIÓN DEL RECURSO	CANTIDAD	TOTAL UNITARIA	TOTAL REAL
Resma de Hojas	5	Q. 125,00	Q. 625,00
Tinta	2	Q. 100,00	Q. 200,00
Viáticos	2	Q. 250,00	Q. 2.500,00
Inspección de Brigada por tramo	10	Q. 55,00	Q. 550,00
Asesor	1	Q. 1.100,00	Q. 1.100,00
Total			Q. 4.975,00

Fuente: elaboración propia.

BIBLIOGRAFÍA

1. AFL. (2017). *OPGW*. Recuperado de <https://www.aflglobal.com/Products/Fiber-Optic-Cable/Aerial/OPGW.aspx>.
2. ARAGÓN, Nombre. (2017). *Cable alumoweld 7 No. 8AWG*. Recuperado de <http://www.comercialaragon.cl/assets/upload/20170517092209aFICHA%20TECNICA%20ALUMOWELD%207%20N%C2%B0%2008.pdf>.
3. Banco Interamericano de Desarrollo -BID- (2017). *Integración Eléctrica Centroamericana*. [en línea]. <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/8237/Integracion-electrica-centroamericana-Genesis-beneficios-y-prospectiva-del-Proyecto-SIEPAC-Sistema-de-Interconexion-Elctrica-de-los-Paises-de-AmericaCentral.PDF>.
4. BAYLISS, C.; HARDY, B. (2012). *Transmission and distribution electrical engineering*. USA, NEWNES Fourth Edition.
5. CHECA, L. M. (1988). *Líneas de transporte de energía*. España, Marcombo, BoixareuEditores.
6. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- (2017). *SIEPAC*. Recuperado de <http://crie.org.gt/wp/siepac/>

7. Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- (1999). *Normas técnicas de calidad del servicio de transporte y sanciones*. Recuperado de http://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/NTCSTS_PUBLICADA.pdf.
8. Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- (2009). *Planes de expansión del sistema eléctrico Guatemalteco*. Recuperado de <http://www.cnee.gob.gt/pet/Docs/PET%20esp..>
9. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- (2015). *Supervisión y fiscalización de los sistemas de transmisión eléctrica línea SIEPAC*. Recuperado de <http://crie.org.gt/wp/wpcontent/uploads/2013/12/supervisi%C3%B3n-L%C3%ADnea-SIEPAC-2015.pdf>.
10. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica -CRIE- (2015). *Tratado marco del mercado eléctrico de América Central y normas relacionadas*. Recuperado de <http://crie.org.gt/wp/wpcontent/uploads/2016/10/Tratado-Marco-del-mercado-electrico-de-am%C3%A9rica-central-y-normas-relacionadas.pdf>.
11. Corporación Nacional de Electricidad EP -CNELEP- (2016). *Diseño electromecánico línea de subtransmisión a 69kV*. Recuperado de <https://www.cnelep.gob.ec/wpcontent/uploads/2016/04/ESTUDIOS-4.pdf>.
12. Empresa Propietaria de la Red -EPR- (2014). *Informe general: antecedentes, estado actual y perspectivas del sistema de interconexión eléctrica para los países de América Central*. Recuperado de http://www.eprsiepac.com/pdf/informe_general_linea_siepac_dic13.pdf.

13. GOICOCHEA. H. R. (2014). *Diseño y construcción de una línea de transmisión de media tensión*. Recuperado de <http://www.sectorelctricidad.com/10751/disen-y-construccion-de-una-linea-de-transmision-de-media-tension/>.
14. GONZÁLEZ, F. M. (2007). *Elementos de líneas de transmisión aéreas*. Recuperado de https://www.researchgate.net/profile/Francisco_Gonzalez-Longatt/publication/296282681_Capitulo_1_Elementos_de_Lineas_de_Transmision_Aereas/links/56d3ffe508ae4d8d64a85e88/Capitulo-1-Elementos-de-Lineas-de-Transmision-Aereas.pdf.
15. HARPER, E. (2005). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México D.F., Editorial Limusa S.A. de C.V.
16. HAYT JR, W. H. (2006). *Teoría electromagnética*. Séptima edición. México, McGraw-Hill S.A. de C.V.
17. HERNÁNDEZ ROSAS, A. N. (2005). *Diseño de torres de transmisión eléctrica*. México, Instituto Politécnico Nacional.
18. HERNÁNDEZRUEDA, J. A. (1999). *Teoría de líneas de transmisión e ingeniería de microondas*. México, Baja California, Universidad Autónoma de Baja California.
19. International Electrotechnical Comision -IEC- (1997). *Overhead lines: meteorologic data for assessing climatic loads*. Norma IEC 61774.
20. International Electrotechnical Comision-IEC- (2008). *Insuladors for overhead lines*. Norma IEC 61952.

21. International Electrotechnical Comision (IEC) (2017). *High-voltage switchgear and controlgear, and annexes*. Norma IEC 62271.
22. ISA Bolivia (2016). *Memoria anual*. Recuperado de <http://www.isa.co/es/sala-de-prensa/Documents/relacion-coninversionistas/filiales/bolivia/2016abr7-bolivia2015.pdf>.
23. Mercado Eléctrico Regional -MER- (2015). *Auditoria de administración de recursos de la EPR*. Recuperado de <http://crie.org.gt/wp/wp-content/uploads/2016/03/INFORME-DE-AUDITORIA-DE-ADMINISTRACION-RECURSOS-EPR-FINAL.pdf>.
24. MESA. (2010). *Seccionadores giratorios de doble apertura lateral*. Recuperado de https://www.unioviedo.es/pcasielles/uploads/cat%C3%A1logos/Seccionadores/MESA_apertura_lateral_245.pdf.
25. MUJAL, R. M. (2002). *Cálculos de líneas y redes eléctricas*. Recuperado de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36744/9788498800340.pdf?sequence=1&isAllowe=>
26. PARTALUM. (2017). *Conectores y herrajes eléctricos para líneas de distribución, transmisión y subestaciones, en tensiones eléctricas de 13.5 a 400kV*. Recuperado de <https://es.scribd.com/document/350191555/Catalogo-Partalum>.
27. SAN MIGUEL, P. A. (2012). *Electrotecnia*. España, Ediciones Paraninfo S.A.

28. SIEMENS.(2013). *Interruptores de potencia de alta tensión de 72,5kV hasta 800kV*. Berlín, Alemania.
29. STEVENSON, D. W. (1979). *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. México, McGraw-Hill S.A. de C.V.
30. TORA GALVÁN, J. L. (1997). *Transporte de la energía eléctrica*. España, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
31. VIQUIRA LANDA, J. (1975). *Redes eléctricas, representaciones y servicios de ingeniería*. México D.F.

