



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

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO  
PREDICTIVO/PREVENTIVO PARA LA SUBESTACIÓN “MARCO JUÁREZ” DE 25/38 MVA,  
230/13.2 kV, BAJO LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTDOST, EN ESCUINTLA**

**Hugo Estuardo Matias Rodríguez**

Asesorado por el Msc. Ing. Luis Eduardo Hernández González

Guatemala, noviembre de 2017

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO  
PREDICTIVO/PREVENTIVO PARA LA SUBESTACIÓN “MARCO JUÁREZ” DE 25/38 MVA,  
230/13.2 KV, BAJO LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTDOST, EN ESCUINTLA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**HUGO ESTUARDO MATIAS RODRÍGUEZ**  
ASESORADO POR EL MSC. ING. LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLES

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2017

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	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Jurgen Andoni Ramírez Ramírez
VOCAL V	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Pablo Rodolfo Zúñiga Ramirez
EXAMINADOR	Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto Gonzales Padilla
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: GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO  
PREDICTIVO/PREVENTIVO PARA LA SUBESTACIÓN “MARCO JUÁREZ” DE 25/38 MVA,  
230/13.2 kV, BAJO LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTDOST, EN ESCUINTLA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 21 de octubre de 2017.

**Hugo Estuardo Matias Rodriguez**



FACULTAD DE  
INGENIERÍA - USAC  
**EP**  
ESCUELA DE  
ESTUDIOS DE POSTGRADO

Escuela de Estudios de Postgrado  
Facultad de Ingeniería  
Teléfono 2418-9142 / 2418-8000Ext. 86226

AGS-MIMPP-011-2017

Guatemala, 23 de octubre de 2017.

Director  
Otto Fernando Andrino González  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Presente.

Estimado Director:

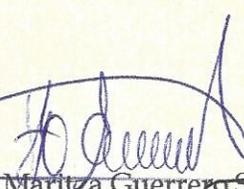
Reciba un atento y cordial saludo de la Escuela de Estudios de Postgrado. El propósito de la presente es para informarle que se ha revisado los cursos aprobados del primer año y el Diseño de Investigación de la estudiante **Hugo Estuardo Matias Rodríguez** con carné número **201114277**, quien opto la modalidad del "PROCESO DE GRADUACIÓN DE LOS ESTUDIANTES DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA OPCIÓN ESTUDIOS DE POSTGRADO". Previo a culminar sus estudios en la **Maestría de Ingeniería en Mantenimiento**.

Y si habiendo cumplido y aprobado con los requisitos establecidos en el normativo de este Proceso de Graduación en el Punto 6.2, aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011, firmo y sello la presente para el trámite correspondiente de graduación de Pregrado.

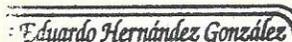
Sin otro particular, atentamente,

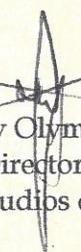
"Id y Enseñad a todos"

  
MSc. Ing. Luis Eduardo Hernández González  
Asesor (a)

  
Dra. Inga. Alba Maritza Guerrero Spínola  
Coordinadora de Área  
Gestión y Servicios

**ALBA MARITZA GUERRERO SPINOLA**  
INGENIERA INDUSTRIAL  
COLEGIADA No. 4611

  
**Eduardo Hernández González**  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 10397

  
MSc. Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos  
Director  
Escuela de Estudios de Postgrado

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS**  
ESCUELA DE POSTGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DE GUATEMALA

Cc: archivo/la

RESOLUCIÓN DE JUNTA DIRECTIVA: Proceso de Graduación aprobado por la Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería en el Punto Decimo, Inciso 10.2, del Acta 28-2011 de fecha 19 de septiembre de 2011.



REF. EIME 59. 2017.  
Guatemala, 31 de OCTUBRE 2017.

FACULTAD DE INGENIERIA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del Asesor, el visto Bueno del Revisor y la aprobación del Área de Lingüística de su Proyecto de Graduación en la modalidad Estudios de Pregrado y Postgrado titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO/PREVENTIVO PARA LA SUBESTACIÓN "MARCO JUÁREZ" DE 25/38MVA, 230/13.2kV, BAJO LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTDOST, EN ESCUINTLA,** presentado por el estudiante universitario HUGO ESTUARDO MATIAS RODRÍGUEZ considerando que el protocolo es viable para realizar el Diseño de Investigación procedo aprobarlo, ya que cumple con los requisitos establecidos por la Facultad de Ingeniería.

ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Otto Fernando Andriano González  
Director

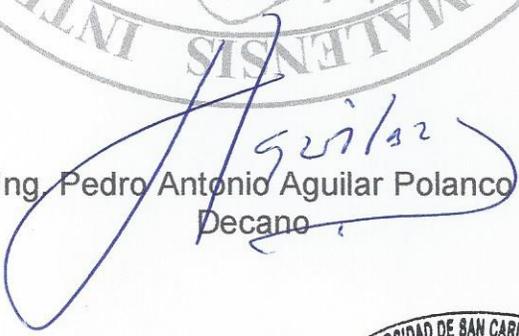
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica





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: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO PREDICTIVO/PREVENTIVO PARA LA SUBESTACIÓN "MARCO JUÁREZ" DE 25/38 MVA, 230/13.2 KV, BAJO LOS REQUERIMIENTOS DE LA NORMA NTDOST, EN ESCUINTLA**, presentado por el estudiante universitario: **Hugo Estuardo Matías Rodríguez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

  
Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco  
Decano

Guatemala, noviembre, de 2017



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por permitirme la vida y culminar una etapa más al lado de los seres que me han visto crecer
- Mi madre** Maria Olga de Matias, por sus consejos, paciencia y amor, porque ha estado en cada momento de mi vida alentándome sin importar las circunstancias. Por todo lo que ha dado y por enseñarme lo que es el verdadero amor.
- Mi padre** Hugo Matías, por los consejos y regaños, porque sin él no sería la persona que soy. Por enseñarme que cada proyecto que se emprende se debe hacer de la mejor manera y siempre dar lo mejor de sí.
- Mi abuelo** Ángel Rodríguez (q. e. p. d.), por alentarme a seguir creciendo, porque con cada uno de los consejos que siempre me dio, su humildad y el amor al trabajo que siempre demostró me hizo creer que se puede llegar tan alto como uno se lo proponga, este logro se lo dedico de corazón.

**Mis hermanos**

José Matias y Luis Ángel Matias, porque a pesar de los enojos y peleas comparado con el cariño que siempre me han brindado se quedan pequeñas, que este logro sirva de motivación y logren ser mejores que yo.

**Mis abuelas**

Eluvia de Matias y Olga de Rodriguez, por su cariño y humildad con la que siempre me han criado, por todo lo que han dado sin esperar nada a cambio, gestos que siempre llevare conmigo.

**Andrea**

Gracias por todas las alegrías e historias que juntos construimos, porque este logro finaliza una de esas historias, tu formaste parte de este sueño que hoy te lo dedico de todo corazón.

**Mis tíos**

Por cada una de las lecciones de vida que me compartieron, por los principios y valores que siempre recalcaron con el ánimo de ser un hombre de bien

**Mis amigos**

Porque sin ustedes esta etapa no fuera la misma, por compartir alegrías, tristezas, enojos, los cuales me enseñaron el significa de la amistad.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

**Universidad de  
San Carlos de  
Guatemala**

Mi alma máter, por abrirme las puertas a los conocimientos que pocos tienen acceso, fue un honor formar parte de esta gran Universidad que me formó como profesional.

**Facultad de Ingeniería**

Por dar las herramientas para construir un mejor país y haberme formado no solo profesionalmente sino como persona.

**Mis padres**

Por el esfuerzo que han hecho para que yo pudiera sobresalir y ser un hombre de bien, por confiar y apoyar en cada etapa de mi vida.

**Mis hermanos**

Por las alegrías y los buenos momentos que he vivido, porque son parte del motor que me impulsa

**Mi abuelo**

Angel Rodriguez (q. e. p. d.), por orientar y confiar en cada etapa de mi carrera profesional, porque siempre me alentó a crecer personal y profesionalmente.

**Mis maestros**

Por cada uno de los consejos y valores que inculcaron para que fuera una persona correcta y honorable.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	XIX
LISTA DE SÍMBOLOS.....	XXI
GLOSARIO.....	XXIII
RESUMEN.....	XXV
1. INTRODUCCIÓN .....	1
2. ANTECEDENTES .....	5
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	9
3.1. Descripción.....	9
3.2. Delimitación del problema.....	10
3.2.1. Delimitación sectorial .....	10
3.2.2. Delimitación geográfica.....	11
3.2.3. Delimitación tecnológica .....	11
3.3. Formulación del problema .....	12
3.3.1. Preguntas de investigación. ....	13
3.3.1.1. Pregunta general.....	13
3.3.1.2. Preguntas auxiliares.....	13
4. JUSTIFICACIÓN .....	15
5. OBJETIVOS.....	17
5.1. Objetivo principal .....	17
5.2. Objetivos específicos.....	17

6.	NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIONES .....	19
7.	MARCO TEÓRICO .....	23
7.1.	Subestaciones eléctricas.....	23
7.1.1.	Subestación de maniobra .....	23
7.1.2.	Subestación de transformación .....	24
7.2.	Transformador.....	25
7.2.1.	Transformador de potencia.....	26
7.2.1.1.	Aisladores tipo <i>bushing</i> .....	28
7.2.1.2.	Relé Buchholz .....	29
7.2.1.3.	Cuba de transformador .....	31
7.2.1.4.	Devanado de transformador .....	32
7.3.	Cámara termográfica.....	33
7.4.	Dron .....	35
7.5.	Mantenimiento.....	37
7.5.1.	Mantenimiento predictivo.....	37
7.5.2.	Mantenimiento cero horas ( <i>overhaul</i> ) .....	37
7.5.3.	Mantenimiento en uso .....	38
7.5.4.	Mantenimiento preventivo.....	38
7.5.5.	Mantenimiento correctivo.....	39
7.6.	Unidades constructivas de la red de distribución de energía eléctrica.....	40
7.6.1.	Pararrayos.....	40
7.6.2.	Electrodo de barra de tierra .....	41
7.6.3.	Postes para tendido eléctrico .....	42
7.6.4.	Conductores eléctricos .....	43
7.6.5.	Herrajes.....	44
7.6.6.	Aisladores eléctricos.....	45
7.7.	Transportista .....	46

7.7.1.	Norma técnica de diseño y operación del sistema de transporte (NTDOST).....	47
7.8.	Normas técnicas eléctricas .....	49
7.8.1.	National Electrical Code (NEC) .....	49
7.8.2.	International Electrotechnical Commission (IEC) .....	49
7.8.3.	American National Standards Institute (ANSI).....	50
7.8.4.	Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) .....	50
7.8.5.	National Electrical Manufacturers Association (NEMA).....	51
7.9.	Pruebas en transformadores .....	52
7.9.1.	Normas IEEE, requisitos generales para sistemas de distribución en régimen de inmersión en líquido, potencia y transformadores de regulación .....	52
7.9.1.1.	Norma IEEE C57.12.00-2010.....	52
7.9.1.2.	IEEE Std 62-1995 Guía para el campo de diagnóstico: prueba de aparatos de energía eléctrica; transformadores de potencia llenos de aceite, reguladores y reactores .....	53
7.9.1.2.1.	Devanados .....	53
7.9.1.2.2.	<i>Bushings</i> .....	55
7.9.1.2.3.	Para el aceite de transformadores (mineral).....	55
7.9.1.2.4.	Cambiadores de tomas .....	56
7.9.1.2.5.	Núcleo.....	56

	7.9.1.2.6.	Tanques y dispositivos asociados ..	57
	7.9.2.	Prueba de capacitancia y factor de potencia/factor de dispersión .....	58
	7.9.3.	Medición de relación de transformación en el transformador .....	59
	7.9.4.	Medición de corriente de excitación.....	59
	7.9.5.	Medición de impedancia en corto circuito .....	60
	7.9.6.	Análisis de descargas parciales.....	60
	7.9.7.	Análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA) .....	61
	7.9.8.	Resistencia de devanados.....	61
8.	PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDO.....		63
9.	METODOLOGÍA .....		67
	9.1.	Diseño.....	67
	9.2.	Tipo de estudio.....	67
	9.3.	Alcance .....	68
	9.4.	Datos y variables.....	68
	9.4.1.	Datos .....	68
	9.4.2.	Variables .....	69
	9.5.	Fases .....	69
	9.5.1.	Primera fase: revisión documental.....	69
	9.5.2.	Segunda fase: muestreo.....	70
	9.5.3.	Tercera fase: revisión y evaluación .....	70
	9.5.4.	Cuarta fase: diseñar el mantenimiento .....	71
	9.6.	Instrumento de recolección de información .....	71

10.	TÉCNICAS DE ANÁLISIS .....	73
11.	CRONOGRAMA.....	75
12.	RECURSOS NECESARIOS Y FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO .....	77
12.1.	Factibilidad del estudio .....	78
13.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	79
14.	APÉNDICES .....	85



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Necesidades a cubrir y esquema de soluciones.....	21
2.	Subestación de maniobra.....	24
3.	Transformador de potencia de subestación Marco Juárez .....	25
4.	Transformador ideal .....	26
5.	Transformador de potencia .....	28
6.	Aislador tipo <i>bushing</i> en transformador de potencia.....	29
7.	Relé Buchholz.....	30
8.	Cuba de un transformador de potencia .....	32
9.	Devanado de transformador.....	33
10.	Ingenieros utilizando una cámara termográfica .....	35
11.	Inspire1 DJI.....	36
12.	Dron sobrevolando líneas de transmisión .....	39
13.	Pararrayo .....	41
14.	Bajada a tierra, electrodo .....	42
15.	Postes para tendido eléctrico .....	43
16.	Conductor de aluminio para tendido eléctrico.....	44
17.	Herrajes para conexiones eléctricas.....	45
18.	Aisladores para conexiones eléctricas .....	46
19.	Marco legal del subsector eléctrico en Guatemala .....	48
20.	Diagrama de Gantt.....	75

## TABLA

I.	Recursos necesarios .....	77
----	---------------------------	----

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>k</b>	Kilo
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>m</b>	Metro
<b>mm</b>	Milímetro
<b>Mpx</b>	Megapíxel
<b>MVA</b>	Mega voltio ampere
<b>MW</b>	Mega watt
<b>nm</b>	Nanómetro
<b>µm</b>	Micrómetro



## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista
<b>ASTM</b>	Es la Asociación Americana para Ensayos y Materiales. Y es la encargada de desarrollar las pruebas de materiales, productos, sistemas y servicios.
<b>ANSI</b>	Es el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, más conocido como ANSI. Es una organización sin fines de lucro, con la finalidad de desarrollar estándares para productos, servicios, procesos y sistemas en Estados Unidos.
<b>BIL</b>	El BIL indica el nivel básico de aislamiento, esto representa la tensión soportada para impulso tipo rayo, por sus siglas en inglés <i>Basic Impulse Level</i> .
<b>IEEE</b>	Es el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, es una asociación mundial de ingenieros dedicada a la estandarización y desarrollo en áreas técnicas.
<b>VANT</b>	Significa vehículo aéreo no tripulado, también conocido por sus siglas en inglés <i>UAV</i> (Unmanned Aerial Vehicle) comúnmente conocidos como: Drones.



## RESUMEN

La constante expansión y la necesidad de la población de abastecerse de energía eléctrica ha llevado a que las transportistas creen nuevas subestaciones que puedan transportar esa energía hasta los centros de consumos; además, el constante crecimiento de las industrias para satisfacer las necesidades de la población lleva a un consumo de energía ininterrumpido para producir la demanda.

Como una medida ante la demanda energética del país, fue necesario partir los circuitos existentes para dar vida a nuevos circuitos que puedan satisfacer la demanda local además de poder expandir nuevos ramales y circuitos que llevan la energía eléctrica a las áreas con nuevos usuario y nuevas industrias, como el caso de la costa sur del país, específicamente el departamento de Escuintla, el cual ha tenido un crecimiento industrial significativo, que permite no solo el desarrollo económico del área, sino que representa nuevos desafíos para las transportistas, ya que es vital mantener los estándares de calidad y la continuidad en el suministro eléctrico.

La presente gestión del mantenimiento plantea el uso de nuevas técnicas de inspección y mantenimiento, que permitan establecer un plan de mantenimiento objetivo y estratégico, específicamente para la subestación Marco Juárez la cual alimenta el sector Industrial de la ruta que conduce a puerto Quetzal, en Escuintla. Se plantea realizarlo en dicha subestación, debido a que es la primera de su tipo con una potencia de 25/38 MVA, 230/13.2 KV, que pertenece a las Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A (TRELEC).



# 1. INTRODUCCIÓN

Según lo establecido en el Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (1999), específicamente en la sección de Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST), el mantenimiento por parte del transportista deberá realizarse con el ánimo de conservar el buen estado de su sistema, no solo por seguridad, sino también, para el buen funcionamiento del sistema.

Con base en lo anterior, el mantenimiento de una subestación debe de ser preventivo y no correctivo, debido a que se busca evitar la mayor cantidad de interrupciones o tiempos muertos, debido a la falla de algún elemento y minimizar los costos de operación de la subestación manteniendo un nivel de confiabilidad del sistema. Debido a la importancia que lleva el mantener en óptimas condiciones una subestación, las transportistas deben contar con el equipo adecuado para la detección de fallas y de calidad de energía que permitan la continuidad en el suministro de energía al cliente.

Razón por la cual en el 2016 se han implementado nuevos métodos de detección de fallas utilizando cámaras termografías de mano, y recientemente una cámara termografica a bordo de una Aeronave No Tripulada (UAV) "Drone", lo cual permite ubicar puntos calientes en las líneas de transmisión y transformadores dentro de las subestaciones, además del uso de cámaras Uvolle o de efecto corona como comúnmente se les conoce, las cuales permiten ubicar puntos con mayor concentración de efecto corona y la cantidad de eventos que se están produciendo.

En el presente trabajo se detallará el proceso y la estrategia adecuada para efectuar un mantenimiento predictivo adecuado en la subestación Marco Juárez, basado en el uso de las herramientas anteriormente mencionadas, aplicando criterios de evaluación, con el fin de innovar los procesos de mantenimiento pre-establecidos. Es importante recalcar que todas las pruebas que se realizarán en los elementos de la subestación serán ensayos no destructivos, por lo que no afectan las características ni las propiedades de los elementos y pueden realizarse en plena operación lo que no representa un para en el proceso de operación de los elementos.

La finalidad del plan de mantenimiento preventivo que se plantea es conocer el estado de los elementos y con base en los resultados tomar las medidas correspondientes con criterio y tomando en cuenta las recomendaciones del fabricante. Por lo cual serán necesarios los siguientes capítulos para elaborar el plan de mantenimiento.

El capítulo uno establece cada uno de los conceptos necesarios para la comprensión de los siguientes capítulos, y detalla los elementos que se observarán y analizarán, específicamente es el marco teórico del trabajo.

En el capítulo dos se detallarán los requerimientos que debe de cumplir la subestación para operar bajo la norma NTDOST; además de la demanda de energía que esta debe satisfacer, por estar ubicada en un sector industrial, se debe de tener consideración la demanda para los traslados de carga y avisos correspondientes que la NTDOST exige.

En el capítulo tres, se analizarán las causas e historiales de falla en lapsos semestrales, debido a que el ciclo eléctrico está definido por las estaciones hídricas del país. Para analizar los historiales se utilizará el método de Weibull y estadística descriptiva para determinar los valores que se utilizaran como

referencia del plan de mantenimiento, específicamente los valores darán parámetros para el mantenimiento o cambio de los elementos que conforman la subestación, lo cual permita evitar fallas futuras. También se desarrollarán los procedimientos y técnicas de inspección para el uso de las nuevas herramientas tomando en consideración las distancias mínimas de seguridad que establece la norma NTDOST.

En el capítulo cuatro, se presentarán los resultados obtenidos, y se discutirá si los valores obtenidos son satisfactorios comparándolos con los valores que recomienda el fabricante tomando en consideración las condiciones de operación en las que se desarrollan y si estos satisfacen los requerimientos que establece la norma NTDOST. Por último, se realizará el análisis económico, considerando cada uno de los pro y contras que tendrá como beneficio la implementación del plan de mantenimiento utilizando los valores de la investigación.

Por último, el capítulo cinco es el resumen de cada uno de los capítulos anteriores, ya que con base en el desarrollo de cada capítulo, se llevará a cabo la propuesta del plan de mantenimiento para la subestación Marco Juárez en este apartado.



## **2. ANTECEDENTES**

El crecimiento agroindustrial en el país se ha visto reflejado en el aumento del consumo energético que se ha reflejado en las estadísticas presentadas por parte del Administrador de Mercado Mayorista (AMM), (2017). No solo se ha visto reflejado por el sector Agroindustrial del país sino también en el crecimiento poblacional, el cual claramente se observa en nuevos proyectos inmobiliarios además del crecimiento del parque vehicular, el cual claramente afecta a la mayoría de la población en la Ciudad de Guatemala.

Con las nuevas exigencias del país es necesario generar nuevas políticas de calidad en los servicios primordiales del país, siendo la energía eléctrica uno de ellos, motivo que lleva a generar una mejor gestión en los procesos, con el fin de evitar que existan tiempos muertos de operación o interrupciones en el suministro eléctrico.

Uno de los factores que afectan significativamente la estabilidad de la red y la calidad del servicio son los micro cortes y las interrupciones momentáneas o disparos como también se conocen, entiéndase la conexión y desconexión por pequeños lapsos de tiempo, lo cual crea una inestabilidad en la red.

No está de más mencionar que si un equipo cuenta con los elementos necesarios y se encuentran en condiciones óptimas de operación la confiabilidad de la unidad operativa como tal debería ser satisfactoria, y podría mejorarse con diversas metodologías de inspección y análisis del comportamiento operativo de la red, identificando puntos con más incidencias e interrupciones del servicio.

Aunque en Guatemala no existen lineamientos en cuanto a mantenimiento en Subestaciones eléctricas de 230/13.8kV, en otros países ya le han dado seguimiento a la problemática. Para el mantenimiento de sistemas de distribución Pavel, (2010), evalúa varios elementos importantes que se involucran en un mantenimiento red de distribución de energía eléctrica, en transformadores análisis de aceite, los sistemas de puesta a tierra en la red y postes de distribución, estado de los pararrayos, las puestas a tierra, estados de los conductores, el estado de los herrajes y condición física del poste. Lo que resalta la importancia de mantener en óptimas condiciones los elementos de operación, la falta de mantenimiento reduce la vida óptima de los elementos de la red, lo que se ve reflejado en un gasto innecesario para la empresa.

Además de evaluar el estado de los elementos que conforman las unidades operativas de la red, es importante considerar otros aspectos en las redes de distribución, como lo establece Ramírez, (2004), la importancia de la ubicación y conformación de un sistema de distribución, clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción, clasificación de acuerdo a su nivel de tensión, clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica, clasificación de acuerdo a sus niveles de carga, clasificación de acuerdo a su confiabilidad y aspectos generales sobre el planteamiento de su sistema de distribución.

Como consecuencia de los aspectos anteriores hay un resultado, el cual es la gestión del mantenimiento del servicio eléctrico, Oliveira, y otros (2011). El cual integra las características operacionales particulares de los sistemas eléctricos de distribución (SED), por ejemplo, varias topologías, diferentes regiones geográficas, diversos elementos de protección y maniobra, hacen que presenten un alto riesgo en la interrupción del suministro de energía eléctrica. Además, el ambiente competitivo en el cual se desempeñan actualmente las empresas distribuidoras impone a las mismas un enfoque estratégico de las

acciones de mantenimiento, dado que aspectos técnico-económicos relacionados a la calidad de servicio señalan la necesidad de aplicar estrategias de mantenimiento capaces de extender la vida útil de los elementos más críticos y aumentar así la confiabilidad del sistema eléctrico.

Debido a la necesidad de elaborar y desarrollar un plan de mantenimiento preventivo es necesario optimizar los costos de mantenimiento tal como Robledo, (2000), lo desarrolló mediante una aplicación de la Distribución de Weibull para determinar fallos en sistemas encontrando los puntos clave a lo largo del tiempo en donde debe de llevarse a cabo el mantenimiento, para evitar el fallo de los elementos eléctricos. Para desarrollar este proceso la metodología que debe de realizarse es recaudar los datos históricos de subestaciones existentes y de los sistemas de transmisión en un lapso no menos a 5 años, con la finalidad de permitir un estudio lo más certero posible.

Además de enfocarse en el aspecto económico y técnico del mantenimiento de redes de alta tensión, es necesario tener en cuenta el recurso humano que estará expuesto en el mantenimiento como lo realizó la Empresa distribuidora del Pacífico, (2015). Se enfoca en diferentes tipos de mantenimientos a considerar, además de: los documentos necesarios a llenar al realizar el mantenimiento, funciones del personal de mantenimiento. Aspectos de seguridad industrial y salud ocupacional, herramientas necesarias para realizar el mantenimiento y los diversos tipos de mantenimientos preventivos en las líneas de distribución de energía eléctrica.

En función del crecimiento en la matriz energética del país surgen nuevas necesidades, requerimientos y obligaciones a cubrir, como lo es la creación de nuevas subestaciones para transportar la energía y satisfacer la demanda, TRELEC, (2017), como transportista y con base en el aumento del sector industrial ubicado en la costa sur ve la necesidad de construir nuevas

subestaciones que cumplan con la demanda del sector. Es así como surge la necesidad de construir la subestación Marco Juárez, la cual cuenta con 5 campos de maniobra, la cual por el momento tiene habilitada la entrada de la Generadora San José y Subestación Pacífico, además de un transformador de potencia 25/38 MVA, el cual es alimentado con una entrada de 230 kV y una salida al sistema de distribución de 13.8 kV.

En consecuencia, de los problemas a los cuales se han enfrentado los transportistas en otros países y en base a los antecedentes presentados por diversas empresas del sector eléctrico, tal es el caso de Colombia, como lo indica Robledo, (2000). Es necesario desarrollar un plan estratégico que permita mantener en óptimas condiciones las subestaciones, resaltando la necesidad de reducir los costos de manera que sea lo más eficiente el plan de mantenimiento.

Para elevar la confiabilidad de operación de un equipo influye directamente el plan de mantenimiento al cual se le someta, existen diversos tipos como: mantenimiento bajo falla o correctivo, mantenimiento preventivo y el mantenimiento predictivo. En el caso de una subestación, el mantenimiento debe de ser predictivo – preventivo.

Además de diseñar un plan estratégico de mantenimiento en países como España y en gran parte de Europa, por los niveles de elevación a los cuales se encuentran ubicadas las torres han implementado dentro de sus herramientas de trabajo tecnología de punta como lo son el uso de Drones con los cuales pueden acezar a alturas en cuestión de minutos donde les llevaría varias horas por el esfuerzo que una persona tendría que realizar para llegar hasta el punto y además el riesgo que implica para la vida.

### **3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

#### **3.1. Descripción**

En la subestación es donde se transforma la energía para que los usuarios finales puedan hacer uso de la energía, de un nivel de alta tensión a niveles de media tensión lo que facilita su distribución. En Guatemala, a partir del año 2013 se ha visto la necesidad de crear nuevas subestaciones que permitan descentralizar los ramales de distribución, y así permitir expandir la red eléctrica en los sectores más alejados, además de reducir la cantidad de usuarios afectados por una falla.

Debido a la necesidad que surge a raíz del crecimiento poblacional e industrial en el área de la costa sur en Guatemala, la transportista TRELEC decide crear la primera subestación alimentada con un nivel de tensión de 230kV, siendo la primera de su tipo para esta transportista. A nivel nacional existen muy pocas subestaciones de este tipo, y la razón por la cual TRELEC no tenía es debido a que el voltaje en el área de concesión las líneas de transmisión están en 69kV.

TRELEC como una forma de innovar en los procesos de despacho de energía y poder brindar un mejor servicio a los usuarios del área, involucra el primer transformador de de 25/38 MVA, 230/13.2 kV en el sector de la costa sur guatemalteca, jurisdicción de Escuintla. Con la implementación de este transformador busca la forma de evitar pasar por la subestación de generación, la cual se encargaba de regular de la salida del generador en 13.2 kV a 69kV y luego de 69kV a 230kV, esto con el afán de recibir directamente la energía de la

generadora evitando todo el proceso anterior. Por ser la primera subestación de este tipo no se tienen registros de operación ni de falla que permitan llevar un mejor control y un mantenimiento efectivo, evitando gastos innecesarios.

Debido a los cambios ocurridos en el país en el año de 1996 cuando se dio la descentralización de la energía eléctrica dando como resultado la creación de la Ley General de Energía Eléctrica, se establecieron normas de diseño y operativas siendo la NTDOST, en la que se rigen las subestaciones.

A partir del 2013 la transportista TRELEC ha visto un crecimiento exponencial en la demanda de energía debido al crecimiento industrial y poblacional en los departamentos de concesión lo que ha representado un cambio brusco en la operación y mantenimiento evidenciando la falta de estrategia e innovación para ahorrar tiempo en el mantenimiento tanto preventivo como predictivo.

En los últimos años TRELEC ha decidido invertir en nuevas herramientas que permitan llevar un mejor control del estado de sus subestaciones en pro de elevar los índices de calidad de servicio mejorando con esto significativamente el servicio que brinda a las distribuidoras y grandes consumidores.

## **3.2. Delimitación del problema**

### **3.2.1. Delimitación sectorial**

El proyecto está enfocado a beneficio para la transportista TRELEC, para el área de mantenimiento de subestaciones. Esto brindara un soporte y una fuente en la cual se podrán basar para poder llevar a cabo el mantenimiento no solo de la Subestación Marco Juárez sino para subestaciones parecidas con capacidades de 25/38 MVA, a 230/13.2 kV, debido a que los niveles de voltajes

para los a los que estará enfocado esta gestión son los determinantes para las operaciones en campo.

### **3.2.2. Delimitación geográfica**

Este proyecto está enfocado a tener un impacto positivo para el sector industrial de la costa sur del país, específicamente en Escuintla en los sectores aledaños a la ruta a puerto Quetzal, debido a que en este sector se encuentran las principales las industrias y agroindustrias del país, además de las generadoras que cubren la mayor parte de la generación en el departamento.

### **3.2.3. Delimitación tecnológica**

Para lleva a cabo este proyecto es necesario la presencia de técnicos y profesionales del área, debido al alto riesgo que implica el trabajo en condiciones de operación en una subestación de esta envergadura y los niveles de tensión a los cuales está sometida.

Debido a que el objetivo del proyecto es reducir los riesgos al personal operativo, las herramientas que se utilizaran para determinar los puntos próximos de fallas son Naves no tripuladas (DRONE), con cámara termográfica. El Drone permitirá sobrevolar la subestación a una distancia prudente para evitar cualquier riesgo de ionización y con la cámara termográfica capturar los puntos calientes en: herrajes, componentes, aisladores y cualquier dispositivo que este expuesto a esfuerzos eléctricos.

En tierra los técnicos tendrán cámaras termograficas de mano para encontrar los puntos críticos en un rango de dos a cuatro metros iniciando desde el suelo, debido a que con el Drone solo se podrán determinar los puntos que estén en el interior de la subestación.

Previamente a realizar cada una de las pruebas de campo con los equipos es necesario conocer, mediante los reportes de operación y despacho de energía de la subestación las horas en la cuales se encuentre con más carga y las partes energizadas para tomar todas las medidas de seguridad respectivas por el equipo técnico.

### **3.3. Formulación del problema**

La subestación “Marco Juárez”, es la primera en su tipo debido a que el voltaje de alimentación en las barras de entrada son 230 kV a un voltaje de distribución de 13.2 kV para abastecer de energía a las industrias en el sector. Debido a que generalmente las subestaciones que pertenecen a la transportista TRELEC se alimentan en 69 kV, no se tiene precedentes de mantenimiento para una subestación de esta envergadura. Al no contar con una estrategia y una gestión adecuada para llevar a cabo un mantenimiento efectivo y correcto, se corren varios riesgos como:

- Fallo por esfuerzos eléctricos en los elementos que conforma la subestación.
- Cortes en el suministro de energía en los circuitos pertenecientes a la subestación afectado al sector industrial como a las comunidades aledañas.
- Penalizaciones por falta al cumplimiento de la norma NTDOST.
- Indemnizaciones a los usuarios y grandes usuarios por energía no suministrada.
- Costos de elementos dañados por falta de mantenimiento.

Adicional a lo anterior, considerando el uso de nuevas herramientas de inspección es importante que se realicen los lineamientos de uso para las

prácticas de inspección del equipo técnico encargado de llevar a cabo el mantenimiento predictivo, para evitar el riesgo de contacto eléctrico que pueda poner en riesgo la integridad física del equipo.

### **3.3.1. Preguntas de investigación.**

#### **3.3.1.1. Pregunta general**

¿Cuál es la gestión de mantenimiento predictivo/preventivo en la subestación “Marco Juárez” de 25/38 MVA, 230/13.2 kV, bajo los requerimientos de la norma NTDOST, en Escuintla?

#### **3.3.1.2. Preguntas auxiliares**

- ¿Qué requerimientos debe de tomar en cuenta la gestión del mantenimiento para cumplir con la norma NTDOST?
- ¿Cuáles son los historiales de operación de la subestación con los que cuenta TRELEC que permitan determinar un comportamiento entre fallas para prevenir futuras interrupciones?
- ¿Cuál es la guía de operación y manejo de las nuevas herramientas de inspección que utiliza el equipo técnico para realizar el mantenimiento?
- ¿Qué beneficio financiero tiene para la transportista TRELEC diseñar una gestión adecuada de mantenimiento para una subestación, considerando que es la primera de su tipo?



## 4. JUSTIFICACIÓN

El proyecto va orientado en la línea de investigación que se ha enfatizado para la cohorte del año 2017 de la Maestría en Ingeniería de Mantenimiento, la cual es “Gestión de mantenimiento y utilización de técnicas adaptables para la innovación de materiales, equipos y su mantenimiento preventivo”. La línea se acopla idealmente con la gestión del mantenimiento que se hará para la subestación con la implementación de herramientas innovadoras en la detección de fallas, dando un importante avance en el área por el impacto que esto tendría en la reducción de costos y tiempo necesario para llevar a cabo el mantenimiento.

En la subestación “Marco Juárez”, debido a la capacidad de transformación y gran variedad de dispositivos eléctricos nuevos a los cuales no se les tiene un registro, puede ser una buena fuente de conocimientos para nuevas investigaciones. Para el año 2017 se desconocen lineamientos en los cuales se pueda llevar a cabo un mantenimiento predictivo/preventivo, además de poder implementar el uso de nuevas herramientas de inspección.

Como beneficio para el estudiante permite sentar las bases no solo para esta subestación sino para futuras subestaciones de la misma capacidad, permitiéndole poner en práctica los conocimientos adquiridos dentro de la Facultad de Ingeniería, específicamente para la carrera de Ingeniería Mecánica eléctrica, además de poder aplicar los conocimientos y herramientas adquiridas en la Maestría de Ingeniería de Mantenimiento. Sin contar el significativo aporte que se haría al diseñar la gestión adecuada del mantenimiento, debido al

enfoque de desarrollo e innovación en procesos y uso de nuevas tecnologías que esta investigación lleva.

Desde el punto de vista de la ingeniería podría representar un gran avance en el sector, ya que el uso de nuevas herramientas que permitan reducir tiempos de inspección y evaluación, además de permitir un panorama más amplio sobre el comportamiento de los elementos que conforman una subestación se ve reflejado directamente en costos que hablando a un nivel macro es lo que se busca, y no solo se vería reflejado en costos sino además de ello representaría un menor riesgo para el equipo técnico ya que el uso de la nueva tecnología evitaría la exposición del grupo de técnicos a trabajos con alto riesgo de contacto eléctrico.

Como parte de la iniciativa que TRELEC tiene en sus metas para el año 2017 está optimizar los recursos y renovar parte de sus herramientas y activos por ello la compra de herramientas de inspección como cámara UVOLLE, cámaras termográficas y Naves no tripuladas (DRONES) está contemplado, facilitando el desarrollo estratégico y al mismo tiempo sirve de investigación para nuevas técnicas de inspección, dando la pauta a nuevas prácticas, resaltando que en países como E.E.U.U, México, países en Sudamérica y Europa realizan inspecciones en líneas de transmisión y subestaciones a larga distancia mediante Drones con cámaras termográficas, para Guatemala implementar estas nuevas tendencias nos posiciona como un país innovador y pionero en el desarrollo de nuevos procesos que permitan el desarrollo en la región .

## **5. OBJETIVOS**

### **5.1. Objetivo principal**

Diseñar la gestión del mantenimiento predictivo/preventivo para la subestación “Marco Juárez” de 25/38 MVA, 230/13.2kV, bajo los requerimientos de la norma NTDOST, en Escuintla.

### **5.2. Objetivos específicos**

1. Determinar los requerimientos que debe de tomar en cuenta la gestión del mantenimiento para cumplir con la norma NTDOST en conjunto con las recomendaciones del fabricante.
2. Conocer los historiales de operación de la subestación que permitan determinar un comportamiento entre fallas para prevenir futuras interrupciones.
3. Realizar la guía de operación y manejo de las nuevas herramientas de inspección que utilizara el equipo técnico para realizar el mantenimiento.
4. Establecer el beneficio financiero que tendrá para la transportista TRELEC diseñar una gestión adecuada de mantenimiento por ser la primera de su clase.



## **6. NECESIDADES A CUBRIR Y ESQUEMA DE SOLUCIONES**

La demanda de energía en el sector industrial de la costa sur del país, además de nuevos requerimientos de los sectores aledaños al área de Escuintla requieren de un sistema eficiente y confiable con el cual se puedan satisfacer las demandas de energía. En conjunto con las necesidades de los clientes y grandes usuarios en el sector eléctrico están las normas NTDOST (Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de energía eléctrica) que dictan los requerimientos de diseño y operación que se deben de cumplir, tomando en cuenta que está establecido en la ley general de electricidad su cumplimiento. Por parte de la gestión del mantenimiento se deben de tener en consideración muchos factores que puedan afectar a futuro el correcto funcionamiento de la subestación, provocando un paro parcial o total en el suministro eléctrico. Las etapas para llevar a cabo el proceso son las siguientes.

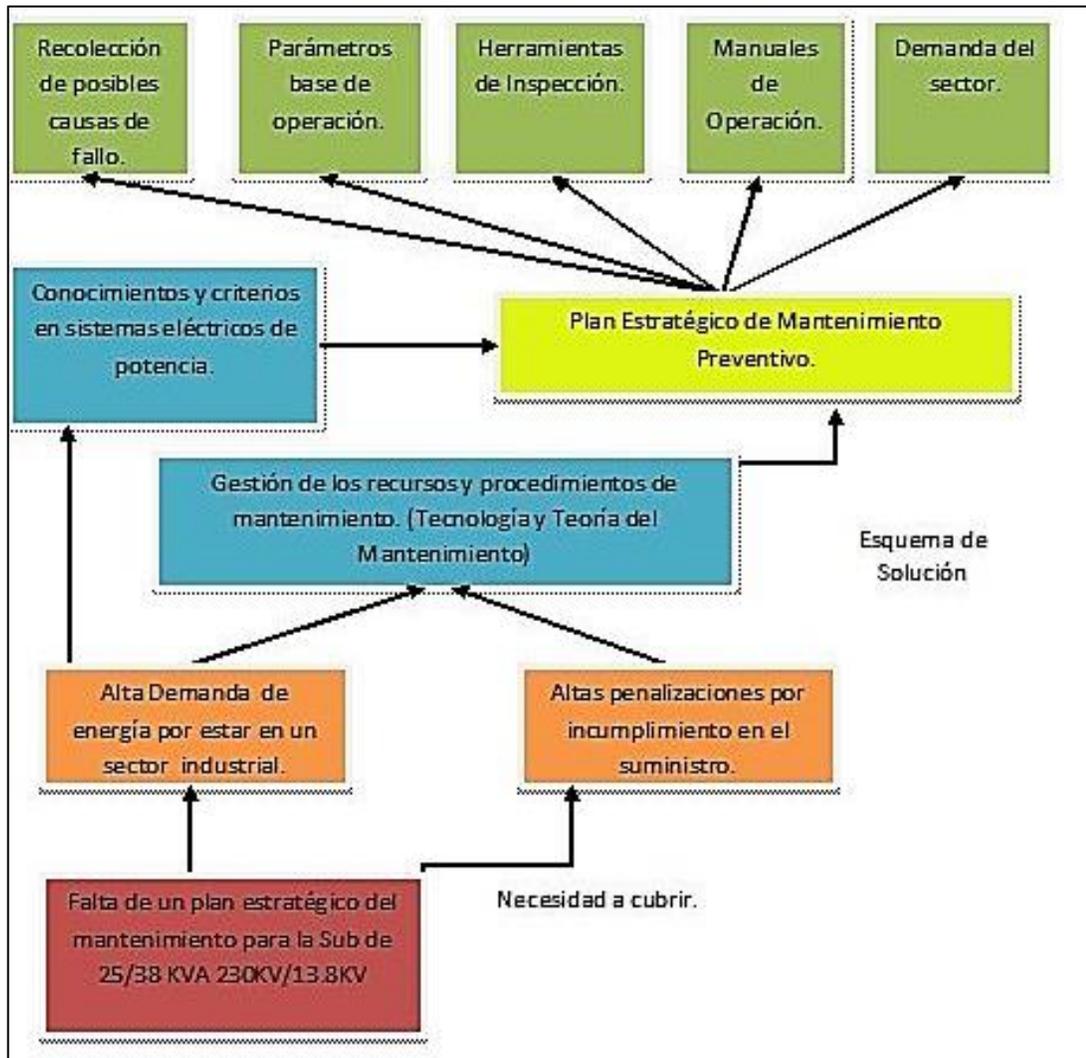
- Recolección de posibles causas de fallo: causas que puedan incurrir a un fallo en operación, por tal razón se debe de realizar un análisis de causas que puedan llevar a provocar una falla en la subestación, con una visita a campo e historiales de transformadores de la misma capacidad incluyendo una inspección visual del área.
- Recolectar parámetros base para el plan de mantenimiento: realizar las pruebas necesarias que permitan identificar los valores de operación óptima de cada elemento en la subestación.
- Herramientas de inspección: por medio de nuevas herramientas de inspección específicamente; cámara termográfica, cámara UVOLLE y

Drone. Utilizando las herramientas mientras la subestación opera sin necesidad de sacar ningún elemento de operación.

- Posteriormente realizar de nuevo una inspección en campo que permita determinar y corroborar que los valores establecidos son correctos.
- Manuales de operación: Es importante contar con los requerimientos establecidos por el fabricante por la importancia y las pruebas en las que se basa debido a las condiciones de operación máxima en las que se realizan, dando un rango de valores posibles de operación.
- Demanda de carga del sector: se necesitará hacer un sondeo de la demanda que satisface la subestación y hacer una proyección a futuro para realizar el plan de mantenimiento teniendo en cuenta el crecimiento a largo plazo en la demanda del sector.

El tiempo necesario para recolectar la información debe de ser como mínimo seis meses, y el máximo un año, debido a que Guatemala se determina por dos estaciones las cuales son: época seca y época de lluvia, siendo la primera la época donde los recursos hídricos son menores por tanto la mayor parte de la generación es con bunker y biomasa. La segunda época está definida por el factor hídrico, y este determina la generación de energía debido a que las hidroeléctricas se mantienen generando la mayor parte de la energía que se consume en el país. Cada época está definida por un tiempo de seis meses cada una.

Figura 1. Necesidades a cubrir y esquema de soluciones



Fuente: elaboración propia.

El diagrama muestra las necesidades a cubrir, en primera instancia esta la demanda energética de los usuarios que corresponden a la subestación, ya que son ellos quienes dan vida a la subestación. De la misma manera esta la calidad en el suministro eléctrico y el cumplimiento del mismo en el momento que el usuario lo necesite.

La solución a las necesidades es realizar una gestión adecuada y detallada de todas las demandas que se necesiten satisfacer y de los recursos con los que se cuentan, para poder posteriormente generar una estrategia adecuada del mantenimiento en la cual se involucren nuevas tendencias y herramientas.

## **7. MARCO TEÓRICO**

### **7.1. Subestaciones eléctricas**

Una subestación eléctrica es una es un conjunto de equipos eléctricos que trabajan u operan bajo un mismo fin el de modificar valores de tensión y corriente para redistribuir la energía eléctrica de alta tensión a media tensión o de media tensión a baja tensión y viceversa, Hidalgo. J, (2008). Además, existen subestaciones en las cuales no existe transformación de niveles de tensión, sino que solo funcionan como centros de direccionamiento de la energía por lo que podemos concluir que existen dos tipos de subestación: Subestación de transformación y Subestación de Maniobra.

Es necesario para su buen funcionamiento seguir los requerimientos necesarios para evitar riesgos por contacto eléctrico tanto para el personal como de los elementos que se encuentran dentro de la misma, según la NTDOST, (2010).

#### **7.1.1. Subestación de maniobra**

La subestación de maniobra por lo general se utiliza para poder operar y distribuir la energía que alimentara las subestaciones de transformación, es decir que esta intermediaria entre el punto de generación de energía eléctrica y el centro de transformación de energía para el sistema de distribución.

En resumen, son las encargadas de conectar dos o más circuitos y operar las maniobras que sean necesarias entre circuitos. Hidalgo. J, 2008.

Figura 2. **Subestación de maniobra**



Fuente: Prensa Libre. *Subestación Santa Mónica, subestación robustece transmisión eléctrica.* Consulta: 13 de septiembre de 2017.

En la figura 2 se puede observar la subestación Santa Mónica la cual suministra energía para el sector se San José Villa Nueva.

### **7.1.2. Subestación de transformación**

Una subestación de transformación es creada con el fin de poder bajar los niveles de tensión a un nivel al cual pueda ser distribuida la energía a los usuarios finales, para ello el equipo principal con el que debe de contar es de un transformador de potencia. Además de contar con un transformador la subestación debe de tener reguladores de salida los cuales se encarguen de mantener los niveles de tensión de distribución en el rango requerido y que establece la norma NTDOST.

En la figura 3 se observa el transformador de potencia de la subestación “Marco Juárez”, además de las salidas del transformador al sistema de distribución en subterráneo.

Figura 3. **Transformador de potencia de subestación Marco Juárez**



Fuente: TRELEC. *Subestación Marco Juárez, transformador PROLEC 25/38 MVA*. Consulta: 13 de septiembre de 2017.

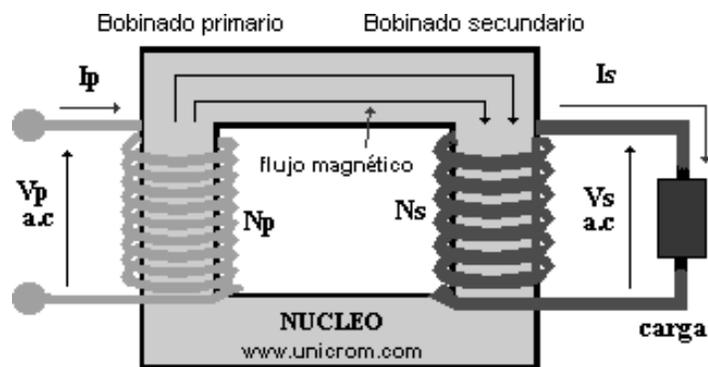
## **7.2. Transformador**

Un transformador eléctrico es un dispositivo que permite elevar o disminuir el nivel de tensión, dependiendo de su fabricación y las características constructivas un transformador puede funcionar en cualquiera de las dos direcciones, Charles. K & Matthew, N, (2004).

Para que un transformador funcione es necesario que este alimentado con energía alterna, debido a que es por medio del fenómeno de inducción

electromagnética que se da la transferencia de energía de un devanado a otro. La inducción se da por medio de un flujo magnético que recorre el núcleo del transformador el cual induce las bobinas a su paso, como mínimo un transformador debe de estar constituido por dos bobinas, una es la que inducirá el flujo magnético y la otra será la inducida. Para que el flujo pueda recorrer el núcleo es necesario que esté construido con materiales ferromagnéticos, y en delgadas láminas las cuales se apilan una sobre otra para conformar el núcleo, para de reducir las pérdidas por perdidas en el flujo magnético.

Figura 4. **Transformador ideal**



Fuente: UNICROM. *Transformador ideal*. Consulta: 20 de septiembre de 2017.

En la figura 4 se observa la estructura constructiva de un transformador ideal en el cual se puede observar las corrientes que circulan por los devanados del mismo y los valores de tensión que lo alimentan.

### 7.2.1. **Transformador de potencia**

Un transformador de potencia es un dispositivo que a diferencia de un transformador de distribución contiene una estructura más robusta y puede llegar a ser de tal tamaño que sea necesario colocar rieles para la colocación

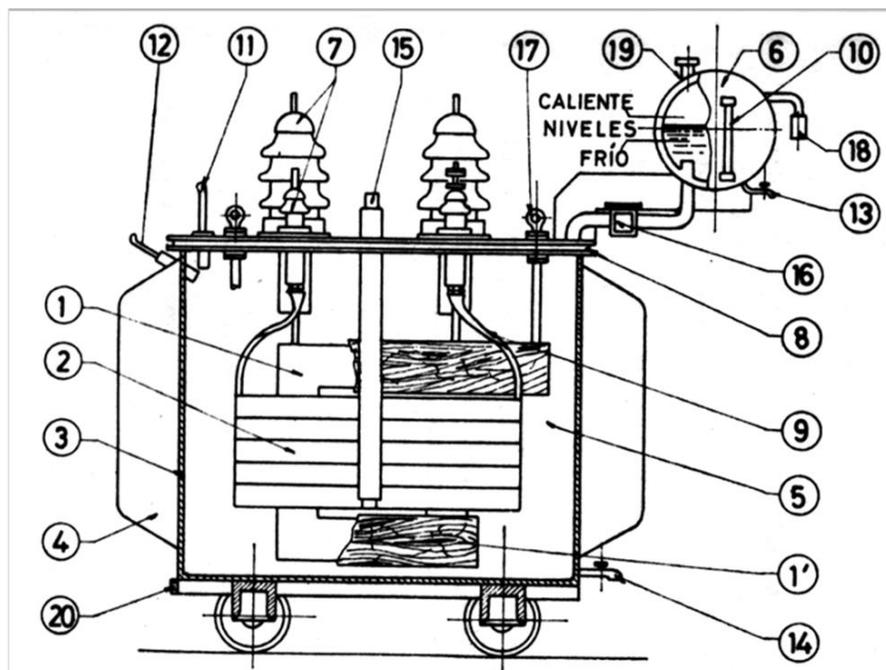
dentro de la subestación. Por lo general son instalados en subestaciones, salidas de centrales de generación para elevar niveles de tensión y poder transmitir energía, los niveles de tensión a los cuales operan van desde los 13.8 kV hasta los 1000 KV, Charles. K & Matthew, N, (2004).

A continuación, se muestra la figura 6, los componentes básicos de un transformador de potencia en donde cada número del listado corresponde al número de la figura. Algunas de las partes de un transformador de potencia son:

- Núcleo
- Devanados
- Cuba
- Aletas refrigeración
- Aceite
- Deposito expansión
- Aisladores
- Junta
- Conexiones
- Nivel de aceite
- Termómetro
- Termómetro
- Grifo de vaciado
- Grifo de vaciado
- Cambios de tensión
- Relé bucholz
- Cáncamos transporte
- Desecador aire
- Tapón llenado
- Puesta a tierra

A continuación, en la figura 5 se muestra un transformador de potencia donde se pueden identificar cada una de las partes que conforman la estructura constructiva y los dispositivos que operan en el transformador.

Figura 5. **Transformador de potencia**



Fuente: Centro de formación García Ibáñez. *C.6 transformadores, partes*. Consulta: 18 de septiembre de 2017.

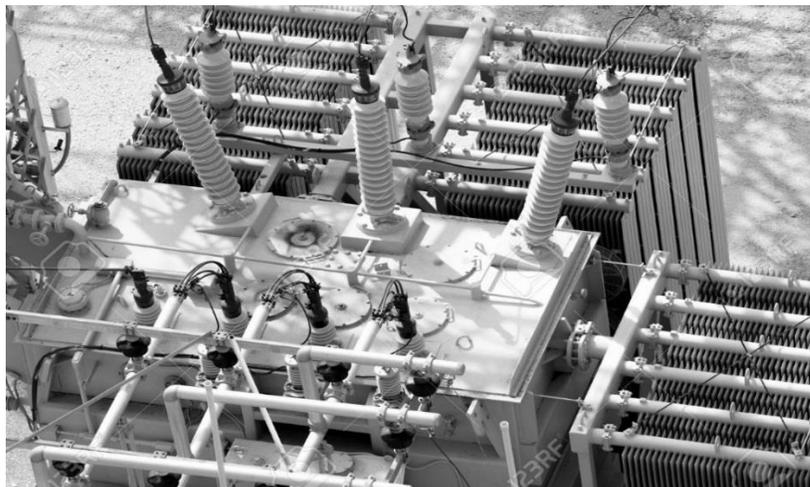
### 7.2.1.1. **Aisladores tipo *bushing***

Un *bushing* es un elemento que permite conectar las puntas de las salidas del devanado de los transformadores con la bajada primaria en alta tensión de la red de transmisión. El fin principal del *bushing* es aislar la conexión entre ambas partes todos los demás elementos que conforman el transformador en especial de la cuba, para evitar que se energice y pueda crear daños

irreparables en los elementos del transformador y además de aislar y evitar riesgos por contacto humano. Los principios de diseño de algunos aisladores requieren una pequeña cantidad de aceite para los cuales la cámara de expansión prevista es suficiente, y los que utilizan una mayor cantidad de aceite utilizan un espacio mayor de alojamiento en la parte superior, ABB, (2004).

Un *bushing* debe de contar con un Nivel Básico de Aislamiento (BIL) el cual indica el nivel mínimo de tensión soportada al impulso tipo rayo. En la figura 6 se observan los *bushing* de alimentación del transformador de potencia además de los *bushings* de las salidas al sistema de distribución.

Figura 6. **Aislador tipo *bushing* en transformador de potencia**



Fuente: 123RF. *Eléctrica de la subestación de potencia, transformadores, aisladores.*  
Consulta: 18 de septiembre de 2017.

#### **7.2.1.2. Relé Buchholz**

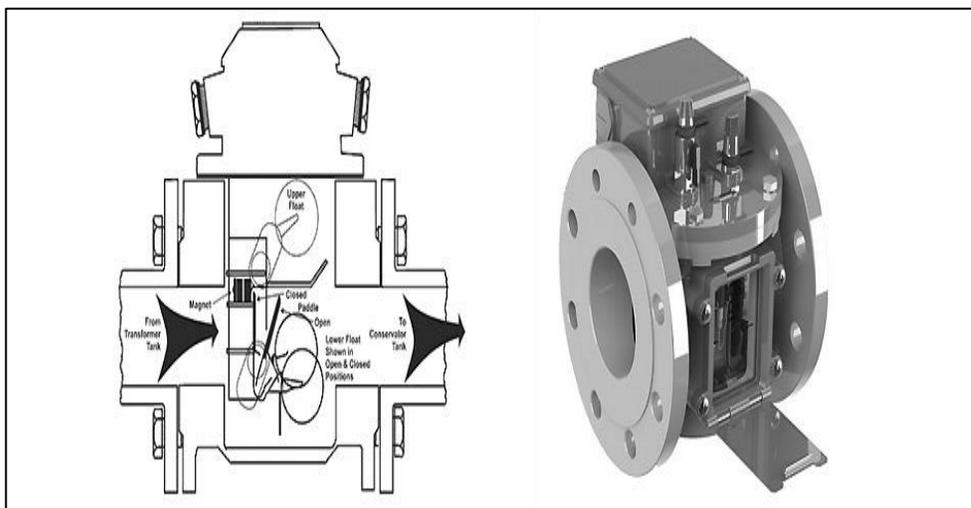
El relé Buchholz es un dispositivo que se utiliza en transformadores por lo general de potencia los cuales están sumergidos en aceite y que además

cuenta con un tanque de expansión, su función es alertar en caso de una sobrecarga o un fallo en el transformador el cual provoque que el aceite produzca gases debido al calentamiento, COMEM, (2007).

Otra de sus funciones es permitir el paso del aceite a la cámara de expansión en caso de que se produzcan arcos repetitivos los cuales produzcan grandes cantidades de gases lo que permite activar la alarma disparada por el relé con el que cuenta el buchholz. Además, el Relé Buchholz cuenta con una compuerta de pruebas que permite extraer parte de los gases acumulados en las recamaras del relé para un posterior análisis.

La importancia del relé radica en la opción que brinda de extraer una muestra de los gases generados en el transformador para el análisis de gases que permite detectar que produjo la falla en el transformador.

Figura 7. **Relé Buchholz.**



Fuente: INGETRAF. *Accesorios y repuestos, Relé Buchholz.*

Consulta: 18 de septiembre de 2017.

En la figura 7 se puede observar de izquierda a derecha la forma constructiva de un relé buchholz además de poder observarlo terminado.

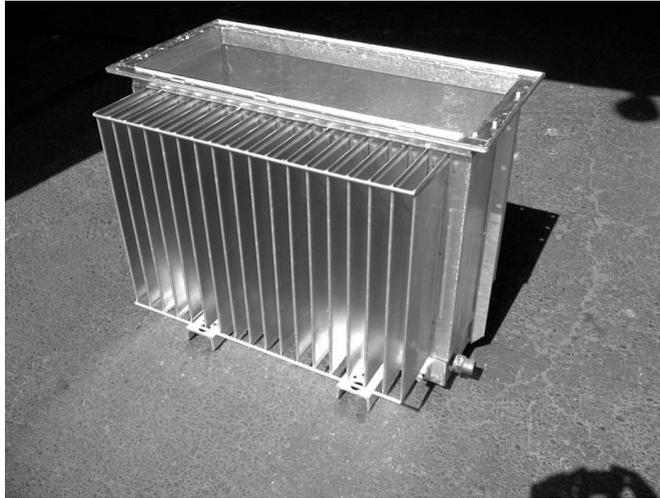
### **7.2.1.3. Cuba de transformador**

La cuba de un transformador es el cascaron que encierra todos los elementos internos de un transformador como el núcleo y los devanados, además de soportar el aceite dieléctrico y resguardarlo herméticamente para que no ocurran fugas tanto de aceite como de gases producidos en el interior.

La cuba debe de estar fabricada a requerimiento de los elementos que resguardara y pintada adecuadamente para que no queden espacios desnudos que se puedan corroer con el tiempo, produciendo partículas de óxido que ataquen el núcleo del transformador. La fabricación de cubas debe de estar estrictamente supervisadas.

Por lo general para el transporte se utilizan grúas especiales que sostienen de los cáncamos el transformador sin causar daños internos o desalinear los elementos. En la figura 8 la cuba se muestra en su estado original de fabricación, hecha a partir de aluminio y lista para el proceso de pintura.

Figura 8. **Cuba de un transformador de potencia**



Fuente: Fabricaciones Metálicas Moreno, S.A. *Cubas para transformadores de potencia.*

Consulta: 18 de septiembre de 2017.

#### **7.2.1.4. Devanado de transformador**

Los devanados de un transformador se pueden clasificar en: devanado de alta y devanado de baja de tensión. Un devanado no es más que una serie de espiras de alambre de cobre enrolladas alrededor del núcleo del transformador o de una base dependiendo del transformador, Charles. K & Matthew, N, 2004. Para que las espiras realicen su función mediante de la inducción del flujo magnético es necesario que el alambre sea esmaltado para evitar arcos eléctricos entre espiras y perfectamente enrollados para que no existan entre-espacios donde ocurran pérdidas de inducción.

Por lo general el devanado de alta tensión utiliza un calibre de alambre menor al devanado de baja tensión, debido a que el devanado por el cual circulara la mayor corriente es el de baja tensión.

Figura 9. **Devanado de transformador**



Fuente: CTC, Cambiadores de Tomas en carga, S.L.L. *Importancia del mantenimiento de un transformador de potencia*. Consulta: 20 de septiembre de 2017.

Los devanados de la figura 9, se muestran en la etapa final, se logran observar envueltos en papel listos para ser colocados dentro de la cuba.

### **7.3. Cámara termográfica**

Una cámara térmica o cámara infrarroja es un dispositivo que, a partir de las emisiones de infrarrojos medios del espectro electromagnético de los cuerpos detectados, forma imágenes luminosas visibles por el ojo humano.

Las cámaras operan, con longitudes de onda en la zona del infrarrojo térmico, que se considera entre  $3\ \mu\text{m}$  y  $14\ \mu\text{m}$ . Todos los cuerpos emiten cierta cantidad de radiación de cuerpo negro (en forma infrarroja) en función de

su temperatura. Generalmente, los objetos con mayor temperatura emiten más radiación infrarroja que los que poseen menor temperatura, FLIR, (2015)

Las imágenes se visualizan en una pantalla, y tienden a ser monocromáticas, porque se utiliza un sólo tipo de sensor que percibe una particular longitud de onda infrarroja. Las áreas más calientes de un cuerpo en blanco y las menos en negro, y con matices grises los grados de temperatura intermedios entre los límites térmicos.

Sin embargo, existen otras cámaras infrarrojas que se usan exclusivamente para medir temperaturas y procesan las imágenes para que se muestren coloreadas, porque son más fáciles de interpretar con la vista. Pero esos colores no corresponden a la radiación infrarroja percibida, sino que la cámara los asigna arbitrariamente, de acuerdo al rango de intensidad de particular longitud de onda infrarroja, por eso se llaman falsos colores o pseudocolores.

Los falsos colores tienen varias aplicaciones, como las cartográficas, pues describen las diferentes alturas del relieve de un mapa: De color azul las partes más frías, que comúnmente son las más altas, y de color rojo las más calientes, que son las más bajas; las partes intermedias en altura, y por tanto en temperatura, en otros colores como el amarillo y el anaranjado.

En la figura 10 se puede observar a un grupo de ingenieros ingresando los valores de operación de la cámara termográfica para su correcto funcionamiento.

Figura 10. **Ingenieros utilizando una cámara termográfica**



Fuente: EEGSA, *Termografía en subestación Rodríguez Briones*. Consulta: 20 de septiembre de 2017.

#### **7.4. Dron**

Un vehículo aéreo no tripulado (VANT), UAV (Unmanned Aerial Vehicle) o dron es una aeronave que vuela sin tripulación. Aunque hay VANT de uso civil, también son usados en aplicaciones militares, donde son denominados vehículo aéreo de combate no tripulado,UCAV por su nombre en inglés. Para distinguir los VANT de los misiles, un VANT se define como un vehículo sin tripulación reutilizable, capaz de mantener de manera autónoma un nivel de vuelo controlado y sostenido, y propulsado por un motor de explosión o de reacción, Pinto. R (2010). Por tanto, los misiles de crucero no son considerados VANT porque, como la mayoría de los misiles, el propio vehículo es un arma que no se puede reutilizar, a pesar de que también es no tripulado y en algunos casos guiado remotamente.

El uso de aeronaves tiene muchas ventajas como: puede ser manipulada desde un operador en tierra a grandes distancias, permite llegar a lugares de

difícil acceso, o áreas conflictivas además permiten reducir costos por el tipo de tareas que pueden desarrollar, incluyendo el salvar vidas humanas.

Actualmente el uso de Drones se ha expandido a tal punto que muchas empresas los utilizan para hacer inspecciones desde una ubicación remota o para llevar cargas de un punto a otro. En el área eléctrica los Dron han permitido realizar inspecciones en donde antes era necesario llevar una grúa de canasta con un técnico que realizara la inspección corriendo el riesgo de contacto eléctrico ahora basta con solo unos minutos para poner el Dron en vuelo y realizar la inspección con una vista aérea en alta definición.

Una de las ventajas que permiten los Dron es su amplia gama de cámaras adaptables, ya que van desde una cámara convencional que permite tomar video y fotografías en alta resolución hasta cámaras termográficas que permiten vistas aéreas involucrando estados de calor, para nuestro caso se utilizaran todas las cámaras posibles que permitan establecer el estado de los elementos eléctricos de la red de transmisión.

Figura 11. **Inspire1 DJI**



Fuente: DJI. *Inspire1*. Consulta: 8 de agosto de 2016.

Se muestra el Inspire 1 en la figura 11 con una cámara convencional con una resolución de 4k (3840x2160 píxeles). Este es el primer modelo de DJI el cual tiene la versatilidad de poder intercambiar cámaras como la termográfica.

## **7.5. Mantenimiento**

En términos generales es el conjunto de acciones que se toman para poder mantener el estado óptimo de funcionamiento de cualquier equipo. Además, existen diferentes tipos de mantenimientos basados en diferentes condiciones como lo establece García, S. (2009).

### **7.5.1. Mantenimiento predictivo**

El mantenimiento predictivo permite conocer el estado, e informar la forma en la que operan los equipos, midiendo diferentes valores que son importantes para determinar el estado de funcionamiento de la máquina, Labaien. E & Carrasco. G. (2009).

### **7.5.2. Mantenimiento cero horas (*overhaul*)**

El mantenimiento cero horas u *overhaul* como también se le conoce tiene la finalidad de realizar un conjunto de tareas para determinar el estado de los equipos a determinados intervalos de tiempo programados antes de que ocurra una falla en el equipo o bien antes de que el equipo deje de mostrar la confiabilidad para poder realizar las inspecciones.

Este tipo de mantenimiento consiste en dejar el equipo a cero horas de funcionamiento, como si el equipo fuera nuevo. En las revisiones se sustituyen o reparan piezas que se encuentren desgastadas, el principal objetivo del *overhaul* es mantener la confiabilidad del equipo con una baja probabilidad de

fallo indican, Aguilar. A & Cortés. L, (2009). Este tipo de mantenimiento resulta en uno de los más costosos por el constante cambio de piezas en la máquina.

### **7.5.3. Mantenimiento en uso**

El mantenimiento en uso es básico, es realizado por los mismos operarios de la máquina y consiste en realizar inspecciones visuales y audibles de la máquina, también involucra la toma de datos de la misma, limpieza y lubricación de las piezas de la máquina.

Para poder realizarlo no es necesario contar con un gran conocimiento en mantenimiento, Aguilar. A & Cortés. L, (2009).

### **7.5.4. Mantenimiento preventivo**

El mantenimiento preventivo tiene como finalidad mantener un nivel de productividad constante en los equipos, se realiza a determinados ciclos de trabajos con la finalidad de evitar que falle el equipo. Se realiza antes de que el equipo muestre síntomas de falla, Muñoz, B. (2003).

Figura 12. **Dron sobrevolando líneas de transmisión**



Fuente: TRELEC. *Subestación Marco Juárez, inspección en termografía por dron.* Consulta: 20 de septiembre de 2017.

La figura 12 muestra un dron multirotor inspeccionando la línea de transmisión mediante una cámara termográfica, se puede observar que la cámara apunta a los aisladores de conexión de la línea para identificar puntos calientes que puedan provocar un fallo del aislamiento.

#### **7.5.5. Mantenimiento correctivo**

El mantenimiento correctivo se realiza cuando el equipo ya mostro falla y es necesario recurrir al cambio de piezas o hacer las reparaciones necesarias, aunque el tiempo para realizarlo es muy poco debido a que ocurre de imprevisto y se necesita poner en marcha la máquina lo más pronto posible, RENOVETEC, (2009).

## **7.6. Unidades constructivas de la red de distribución de energía eléctrica**

Una unidad constructiva es un conjunto de elementos que funcionan en conjunto para que la red de distribución pueda operar en óptimas condiciones. Una unidad puede estar constituida por: Pararrayos, aisladores, bajadas a tierra, conductores eléctricos, postes, herrajes.

### **7.6.1. Pararrayos**

Un pararrayos es un dispositivo que se encarga de proteger las instalaciones eléctricas de las descargas electro atmosféricas, atrae los rayos y se encarga de drenarlos a tierra permitiendo que no ocurran daños en las instalaciones o las redes de distribución.

Básicamente su construcción no ha cambiado desde que se inventaron, están compuestos por: un electrodo que es el encargado de atraer el rayo, un cable conductor por el que viajara el rayo y una puesta a tierra, que es la que descarga el rayo en la tierra.

Los pararrayos utilizados en la red de distribución utilizan un polímero que se encarga de aislar el interior, por lo general el interior está compuesto de óxido de zinc sin explosores, rodeado de resina epoxi-fibra todo sellado herméticamente para eliminar el aire.

Existen pararrayos de capacidad desde 5 kA hasta 100 kA para media tensión, en la figura 13 se observa un pararrayos, en vertical tal cómo quedan instalados en el poste o en donde se requiera instalar.

Figura 13. **Pararrayo**



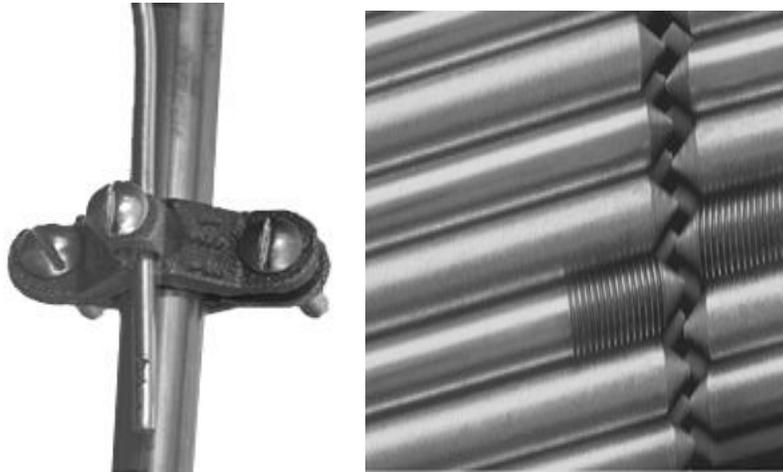
Fuente: COOPER. *Surge protection fusing*. Consulta: 13 de agosto de 2016.

### **7.6.2. Electrodo de barra de tierra**

Una puesta a tierra no es más que un electrodo o varilla que se introduce en la tierra para poder drenar las sobre corrientes que se puedan dar en una conexión eléctrica o bien que sean producto de descargas electro atmosféricas. Por lo general se hace un estudio previamente para poder determinar la resistividad de la tierra y así poder calcular el número de picas o varillas que sean necesarias para poder drenar las sobre corrientes.

A continuación, en la figura 14, se observa una varilla de puesta a tierra del lado izquierdo y del lado derecho la varilla en conjunto con la grapa de acople que conecta con el conductor que baja directamente desde el transformador.

Figura 14. **Bajada a tierra, electrodo**



Fuente: COOPER. *Varillas de puesta a tierra y abrazaderas de tierra tipo vara*. Consulta: 13 de agosto de 2016.

### **7.6.3. Postes para tendido eléctrico**

Por lo general los más utilizados son los postes de madera y los de concreto, son los que más se utilizan en el mercado. Existen otros tipos como los de polímero que se pueden armar por parte y los de metal galvanizado que también se pueden armar por partes.

Por lo general los postes de madera son más utilizados para colocarse en zonas de difícil acceso donde no pueda ingresar un camión para la colocación de uno de concreto. La facilidad de los postes de madera es que pueden ser cargados por personas y llevados hasta el punto de colocación. Hace algunos años los postes de madera eran los más utilizados para la red de distribución.

Los postes que con mayor frecuencia se utilizan son los de concreto, son más duraderos y soportan más tensión mecánica por su forma de fabricación.

Existen diferentes clases y alturas, según sea los elementos que soportará y donde será colocado. En la Figura 15 se observan varios postes después de salir del horno de fabricación, esperando ser recogidos para su posterior instalación.

Figura 15. **Postes para tendido eléctrico**



Fuente: EUROBAU. *Postes de concreto para tendido eléctrico*. Consulta: 16 de agosto de 2016.

#### **7.6.4. Conductores eléctricos**

Los conductores eléctricos son los encargados de transportar la energía eléctrica hasta su punto de despacho. En un principio los conductores eléctricos eran de cobre, pero tenían un alto costo y eran propensos al hurto, por lo que luego se crearon los conductores de aluminio los cuales son más baratos y cuentan con características similares a los de cobre.

Existen una amplia gama de conductores, pero los más utilizados son los: ACSR, AAAC, AAC y ACAR. Todos tienen como elemento principal el aluminio, variando en el elemento que utilizan en su núcleo para ser tensado.

Figura 16. **Conductor de aluminio para tendido eléctrico**



Fuente: UNELSAC. *Conductores de aluminio desnudo*. Consulta: 15 de agosto de 2016.

En la figura 16 se puede observar cómo se van colocando más hilos conductores dependiendo del calibre del conductor.

#### **7.6.5. Herrajes**

Los herrajes no son más que todos los elementos metálicos que sirven para realizar las: conexiones, uniones, soportes y guías entre los elementos que conforman las unidades constructivas de la red de distribución.

La calidad es de gran importancia para que los elementos y equipos que se sujeten tengan la solides y confiabilidad que no ocurrirá una falla de la estructura, por ejemplo: para sujetar el transformador al poste es necesario contar con herrajes de alta calidad que soporten el peso de los transformadores y además lo mantengan sujeto al poste.

Figura 17. **Herrajes para conexiones eléctricas**



Fuente: TECSAGA. *Diferentes tipos de herrajes y abrazaderas*. Consulta: 15 de agosto de 2016.

En la figura 17 se pueden observar diversos herrajes que conforman una unidad constructiva del tendido eléctrico, se pueden observar: grapas, abrazaderas, juntas, extensiones, tensores, etc.

#### **7.6.6. Aisladores eléctricos**

Los aisladores eléctricos son los elementos que permiten mantener separados las líneas vivas o energizadas de los elementos que sirven de soporte o de transformación.

Existe una amplia variedad de aisladores y dependiendo del nivel de tensión al cual estarán sometidos así será el material a elegir, algunos de ellos son: de vidrio, de polímero, de porcelana o de baquelita. Por lo general vienen en formas de discos, y se colocan en cadenas para poder alcanzar la distancia de libranza y la capacidad de corriente de fuga segura.

Figura 18. **Aisladores para conexiones eléctricas**



Fuente: Inversionessantely. *Variedad de aisladores*. Consulta: 16 de agosto de 2016.

En la figura 18 se observa varios aisladores del tipo pin, por lo general el conductor es colocado encima o alrededor.

### **7.7. Transportista**

En Guatemala el sector eléctrico se divide en tres sectores los cuales son: generador, transportista y distribuidor. Los transportistas son los encargados de llevar la energía eléctrica desde el punto de generación hasta la subestación de

transformación en donde finalmente se reducirá el nivel de tensión para ser distribuida al usuario final. En Guatemala existen diversas transportistas las cuales son: Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A. (TRECASA), Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE (ETCEE), Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A. (RECSA), Empresa Propietaria de la Red, S.A (EPR), Transmisora de Energía Renovable, S.A. (TRANSNOVA), Transporte de Electricidad de Occidente (TREO), DUKE Energy Internacional Transmisión Guatemala, Limitada, datos por AMM, (2017).

#### **7.7.1. Norma técnica de diseño y operación del sistema de transporte (NTDOST)**

El objetivo de esta norma busca establecer las disposiciones, criterios y requerimientos mínimos para asegurar que las mejoras y expansiones de las instalaciones del servicio de transporte de energía eléctrica, se diseñen y operen, garantizando la seguridad de las personas, bienes y calidad del servicio. NTDOST, Capítulo I, Art. 1. 2010.

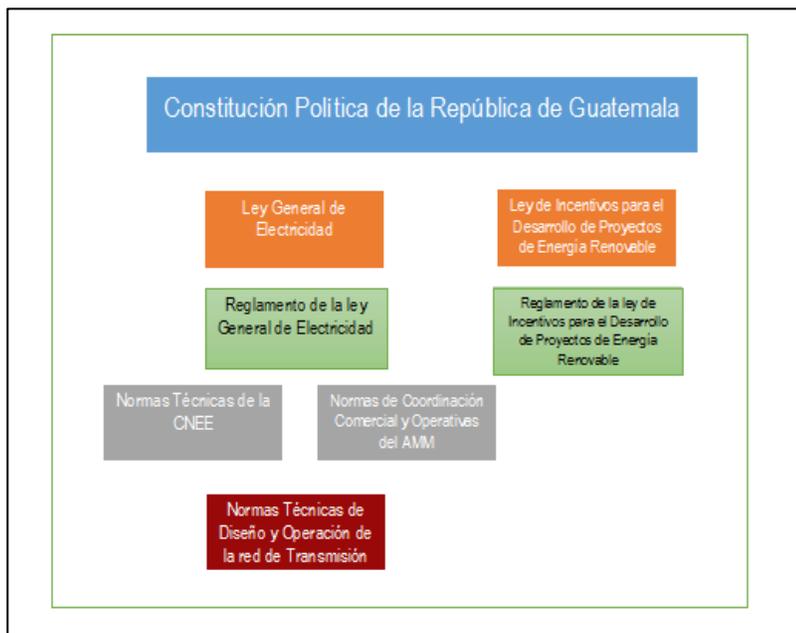
La NTDOST fue aprobada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) que es el ente regulador del sector eléctrico guatemalteco. Es importante resaltar que la norma es de aplicación en La República de Guatemala, para todas las personas individuales y jurídicas, y en caso de emergencia se puede exceptuar la norma siempre y cuando la transportista se responsabilice de la seguridad de las personas y bienes por otros medios, al finalizar la emergencia se deberá adecuar las instalaciones a los requerimientos de la norma.

Dentro del marco legal la CNEE, tiene la obligación de emitir los lineamientos y normas que permitan el correcto funcionamiento de las

instalaciones del sector eléctrico. Recordando que la Ley General de Energía Eléctrica se establece a partir de la deficiencia del sector eléctrico al no satisfacer la demanda de la población y como una medida de desmonopolizar el sector, consolidando a partir de 1996 los tres sectores: Generación, Transporte y Distribución, y aclarando que a partir de la fecha se permite la inversión que permita el desarrollo integral del país. *Marco Legal del Sub Sector Eléctrico de Guatemala, Compendio de Leyes y Reglamentos, Ley General de Electricidad, 1996.*

En la figura 19 se establece el orden jerárquico en el cual se desarrolló el marco eléctrico en Guatemala, partiendo de los artículos establecidos para el bienestar y resguardo de la población en la Constitución Política de la República de Guatemala.

Figura 19. **Marco legal del subsector eléctrico en Guatemala**



Fuente: elaboración propia.

## **7.8. Normas técnicas eléctricas**

Las normas eléctricas son las bases con los requerimientos mínimos que debe de cumplir cualquier dispositivo eléctrico para operar y permita su buen funcionamiento. Las normas fueron creadas para que cualquier fabricante como el consumidor puedan utilizar los equipos sabiendo que cumplirán con las funciones establecidas y creados bajo estándares de calidad que garanticen su buen funcionamiento.

En Guatemala no existe una institución cuya finalidad sea establecer estándares de calidad y de construcción para equipos eléctricos, posiblemente porque el desarrollo industrial del país aún no ha llegado a desarrollar y construir dispositivos eléctricos. Por motivo la mayoría de los equipos eléctricos que existen en el país están contruidos bajo normas estadounidenses, las cuales son de uso internacional y usadas en varios países. A continuación, se darán a conocer algunas de las instituciones que fueron creadas para realizar las normas internacionales eléctricas:

### **7.8.1. National Electrical Code (NEC)**

El National Electrical Code son estándares estadounidenses para alumbrado y equipos eléctricos, específicamente en el área de instalaciones eléctricas, además pertenece a la serie de normas de prevención de incendios publicada por la *National Fire Protection Association (NFPA)*, NEC, (2017).

### **7.8.2. International Electrotechnical Commision (IEC)**

Fundada en 1906, IEC es la organización líder mundial en la preparación y publicación de estándares internacionales para todas las tecnologías eléctricas, electrónicas y relacionadas. International Electrotechnical Commission, (2017).

La IEC está conformada por varias empresas, industria y gobiernos los cuales se reúnen para debatir y desarrollar estándares que permitan operar cualquier dispositivo que use elementos electrónicos.

### **7.8.3. American National Standards Institute (ANSI)**

El American National Standards Institute supervisa la creación, promulgación, y uso de miles de normas y directrices que afectan directamente a las empresas en casi todos los sectores. Se encarga en supervisar desde dispositivos acústicos hasta dispositivos para la distribución de energía. ANSI, (2017).

El objetivo por el cual fue creado es para mejorar la competitividad de las empresas de EE.UU. y la calidad de vida de este país promoviendo y facilitando normas voluntarias de consenso y sistemas de evaluación de la conformidad, salvaguardado su integridad.

### **7.8.4. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)**

La IEEE, es una asociación dedicada a promover la innovación y la excelencia tecnológica en beneficio de la humanidad, y es la sociedad técnica profesional más grande del mundo. Está diseñada para servir a profesionales involucrados en todos los aspectos de los campos eléctrico, electrónico, de computación y áreas relacionadas de la ciencia y la tecnología que subyacen a la era moderna, IEEE (2017).

La IEEE se remonta a 1884 cuando el desarrollo de la electricidad inicio, en su momento su predecesor fue la American Institute of Electrical Engineers pero no fue hasta que se fusiono con el Institute of Radio Engineers en 1963 que se convirtió en el Institute of Electrical and Electronics Engineers. Al año

2017 es la sociedad de ingeniería más grande a nivel mundial con más de 250,000 miembros.

La IEEE desarrolla normas con sus 31 comites tecnicos y sociedades profesionales en diversas materias como los son la radiodifusión y comunicación, practicas eléctrica para la industria, instrumentación y medición, aisladores y aislamiento, aparatos magnéticos, motores y generadores, energía nuclear, aparatos y sistemas de potencia, grabación, símbolos y unidades y transmisión y distribución eléctrica.

Sin duda alguna la IEEE se ha convertido en una de las instituciones con más relevancia a nivel mundial, debido a las buenas practicas que realiza, es por ello que la IEEE es miembro y participa activamente en el trabajo del ANSI y en cada una de las organizaciones administrativas de la ANSI.

#### **7.8.5. National Electrical Manufacturers Association (NEMA)**

NEMA es la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos y define un producto, proceso o procedimiento con referencia a uno más de los siguientes: nomenclatura, composición, construcción, Dimensiones, tolerancias, seguridad, características de funcionamiento, actuación, calificaciones, pruebas, y el servicio para el cual fueron diseñadas.

Además, es la organización más grande de fabricantes de productos eléctricos de Estados Unidos y sus 500 compañías miembros nacionales.

## **7.9. Pruebas en transformadores**

Durante la puesta en servicio y en el transcurso de la vida del transformador es importante conocer el estado y el funcionamiento del transformador, debido a que muchos factores pueden influir en el cambio de los parámetros óptimos.

Por otro lado, conocer el estado de cada elemento que conforma el transformador nos permite tomar acciones que permitan prolongar la vida útil del mismo, y no solo del transformador, sino que además nos da indicadores del comportamiento de la red debido a que los eventos que ocurren en operación también repercuten en la operación de las protecciones del transformador y pueden ocasionar daños irreparables en el transformador.

Las pruebas que a continuación se listan son algunas de las pruebas que la IEEE dicta para conocer el funcionamiento de los transformadores y queda a criterio de cada institución llevarlas a cabo.

### **7.9.1. Normas IEEE, requisitos generales para sistemas de distribución en régimen de inmersión en líquido, potencia y transformadores de regulación**

#### **7.9.1.1. Norma IEEE C57.12.00-2010**

Esta norma describe los requisitos eléctricos y mecánicos para transformadores de potencia y distribución sumergidos en líquido, autotransformadores y transformadores de regulación; mono y polifásicos con voltajes de 601 V o más en el bobinado de mayor voltaje.

Esta norma es una base para el establecimiento del rendimiento, y se describen los requisitos de intercambiabilidad eléctrica y mecánica limitados del equipo y una base para la elección adecuada de dichos equipos.

Los requisitos de esta norma se aplican a todos los transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquido aislante, IEEE (2017).

#### **7.9.1.2. IEEE Std 62-1995 Guía para el campo de diagnóstico: prueba de aparatos de energía eléctrica; transformadores de potencia llenos de aceite, reguladores y reactores**

La norma IEEE std 62 – 1995 es la guía que describe las pruebas de diagnóstico y las mediciones que se realizan en el campo de los dispositivos de inmersión en aceite como transformadores de potencia y reguladores. Las pruebas se presentan sistemáticamente en categorías según el subsistema de la unidad examinada. IEEE (2017).

A continuación, se listan las pruebas que la norma lista para transformadores de potencia llenos de aceite, reguladores y reactores:

##### **7.9.1.2.1. Devanados**

Para los devanados existen las pruebas de:

- Resistencia de devanados
  - Técnicas de medición de la resistencia del conductor
    - Método de voltímetro – amperímetro
    - Método de puente o microohmiómetro

- Relacion/polaridad/fase
  - Medida de polaridad del transformador
    - Medida de la polaridad del transformador por patada inductiva.
    - Medida de la polaridad del transformador por voltaje alterno.
    - Polaridad de transformadores polifásicos.
  - Conjunto de prueba de relación de vueltas del transformador
    - Método del voltímetro.
    - Medición de relación utilizando un puente de capacitancia y factor de potencia.
- Corriente de excitación
  - Efectos del magnetismo residual
  - Métodos de la desmagnetización
- Impedancia de corto circuito
  - Prueba de impedancia de un transformador monofásico.
  - Prueba de impedancia de un autotransformador.
  - Prueba de impedancia de un trifásico de dos devanados.
  - Prueba de impedancia de un trifásico de tres devanados.
  - Prueba de impedancia de un autotransformador con bobina terciaria.
- Resistencia de aislamiento
  - Prueba de índice de polarización
- Capacitancia, factor de potencia y factor de disipación
  - Capacitancia

- Factor de potencia y factor de dispersión
- Tensión de prueba
- Factores ambientales
- Prueba de voltaje inducido
  - Procedimientos de pruebas preliminares
  - Precauciones especiales antes de la prueba
  - Prueba previa al factor de potencia
  - Prueba de voltaje inducido
- Detección de descargas parciales
  - Tensión de influencia de radio (RIV)
  - Descarga parcial (PD)
  - Técnicas acústicas

#### **7.9.1.2.2. Bushings**

Para los *bushings* existen las siguientes pruebas según la Std 62-1995:

- Inspección visual
- Nivel de aceite
- Capacitancia, factor de potencia y factor de dispersión
- Descargas parciales (PD)

#### **7.9.1.2.3. Para el aceite de transformadores (mineral)**

Para el aceite de transformadores existen las siguientes pruebas según la Std 62-1995:

- Acidez, numero de neutralización, ASTM D 974-92
- Color, ASTM D 1524-84
- Fuerza dieléctrica, ASTM D 877-87, Y ASTM D 1816-84S
- Gas disuelto, ASTM D 3612-93
- Tensión Artificial (IFT), ASTM D 971-91
- Conteo de partículas
- Factor de potencia, ASTM D 924-92
- Contenido de bifenilo policlorado (PCB), ASTM D 4059-91
- Condición de lodo, ASTM D 1698-84
- Visual, paleta de colores
- Contenido de agua, ASTM D 1533-88
- Gravedad específica, ASTM D 1298-85

#### **7.9.1.2.4. Cambiadores de tomas**

Para los cambiadores de toma existen las siguientes pruebas según la Std 62-1995:

- Procedimientos generales de inspección para LTC.
- Procedimientos de inspección específicos para LTC.
- Cambiadores de tomas para procedimientos de inspección general sin uso de energía.
- Reguladores de voltaje.

#### **7.9.1.2.5. Núcleo**

Para el núcleo de transformadores existen las siguientes pruebas según la Std 62-1995:

- Resistencia de aislamiento del núcleo y pruebas inadvertidas de tierra
- Ubicación de un núcleo inadvertido

#### **7.9.1.2.6. Tanques y dispositivos asociados**

Para los tanques y dispositivos asociados existen las siguientes pruebas según la Std 62-1995:

- Conservadores
- Sistemas de enfriamiento
  - Controles del ventilador de enfriamiento
  - Rotación de ventiladores de refrigeración
  - Inspección visual de ventiladores de refrigeración
- Intercambiadores de calor del sistema de enfriamiento
- Bombas del sistema de enfriamiento
  - Rodamientos del sistema de enfriamiento
  - Problemas eléctricos de las bombas de enfriamiento
  - Rotación de bombas de enfriamiento
- Operación de relé detector de falla por gases
- Relé de falla por presión
- Operación del medidor de flujo

- Inspección visual de los indicadores de nivel de líquido
- Calibración visual de los manómetros
- Medidores de temperatura

Estas son las pruebas que la norma ANSI/IEEE Std 62-1995 establece para transformadores, las cuales se aplican dependiendo del tipo de transformador que se tenga en operación. Además la norma establece que se debe de consultar siempre los parámetros que el fabricante establece para cada tipo de elemento eléctrico.

A continuación, se detallan algunas de las pruebas más comunes para transformadores sumergidos en aceite.

### **7.9.2. Prueba de capacitancia y factor de potencia/factor de dispersión**

La medición de capacitancia y de factor de potencia/dispersión ayuda a determinar el aislamiento entre bornes o entre devanados, OMICRON (2017). Un cambio en la capacitancia puede representar que estén ocurriendo desplazamientos mecánicos en los devanados o rupturas parciales en los bornes.

Algo que no se puede eliminar es el envejecimiento y la degradación del aislamiento de los elementos, además de considerar las condiciones climáticas a las cuales está sometido el transformador, por estar a la intemperie es común el ingreso de agua. Sumando todas las condiciones anteriores producen un

aumento en la energía la cual se convierte en calor dentro del aislamiento, a lo cual se le conoce como factor de dispersión.

### **7.9.3. Medición de relación de transformación en el transformador**

Una de las pruebas vitales en transformadores es la de relación de transformación, ya que la prueba da un valor significativo en el voltaje debido a que el voltaje se relaciona con la relación de espiras, SMC (2017). Los cambios en la relación de espiras y las desviaciones en el voltaje están normados en la ANSI/IEEE C57.12.91.

La norma internacional indica que las desviaciones en los niveles de tensión se encuentren en  $\pm 0,5$  % de la relación indicada en la placa de características. Para poder realizar la prueba es necesario que el transformador este desenergizado, debido a que se inyecta bajo voltaje en las bobinas y se toma la medición en las bobinas del otro lado, además esta prueba se realiza en cada fase y en transformadores que tengan varias etapas se requiere que se realice en cada etapa.

### **7.9.4. Medición de corriente de excitación**

La prueba consiste en verificar la corriente que circula por el devanado de alta tensión con el de baja abierto. La corriente obtenida debería de ser similar a la proporcionada por el fabricante en el ensayo de fábrica con el transformador en vacío, esta prueba se basa en la norma ANSI/IEEE Std. 62-1995.

### **7.9.5. Medición de impedancia en corto circuito**

El propósito del ensayo o prueba de cortocircuito tiene varias funciones: determinar las pérdidas de los devanados, las pérdidas de voltaje en el secundario cuando el transformador está trabajando normalmente y medir la impedancia del transformador principalmente, Unicrom, (2016).

Para poder realizar este ensayo es necesario colocar la bobina de secundario del transformador en cortocircuito y luego alimentar la bobina del primario con una fuente de tensión regulable, debido a que se inicia con un nivel de tensión de 0 V, hasta alcanza un nivel de tensión que permita los niveles nominales de corriente en ambos bobinados del transformador.

Con los valores nominales de corriente se toma la tensión de alimentación del bobinado primario y se determina la impedancia del transformador mediante fórmulas.

### **7.9.6. Análisis de descargas parciales**

El análisis de descargas parciales consiste en detectar pequeñas descargas que se producen en diferentes medios, por lo general y la más conocida es la de efecto corona, debido a que esta se produce en el medio gaseoso (aire) y puede ser perceptible al oído humano, Inducor, (2010).

No solo existen descargas parciales en un medio gaseoso, se pueden dar en líquidos, como el aceite dieléctrico que se encuentra dentro de los transformadores. Debido a que el aceite se encuentra dentro del transformador, las descargas son imperceptibles al oído humano, por ello es necesario utilizar equipo especial como el los de ultrasonido.

La importancia de encontrar las descargas parciales radica en evitar la ruptura de un elemento producto de un cortocircuito, ya que las descargas parciales son producto de la pérdida de aislamiento en los elementos.

#### **7.9.7. Análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA)**

Este ensayo consiste en determinar la curva de respuesta del conjunto equivalente eléctrico / dieléctrico / magnético / mecánico del transformador. Garcia. A (2005). Para realizar el ensayo existe dos técnicas: técnica de barrido de frecuencia y técnica de pulso.

En la técnica de barrido de frecuencia se utiliza un generador de barrido de baja tensión el cual esta sincronizado con un medidor de nivel que para cada fase registra su curva de respuesta en frecuencia. La curva que se obtiene relaciona en el eje horizontal la frecuencia y en el eje vertical las atenuaciones de la fase.

Mientras que la técnica de pulso inserta un pulso rápido de ~500V al transformador y se recoge el mismo tanto en la entrada como en la salida de cada fase. La prueba de frecuencia de barrido se basa en la norma IEEE C57-159/D5.

#### **7.9.8. Resistencia de devanados**

Los transformadores son dispositivos que están sometidos a esfuerzos constantes provocados por diversos factores: la temperatura, las vibraciones, los esfuerzos mecánicos y los esfuerzos eléctricos. Por lo general son los bobinados los que sufren la mayor parte de los esfuerzos debido a que estos son los que conducen las corrientes que dan origen al efecto electromagnético.

La prueba de resistencia en devanados sirve para saber el estado en el cual se encuentran, ya que da los valores como:

- Pérdidas en los conductores (espiras)
- Cálculo de la temperatura en operación
- Pérdidas en el aislamiento

Además, nos permite determinar si ocurre un problema entre bobinas, debido a que también se realiza la prueba de resistencia entre bobinas, entiéndase entre el lado primario y el secundario, estas pruebas se basan en la normativa ANSI/IEEE Std. 62 - 1995. M&P, (2012).

## 8. PROPUESTA DE ÍNDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

LISTA DE SÍMBOLOS

GLOSARIO

RESUMEN

PLANTEAMIENTO DE PROBLEMA

OBJETIVOS

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

INTRODUCCIÓN

### 1. MARCO TEÓRICO

#### 1.1. Subestaciones eléctricas

1.1.1. Subestación de maniobra

1.1.2. Subestación de transformación

#### 1.2. Transformador

1.2.1. Transformador de potencia

1.2.1.1. Aisladores tipo *bushing*

1.2.1.2. Relé buchholz

1.2.1.3. Cuba de transformador

1.2.1.4. Devanado de transformador

#### 1.3. Cámara termográfica

#### 1.4. Dron

#### 1.5. Mantenimiento

1.5.1. Mantenimiento predictivo

1.5.2. Mantenimiento cero horas (*overhaul*)

1.5.3. Mantenimiento en uso

- 1.5.4. Mantenimiento preventivo
- 1.5.5. Mantenimiento correctivo
- 1.6. Unidades constructivas de la red de distribución de energía eléctrica
  - 1.6.1. Pararrayos
  - 1.6.2. Electrodo de barra de tierra
  - 1.6.3. Postes para tendido eléctrico
  - 1.6.4. Conductores eléctricos
  - 1.6.5. Herrajes
  - 1.6.6. Aisladores eléctricos
- 1.7. Transportista
  - 1.7.1. Norma técnica de diseño y operación del sistema de transporte (NTDOST)
- 1.8. Normas técnicas eléctricas
  - 1.8.1. National Electrical Code (NEC)
  - 1.8.2. International Electrotechnical Commission (IEC)
  - 1.8.3. American National Standards Institute (ANSI)
  - 1.8.4. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)
  - 1.8.5. National Electrical Manufacturers Association (NEMA)
- 1.9. Pruebas en transformadores
  - 1.9.1. Normas IEEE, requisitos generales para sistemas de distribución en régimen de inmersión en líquido, potencia y transformadores de regulación
    - 1.9.1.1. Norma IEEE C57.12.00-2010
    - 1.9.1.2. IEEE Std 62-1995 Guía para el campo de diagnóstico: prueba de aparatos de energía eléctrica; transformadores de potencia llenos de aceite, reguladores y reactores
      - 1.9.1.2.1. Devanados
      - 1.9.1.2.2. *Bushings*

- 1.9.1.2.3. Para el aceite de transformadores (mineral)
- 1.9.1.2.4. Cambiadores de tomas
- 1.9.1.2.5. Núcleo
- 1.9.1.2.6. Tanques y dispositivos asociados
- 1.9.2. Prueba de capacitancia y factor de potencia/factor de dispersión
- 1.9.3. Medición de relación de transformación en el transformador
- 1.9.4. Medición de corriente de excitación
- 1.9.5. Medición de impedancia en corto circuito
- 1.9.6. Análisis de descargas parciales
- 1.9.7. Análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA)
- 1.9.8. Resistencia de devanados

## 2. DIAGNÓSTICO

## 3. DESARROLLO E INVESTIGACIÓN

## 4. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

## 5. PLAN DE MANTENIMIENTO

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

ANEXOS



## **9. METODOLOGÍA**

### **9.1. Diseño**

El diseño de investigación es del tipo experimental debido a que es una realidad poco estudiada por ser de los primeros Transformadores de potencia de una capacidad de 25/38 MVA alimentado directamente de 230KV y en TRELEC el primero de su tipo. Por eso se realizarán pruebas específicas a los elementos que conforman el transformador para tener un rango de parámetros satisfactorios con los que puedan ser comparados los obtenidos cada vez que se realice mantenimiento.

### **9.2. Tipo de estudio**

El tipo de estudio es de carácter descriptivo y explicativo, se compone de dos etapas, la primera consta de la investigación y recolección de datos descriptivos y documentales que avalen y permitan formar un panorama de los datos y variables que constituirán el plan estratégico y servirán de base para futuros mantenimientos.

La segunda etapa es el análisis y elaboración del plan estratégico de mantenimiento de la subestación, en el cual se pondrá en evidencia las herramientas adquiridas en la maestría de mantenimiento incluyendo un estudio económico que respalde la importancia de contar con un plan de mantenimiento preventivo.

### **9.3. Alcance**

La investigación abarca la toma de datos cualitativos mediante pruebas en campo para poder determinar valores que permitan fijar parámetros de operación los cuales sirvan de referencia para los técnicos que tendrán a su cargo realizar el mantenimiento de la subestación. El proyecto finalizará cuando se haya diseñado y desarrollado toda la gestión adecuada para poder realizar el mantenimiento y que cumpla con la normativa que se exige para el diseño y operación de una subestación, NTDOST.

### **9.4. Datos y variables**

#### **9.4.1. Datos**

Es importante contar con los parámetros recomendados del fabricante, porque permitirán tener un criterio sobre los valores en los que deben de encontrarse los parámetros a medir, además de tener en cuenta las condiciones climáticas en las cuales se operará la subestación, y el nivel de carga al cual estará sometido el transformador, debido a que influye en la operación bajo régimen forzado. Entre los parámetros a medir están los siguientes:

- Niveles de aislamiento
- Descargas parciales por pérdida de aislamiento
- Tiempos de apertura ante falla
- Nivel de humedad en el transformador
- Estado del aceite
- Tiempos de enfriamiento
- Medición de capacitancia y factor de potencia/factor de disipación
- Prueba de resistencia a devanados

- Pruebas de relación de transformación
- Niveles de contaminación en elementos
- Temperatura de operación en elementos
- Efecto corona

#### **9.4.2. Variables**

Para la propuesta del y estrategia del plan de mantenimiento es necesario conocer y analizar variables que influyen en la operación de la subestación y que caracterizan su funcionamiento. Entre ellas están:

- Demanda de carga al que estará sometido el transformador
- Tiempos de máxima operación al día
- Nivel de contaminación al cual estará sometido
- Cantidad de paros por mantenimiento anual
- Especificaciones de sistemas de protección

#### **9.5. Fases**

En este apartado se exponen las fases correspondientes para desarrollar la gestión adecuada para el mantenimiento.

##### **9.5.1. Primera fase: revisión documental**

La etapa corresponde al abastecimiento de datos e información que permita generar un panorama de los puntos a revisar dentro de la investigación y los datos a recolectar en campo, además de brindar referencias de los posibles valores que se puedan encontrar en la etapa de muestreo. Es

importante que en esta fase se investiguen los posibles instrumentos de recolección de información para establecer bases de inspección.

### **9.5.2. Segunda fase: muestreo**

En la primera fase del proyecto se tomará la muestra de datos que permitan mediante una media estadística fijar los valores que conformaran los parámetros de comparación para los futuros mantenimientos. Los valores se tomarán realizando mediciones en campo, considerando las variables anteriormente definidas, debido a que las variables podrían causar una desviación en los valores.

Para tomar los valores se conformará un equipo de técnicos con equipo especializado, para resguardar la integridad física de los mismos además se les debe brindar el equipo de protección personal adecuado que cumpla con los requerimientos mínimos para los niveles de tensión a los cuales estarán expuestos.

### **9.5.3. Tercera fase: revisión y evaluación**

La segunda etapa es el procesamiento de datos recolectados en la etapa de muestreo, los datos se usarán para realiza una media estadística que permita identificar una desviación que pueda resultar debido a las variables en operación de la subestación. Una vez se tengan los valores se deben de comparar con los valores recomendados por el fabricante y evaluar si corresponden a los parámetros establecidos, de lo contrario se deberá realizar un segundo muestreo para identificar cuál de los dos valores de deberán de tomar para el manual de mantenimiento.

#### **9.5.4. Cuarta fase: diseñar el mantenimiento**

La tercera etapa corresponde al diseño propiamente del mantenimiento, una vez definidos los valores en la fase anterior se utilizarán ahora como base para elaborar las recomendaciones y parámetros de operación en los cuales se debe de encontrar la subestación para su funcionamiento óptimo.

Además, se determinarán las recomendaciones para uso de las nuevas herramientas de inspección, en base a los observado y experimentado en la fase de muestreo, quedando como los lineamientos técnicos del equipo.

#### **9.6. Instrumento de recolección de información**

El instrumento de recolección es la herramienta que servirá para anotar los valores obtenidos en las inspecciones en campo y servirá para anotar las observaciones del comportamiento de las herramientas de inspección en el proceso de recolección. El instrumento se muestra en anexos.



## 10. TÉCNICAS DE ANÁLISIS

Para la determinación de los valores que se utilizarán como parámetros del mantenimiento se utilizara estadística descriptiva con la cual se determinará la media y la desviación estándar de los valores, los cuales podrán variar en base a las variables descritas en inciso 9. Para el análisis de los historiales de falla se utilizará una distribución de Weibull para determinar la tasa de fallos que puede tener la subestación a lo largo del tiempo.

Por otra parte, se tomará en consideración las recomendaciones del fabricante como la base para moldear el plan de mantenimiento, debido a que si un equipo llegara a fallar dentro del tiempo de garantía el fabricante determinara si se siguieron sus recomendaciones y si se llega determinar que fue por negligencia del usuario la culpa de la falla caerá en el responsable del mantenimiento de la subestación.

Otro punto importante que formara parte del análisis del proyecto es el consumo y demanda de la subestación, debido a que se encuentra en un sector industrial y la mayoría de los usuarios a los que abastece son grandes usuarios, por tal motivo es importante considerar un crecimiento a lo largo del tiempo que satisfaga la demanda. Para predecir el comportamiento en la demanda se utilizarán modelos de regresión lineal para determinar una función que describa el crecimiento en el tiempo del consumo energético.

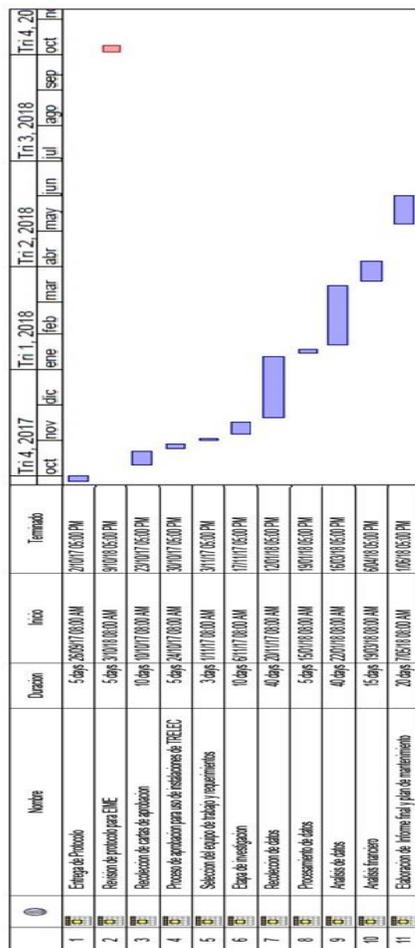
Por último, las herramientas que se utilizaran para realizar las inspecciones del mantenimiento como: Cámara termográfica, Dron, UVOLLE deberán cumplir con las distancias mínimas establecidas en la norma NTDOST

para acercarse a las estructuras energizadas, para que no se produzcan riesgos de fallos por inducción en las herramientas o el peor de los casos corto circuito dentro de la subestación.

## 11. CRONOGRAMA

A continuación, se muestra el cronograma de actividades a seguir para llevar a cabo el proyecto, indicando la cantidad de días necesarios para lograr cada actividad.

Figura 20. Diagrama de Gantt



Fuente: elaboración propia.



## 12. RECURSOS NECESARIOS Y FACTIBILIDAD DEL ESTUDIO

A continuación, se detallarán los recursos necesarios para llevar a cabo el estudio y plan de mantenimiento en la subestación:

Tabla I. Recursos necesarios

Ítem	Costo (por mes)	Tiempo (meses)	Total (Quetzales)
<b>Recurso humano</b>			
Asesor	Q. 200,00	6	Q. 1,200,00
Estudiante	Q. 1 000	6	Q. 6,000.00
<b>Materiales, equipo e insumos</b>			
Energía eléctrica	Q. 50,00	6	Q. 300,00
Teléfono celular e internet	Q. 100,00	6	Q. 600,00
Computadora	Q. 7 500	1	Q. 7,500
Impresora	Q. 600	1	Q. 6,000
Material de librería	Q. 100,00	2	Q. 200,00
Gasolina	Q. 350	6	Q. 2,100
Equipo dieléctrico para subestación	Q. 1 500,00	1	Q. 1,500.00
Cámara termográfica (activo de la empresa)	Q. 95 000	1	Q. 95,000
Cámara UVOLLE (activo de la empresa)	Q. 120 000	1	Q. 120,000
Dron con cámara termográfica (activo de la empresa)	Q. 12 000	2	Q. 24,000
Capacitación para el uso básico del equipo	Q. 5 000	1/3	Q. 5,000
Ensayos en transformador de potencia (realizado bajo especificaciones de TRELEC y otorgado por ellos)	Q. 1 000	5	Q. 5,000
<b>Total del proyecto</b>			<b>Q. 274 400,00</b>

Fuente: elaboración propia.

Todos los parámetros de las mediciones realizadas a los elementos de la subestación están regidos bajo las normas de la comisión nacional de energía eléctrica (CNEE) y bajo los estándares que recomiendan los proveedores de TRELEC, además de ser supervisados por personal capacitado de TRELEC.

### **12.1. Factibilidad del estudio**

La información necesaria para realizar el proyecto está presente dentro del *campus* central de la Universidad de San Carlos. La mayoría de la información es de carácter público o según solicitud sin mayor inconveniente. Los costos que se pueden observar en la Tabla III son factibles para el estudiante de postgrado, pueden existir variaciones, pero siempre dentro del rango de lo admisible. Mayormente, es necesaria la realización de cálculos matemáticos y estadísticos de los datos recabados para plantear una propuesta viable.

### 13. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABB, ABB Power Technologies AB Components, (2004). *Aisladores para transformadores, tipo GOB. Guía de instalación y mantenimiento*. Ludvika, SUECIA: Electriacal Components.
2. Aguilar. A & Cortés. L, (2009). *Técnicas de mantenimiento preventivo y correctivo del UPS marca Toshiba*. México DF, México: Universidad Autónoma de México.
3. American National Standards Institute, (ANSI), (2017). About ANSI. Broadway, NY. ANSI – American National Standards Institute. Recuperado de [http:// www.ansi.org](http://www.ansi.org)
4. Amperis, (2007). *Medida de resistencia de bobinados de transformadores*. Lugo, España: Amperis Products S.L.
5. AMM, Administrador del Mercado Mayorista, (2017). *Trasportistas inscritos*. Guatemala, Ciudad de Guatemala.
6. Anónimo, (2016). *Energía eléctrica*. Buenos Aires, Argentina: Bio-Escuela.
7. Anónimo, (2014) *Generación: centrales eléctricas, centrales térmicas, centrales nucleares, centrales hidroeléctricas, centrales solares, parques eólicos, centrales de biomasa*. Madrid, España: Endesa Educa,

8. Blanco, S. S. (2015). *Optimización Integral de Mantenimiento*. Montevideo, Uruguay: Universidade Federal de Viosa.
9. Charles. K & Matthew, N, (2004). *Fundamentos de Circuitos Eléctricos*, México DF, México: MacGraw-Hill Interamericana Editores, S.A de C.V.
10. COMEM, Comem, S.p.A. (2007). *Relé de acumulación de gas del tipo Buchholz según la norma Cenelec EN 50216-2 y Dispositivo de toma de gas*. Montebello, Italy.
11. Comisión Federal de Electricidad (CFE), (2014), *Diseño de Subestaciones Electricas de Distribución en bajo perfil y encapsuladas en SF6*. Ciudad de México, México: Dirección General de Distribución y Abastecimiento de Energía Electrica y recursos Nucleares.
12. Comité Argentino de la Comisión de Integración Energética Regional, (CACIER), (2015). *Gestión de Activos de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Electrica*. Buenos Aires, Argentina: Comisión Argentina.
13. Empresa Distribuidora del Pacifico, S.A. (DISPAC), (2015). *Manual de mantenimiento para redes electricas de Media y Baja tensión*. Chocó, Colombia: Empresa de servicios públicos domiciliarios.
14. FLIR, Flir Comercial Systems, (2015). *Cámaras termograficas para aplicaciones industriales*. Madrid, España.

15. Garcia. A. (2005). *Mantenimiento de los transformadores de potencia*. Madrid, España: Unitronics, S.A.
16. García. S. (2009). *Ingeniería de mantenimiento: Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento industrial*. Madrid, España: Renovetec.
17. Guzmán, O. (2010). *Mantenimiento de Sistemas Eléctricos de Distribución*. Colombia, Guayaquil: Universidad Pirotécnica Salesiana.
18. Hidalgo, J. (2008). *Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en arreglo de barras colectoras de interruptor y medio*. San José, Costa Rica: Universidad de Costa Rica-
19. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), (2017). History of IEEE. New York, NY. IEEE Advancing technology for Huanity. Recuperado de [http://: www.ieee.org](http://www.ieee.org)
20. Inducor, (2010). *Medición y análisis de descargas parciales, Los detectores acústicos por ultrasonido y radiofrecuencias*. Buenos Aires, Argentina: Electrical Testing Group, Inducor Ingenieria.
21. Intenational Electrotechnical Commission, (IEC). (2001). *IEC 62198 – Gestion de riesgos en proyectos*. Sao Paulo, Brazil: IEC – Latin America Regional Centre (IEC – LARC).
22. International Electrotechnical Commission (IEC), (2017). IEC About the IEC. Geneva, Switzerland. International Electrotechnical Commission. Recuperado de [http:// www.iec.ch](http://www.iec.ch)

23. Labaien. E & Carrasco. G. (2009). *Curso sobre mantenimiento predictivo y sus distintas técnicas de aplicación*. San Sebastián Guipuzcoa, España: Predictove.
24. López, M. R. (2015). *Lineamientos de política energética universitaria (propuesta)*. Ciudad de Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
25. López, M. R. (2015). *Sistema de gestión de la energía, mediante la metodología ISO 50001:2011, para la ciudad universitaria, zona 12, Universidad de San Carlos de Guatemala (2015)*. Ciudad de Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.
26. M&P. (2012). *Mantenimiento de transformadores de potencia*. Lima, Perú: M & P Ingenieros SAC.
27. Muñoz. B. (2003). *Mantenimiento Industrial: tecnología de máquinas*. Madrid, España: Universidad Carlos III de Madrid.
28. National Electrical Manufacturers Association (NEMA), (2017). About NEMA standards. NW, Washington D.C. NEMA The Association of Electrical Equipment and Medical Imaging Manufacturers. Recuperado de [www.nema.org](http://www.nema.org)
29. National Electrical Code, (2017). About the NEC. Louisville, KY. National Fire Protection Association. NFPA. Recuperado de [www.nfpa.org](http://www.nfpa.org)

30. NTDOST, (1999). *Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica*. Guatemala, Ciudad de Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
31. Oliveira, Reversart, Bretas, U. Lurinic & H. Lurinic. (2004) *Gestión del mantenimiento en el sector eléctrico*. Misiones, Argentina: Universidad Nacional de Misiones (UNaM), Cooperativa eléctrica de Oberá (CELO), Laboratorio de Sistemas Electricos de Potencia (Lasep).
32. OMICRON, (2017). *Medición de factor de potencia/disipación en transformadores de potencia*. Madrid, España: OMICRON Technologies España, S.L.
33. Pavel, J. & Nieto, L. (2010). *Mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución*. Ecuador, Guayaquil: Universidad politécnica Salesiana.
34. Pinto, R. (2010). *Drones: La tecnología, ventajas y sus posibles aplicaciones*. Santiago, Chile.
35. Ramirez, S. (2004). *Redes de Distribución de Energía*. Bogotá, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
36. Regional Office for Education in Latin America and the Caribbean. (2000). *Mantenimiento de instalaciones eléctricas del establecimiento educacional*. Santiago, Chile: Ministerio de Educación, UNESCO.

37. RENOVETEC, (2009). *Mantenimiento correctivo, organización y gestión de la reparación de averías*. Madrid, España.
38. Robledo, O. (2000). *Optimización del costo de mantenimiento de sistemas de distribución eléctrica: una aplicación a la distribución de Weibull*. Medellín, Colombia: Universidad de Medellín, Universidad EAFIT.
39. SMC, (2017). *Relación de transformación: La relación de transformación en transformadores de potencia e instrumentación, diferentes soluciones y métodos de prueba*. México D.F, México: ALLECTRO S.A. de C.V.
40. The Association of Electrical and Medical Imaging Equipment Manufacturers, (2007). *Electrodos de puesta a tierra*. Ciudad de México, Mexico: NEMA.
41. The Engineering Society for Advancing Mobility Land Sea Air and Space, (2011). *SAE JA1012 Reliability – Centered Maintenance (RCM) Standard*. USA: SAE International.
42. Velásquez, S. (2013). *Generación distribuida caso Guatemala*. Ciudad de Guatemala, Guatemala: Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
43. Yoc, J. P. (2005). *Mantenimiento predictivo en Subestaciones de distribución de EEGSA utilizando termografía de rayos infrarrojos*. Ciudad de Guatemala, Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala.

## 14. APÉNDICES

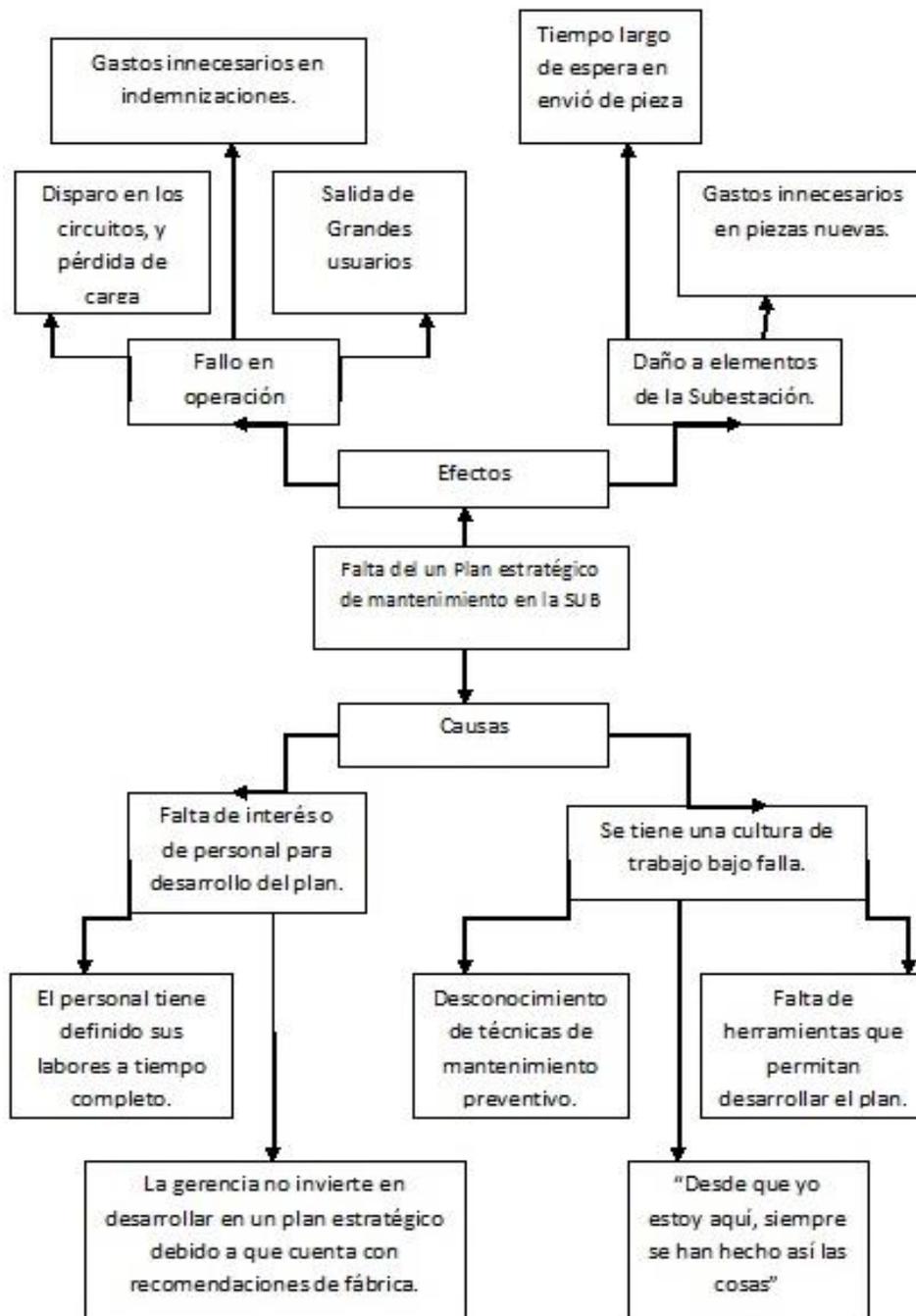
A continuación, se muestra un prospecto de instrumento que pueda funcionar para recolectar información en campo:

Figura 1. Hoja para recolectar información de campo

<b>TRELEC, S.A</b>		
<b><i>CHECKLIST</i></b>		
<b>Nombre de equipo</b>		
<b>Estado del equipo</b>	<b>En operación</b>	<b>Fuera de operación</b>
<b>Fecha de inspección</b>		
<b>Datos generales</b>		
<b>Observaciones</b>		
<b>Tipo de medición:</b>		
<b>Datos de pruebas</b>		
<b>Técnico a cargo:</b>	<b>Firma:</b>	

Fuente: elaboración propia.

Figura 2. **Árbol del problema, causa y efecto**



Fuente: elaboración propia.