



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Estudios de Postgrado
Maestría en Artes en Ingeniería de Mantenimiento

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA
TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A
UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES**

Ing. Marvin Guillermo González Gutierrez

Asesorado por Mtro. Ing. Daniel Ángel Figueroa García

Guatemala, julio de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA
TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A
UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. MARVIN GUILLERMO GONZÁLEZ GUTIERREZ
ASESORADO POR LA MTRO. ING. DANIEL ÁNGEL FIGUEROA GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN ARTES EN INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO

GUATEMALA, JULIO DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Edgar Darío Álvarez Cotí
EXAMINADORA	Inga. Roció Carolina Medina Galindo
EXAMINADOR	Ing. Hugo Javier Fidelino Garcia Tetzaguic
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Estudios de Postgrado con fecha 27 de marzo de 2021.

Ing. Marvin Guillermo González Gutierrez

Decanato
Facultad de Ingeniería
24189101- 24189102
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.499.2022

La Decana 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 Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES**, presentado por: **Marvin Guillermo González Gutierrez**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Ingeniería de mantenimiento después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Inga. Aurelia Arabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, julio de 2022

AACE/gaoc



Guatemala, julio de 2022

LNG.EEP.OI.499.2022

En mi calidad de Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES”

presentado por **Marvin Guillermo González Gutierrez** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Ingeniería de mantenimiento** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

Mtro. Ing. Edgar Darío Álvarez Colí
Director

**Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería**





Guatemala 29 de noviembre 2021.

M.A. Edgar Darío Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

M.A. Ingeniero Álvarez Cotí:

Por este medio informo que he revisado y aprobado el **Trabajo de Graduación** titulado: **“DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES”** del estudiante **Ing. Marvin Guillermo González Gutierrez** quien se identifica con número de carné **9616353** del programa de **Maestría en Ingeniería de Mantenimiento**.

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el *Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014*. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.

Atentamente,

Mtra. Inga. Rocío Carolina Medina Galindo
Coordinadora
Maestría en Ingeniería de Mantenimiento
Escuela de Estudios de Postgrado

Guatemala, 29 de octubre 2021

Ingeniero M.Sc.
Edgar Álvarez Cotí
Director
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería USAC
Ciudad Universitaria, Zona 12

Distinguido Ingeniero Álvarez:

Atentamente me dirijo a usted para hacer de su conocimiento que como asesor del trabajo de graduación del estudiante Marvin Guillermo González Gutierrez, Carné número 9616353, cuyo título es "**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES**", para optar al grado académico de Maestro en Ingeniería de mantenimiento, he procedido a la revisión del INFORME FINAL y del ARTÍCULO.

En tal sentido, en calidad de asesor doy mi anuencia y aprobación para que el estudiante González Gutierrez, continúe con los trámites correspondientes.

Sin otro particular, me es grato suscribirme de usted.

Atentamente,


Ing. Daniel Ángel Figueroa García
Mtro. en Ingeniería de Mantenimiento
Asesor


Daniel Ángel Figueroa García
Ing. Mecánico Electricista
Colegiado 13087

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por darme vida, sabiduría y cuidarme en todo mi caminar en mis estudios.
Mis padres	Arnulfo González, Juliana Gutierrez (q. d. e. p.), por el apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida.
Mis hermanos	Laura, José, María, Luz Elena, Ofelia, Amparo y Arnulfo González Gutierrez, por su apoyo y compañía durante mi vida.
Mis abuelos	Guillermo González, Encarnación Carrillo, Baldomero Gutierrez y Macedonia Carrillo (q. d. e. p.), por sus sabias enseñanzas y consejos durante toda mi vida.
Familia y amigos	

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser la <i>alma mater</i> y prestigiosa institución que me enseñó a luchar por lograr mis objetivos y metas.
Facultad de Ingeniería	Por desarrollar mi carrera profesional en tan digna Facultad.
Coperex	Por ser base fundamental para realizar este diseño de investigación.
Mis amigos	Ing. José Luis Mendóza, Henry Arreaga, Marvin Cano, Edgar Marroquín, por acompañarme en cada etapa de estudio.
Mi asesor	Mtro. Ing. Daniel Ángel Figueroa García, por todo el apoyo brindado.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y FORMULACIÓN DE PREGUNTAS ORIENTADORAS	XV
OBJETIVOS	XVII
RESUMEN MARCO METODOLÓGICO	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. MARCO TEÓRICO	1
1.1. Mantenimiento	1
1.1.1. Mantenimiento preventivo	1
1.1.2. Mantenimiento correctivo	2
1.1.3. Mantenimiento predictivo	2
1.2. Transformadores eléctricos	3
1.2.1. Transformadores de distribución convencionales ...	3
1.2.2. Transformador tipo pedestal	4
1.3. Fallas en los transformadores de distribución	6
1.3.1. Sobrecarga en transformadores	6
1.3.2. Descargas atmosféricas	7
1.3.3. Falla por factor externo	8
1.4. Pruebas a transformadores de distribución	8
1.4.1. Inspección visual	9
1.4.2. Resistencia óhmica en los devanados	9

1.4.3.	Resistencia de aislamiento	10
1.4.4.	Relación de transformación	10
1.4.5.	Polaridad y secuencia de fases	11
1.4.6.	Factor de potencia de los aislamientos	12
1.4.7.	Termografía infrarroja	13
1.4.8.	Pruebas al aceite del transformador	13
1.4.9.	Rigidez dieléctrica del líquido aislante	14
1.4.10.	Tensión interfacial	14
1.4.11.	Acidez	15
1.4.12.	Color	15
1.4.13.	Filtrado y recirculado de aceite al alto vacío	16
1.5.	Plan de mantenimiento	16
1.5.1.	Administración del plan de mantenimiento	17
1.5.2.	Necesidades del plan de mantenimiento	17
1.5.3.	Programa específico de mantenimiento	18
1.5.4.	Recomendaciones para la inspección y mantenimiento de transformadores	18
2.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	19
2.1.	Visita de inspección	19
2.2.	Revisión de documentación	21
2.3.	Evidencia de distintas fallas	23
2.4.	Pruebas de mantenimiento en los transformadores	28
3.	PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	29
3.1.	Fallas en transformadores	29
3.2.	Pruebas de mantenimiento en transformadores	31
3.2.1.	Pruebas de resistencia de aislamiento	32
3.2.2.	Pruebas al aceite	54

3.2.3.	Prueba de relación transformación	57
3.3.	Discusión de resultado	59
3.3.1.	Discusión de resultado de distintas fallas	59
3.3.2.	Discusión de resultado de prueba de resistencia de aislamiento.....	60
3.3.3.	Discusión de resultado de pruebas al aceite dieléctrico.....	62
3.3.4.	Discusión de prueba de relación de transformación	62
4.	PROPUESTA DE SOLUCIÓN	65
4.1.	Procedimiento de trabajo	65
4.2.	Propuesta de formato	69
4.3.	Correlación de antecedentes	78
CONCLUSIONES		81
RECOMENDACIONES		83
REFERENCIAS		85
APÉNDICE		91

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Transformador convencional	4
2.	Transformador tipo pedestal	5
3.	Banco de transformadores de distribución	19
4.	Termografía Infrarroja	22
5.	Falla ocasionada por corto circuito	24
6.	Cortacircuitos dañado por arco eléctrico	25
7.	Falla ocasionada por un ave	26
8.	Falta de poda de árboles	27
9.	Gráfica de recopilación de fallas en transformadores	30
10.	Porcentaje de fallas en transformadores	31
11.	Resistencia de aislamiento contra tiempo	33
12.	Gráfica primario vs secundario de transformador No. 1	36
13.	Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 1	38
14.	Gráfica secundario vs primario + tierra de transformador No. 1	40
15.	Gráfica primario vs secundario de transformador No. 2	43
16.	Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 2	45
17.	Gráfica secundario vs primario + tierra de transformador No. 2	47
18.	Gráfica primario vs secundario de transformador No. 3	50
19.	Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 3	52
20.	Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 3	54
21.	Propuesta de ficha técnica para transformadores	70
22.	Propuesta de inspecciones mensuales a transformadores	71
23.	Propuesta de mantenimiento trimestral y semestral a transformadores	72

24.	Propuesta de formato de mantenimiento anual a transformadores	73
25.	Propuesta de formato de prueba de aislamiento del transformador	74
26.	Propuesta de formato de prueba de aceite del transformador	75
27.	Propuesta de formato de prueba de aislamiento del transformador	76
28.	Registro de daños y fallas a transformadores	77

TABLAS

I.	Cantidad y capacidades de transformadores	20
II.	Ubicación de transformadores de distribución	21
III.	Recopilación de fallas en transformadores	29
IV.	Datos de transformador No. 1	34
V.	Resistencia de aislamiento primario vs secundario de transformador No. 1	35
VI.	Resistencia de aislamiento primario vs secundario + tierra de transformador No. 1	37
VII.	Resistencia de aislamiento secundario vs primario + tierra de transformador No. 1	39
VIII.	Datos de transformador No. 2	41
IX.	Resistencia de aislamiento primario vs secundario de transformador No. 2	41
X.	Resistencia de aislamiento primario vs secundario + tierra de transformador No. 2	43
XI.	Resistencia de aislamiento secundario vs primario + tierra de transformador No. 2	45
XII.	Datos de transformador No. 3	48
XIII.	Resistencia de aislamiento primario vs secundario de transformador No. 3	48

XIV.	Resistencia de aislamiento primario vs secundario + tierra de transformador No. 3	50
XV.	Resistencia de aislamiento secundario vs primario + tierra de transformador No. 3	52
XVI.	Prueba de aceite de transformador No. 1	55
XVII.	Prueba de aceite de transformador No. 2	56
XVIII.	Prueba de aceite de transformador No. 3	57
XIX.	Relación de transformación teórica	58
XX.	Relación de transformación medida	58
XXI.	Índice de absorción de transformador No. 1	60
XXII.	Índice de absorción de transformador No. 2	61
XXIII.	Índice de absorción de transformador No. 3	61
XXIV.	Propuesta de mantenimiento mensual	67
XXV.	Propuesta de mantenimiento trimestral y semestral.....	68
XXVI.	Propuesta de mantenimiento anual	69

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
cm	Centímetro
kWh	Kilovatio-hora
kVA	Kilovoltio amperio
Ω	Ohm
P	Potencia eléctrica
R	Resistencia eléctrica
dina	Unidad de fuerza del sistema cegesimal
A	Unidad de medida de intensidad amperio
V	Unidad de medida de la tensión voltaje
W	Watt

GLOSARIO

Analizar	Examinar detalladamente una cosa, separando o considerando por separado sus partes, para conocer sus características o cualidades o su estado y extraer conclusiones.
<i>Bushing</i>	Borne con un sistema de apriete, que mediante una junta realiza un cierre hermético con la porcelana y evita la salida del aceite del transformador.
Confiabilidad	Buena funcionalidad de la maquinaria y equipo dentro de la industria en definitiva, el grado de confianza que proporcione a una planta.
Crítico	Elemento que presenta un riesgo inaceptable.
Falla	Error o imperfección que provoca que una cosa, en especial un mecanismo o un aparato, funcione mal.
Mantenimiento	Conservación de un equipo en buen estado o en una situación determinada para evitar su degradación.
<i>Megger</i>	Megohmetro, por su nombre genérico, es un instrumento que sirve para medir la resistencia de aislamiento de cables y bobinas; puede ser respecto a tierra o entre fases.

Óptimo	Que es extraordinariamente bueno o el mejor, especialmente en lo que se refiere a las condiciones o características de un equipo.
Restaurar	Se denomina la acción y efecto de reparar, recuperar, recobrar, volver a poner algo en el estado primitivo.
Sobretensión	Aumento de voltaje por encima de los valores establecidos como máximos entre dos puntos de un circuito o instalación eléctrica.
Suministro	Acto y consecuencia de suministrar (es decir, proveer a alguien de algo que requiere).
TTR	Transformer Turn Ratio. Equipo de medición de relación de transformación en transformadores.

RESUMEN

La edificación y sus instalaciones está conformada por salones que son utilizados para la realización de eventos feriales, de animación, conciertos, bodas, cumpleaños, celebraciones religiosas, exposiciones industriales, evento nacionales e internacionales, el suministro de energía es muy importante para poder realizar sus operaciones y esta es proveída por transformadores de distribución que transforman el voltaje de la línea de media tensión (13.8 Kilovoltio) a un voltaje de baja tensión (240/120 voltios).

Es necesario contar con un plan de mantenimiento que tenga la capacidad de realizar distintos tipos de inspecciones y pruebas a los transformadores de distribución en periodos determinados de revisión, esto con el fin de reducir fallas operativas de los equipos y áreas de trabajo.

EL impacto de pérdidas materiales al momento de una suspensión de energía, producido por un fallo en el transformador de distribución es bastante elevado debido a que pueden quemarse equipos muy sensibles, como pérdidas en materiales, económicas y humanas, se propone el plan de mantenimiento para evitar estas pérdidas manteniendo un sistema de distribución de energía estable.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y PREGUNTAS ORIENTADORAS

En este capítulo se describe la información respecto a la descripción y delimitación del problema definiendo las causas que ocasionan fallos en el suministro eléctrico y la necesidad de un plan de mantenimiento.

La investigación presenta la propuesta de un plan de mantenimiento a transformadores de distribución para minimizar las fallas, evitar peligros a las personas y equipos de las instalaciones.

En una edificación que en sus instalaciones contiene salones de exposiciones ubicado en la ciudad capital de Guatemala los cuales se dedican al arrendamiento de las áreas para la realización de eventos y ferias nacionales e internacionales, han acontecido fallos en los transformadores eléctricos de distribución, los cuales han producido suspensiones del servicio eléctrico al momento de realizarse las distintas actividades y eventos, estos inconvenientes ha generado reclamo de los clientes, la carencia de un plan de mantenimiento ha provocado grandes problemas esto sucede desde el año 2015.

El problema de fallos en cualquier momento del suministro eléctrico se debe a que no existe un plan de mantenimiento para los transformadores eléctricos de distribución, el interior del salón al momento de una falla se mantiene sin iluminación más las desactivaciones repentinas acompañado de la alta posibilidad de que algunos dispositivos sufran daños por sobre voltajes o pérdida de alguna fase, da como resultado afectar al cliente el cual presenta quejas de un mal servicio de suministro de energía.

Se requiere conservar y repotenciar el área de un estándar requerido de operación y por lo tanto de servicio de los transformadores eléctricos de distribución, la creación de un plan de mantenimiento dará como resultado maximizar el servicio, búsqueda de confiabilidad y disponibilidad del sistema eléctrico y reducir las fallas repentinas.

La pregunta central de investigación es:

¿Qué plan de mantenimiento permite que los transformadores eléctricos de distribución funcionen correctamente dentro de las instalaciones de la edificación?

Las preguntas orientadoras son:

- ¿Cuáles son las principales fallas y condiciones de operación se encuentran a la fecha de investigación los transformadores eléctricos de distribución de la edificación y sus instalaciones?
- ¿Cuáles son las condiciones de operación en las que deben de trabajar los transformadores eléctricos de distribución?
- ¿Cuáles son los métodos adecuados para realizar un plan de mantenimiento para los transformadores eléctricos de distribución de la edificación y sus instalaciones?

OBJETIVOS

General

Establecer un plan de mantenimiento para los transformadores eléctricos de distribución para que funcionen correctamente dentro de las instalaciones de la edificación.

Específicos

- Identificar las principales fallas y condiciones de operación de los transformadores eléctricos de distribución de la edificación y sus instalaciones.
- Enlistar parámetros de operación en los que deben trabajar los transformadores eléctricos de distribución.
- Definir la metodología adecuada para realizar un plan de mantenimiento para los transformadores eléctricos de distribución de la edificación y sus instalaciones.

RESUMEN DE MARCO METODOLÓGICO

La investigación realizada está bajo la ruta cuantitativa, en un alcance descriptivo y de tipo no experimental. Ello se debe a que la información obtenida fue a partir de medición de parámetros eléctricos y con la inspección visual del estado de los equipos. Para el alcance descriptivo se revisó toda la información documental, tipo no experimental debido a que los equipos no presentaron variación en sus parámetros eléctricos nominales de funcionamiento.

Se inició con la búsqueda de la información donde se encontró que los equipos son inspeccionados únicamente cuando los transformadores de distribución presentan fallas en su operación, estas debida a cortocircuitos provocados por distintos tipos de animales y también por la falta de poda de árboles, actualmente se realiza por parte de la edificación una termografía a todos los bancos de transformadores y al encontrar puntos de elevada temperatura proceden a programar la reparación del inconveniente, este puede ser por un falso contacto en los bornes de los cortacircuitos, en pararrayos o en los pernos de derivación de la línea principal esto debido a la corrosión atmosférica y a la corrosión galvánica.

Se realizó una visita de inspección en lo cual se verificó desde la entrada principal donde se encuentra el contador de medición, y se recorre todo el tramo de la línea verificando las ubicaciones de los bancos de transformación, sus capacidades de potencias aparentes en kVA y áreas que suministran energía, en la cual se obtuvo el cuadro resumen con todos los transformadores de distribución.

Se seleccionó el banco de transformadores que alimenta el área de restaurantes. Estos están compuestos por tres transformadores monofásicos siendo denominados transformadores No. 1, transformador No. 2 y transformador No. 3, fueron utilizados como muestra para la ejecución de las pruebas para determinar los parámetros con los que se encuentran este tipo de transformadores monofásicos para inspeccionarlos.

Inicialmente se tomaron todos los datos de la placa característica de cada transformador para conocer las capacidades de los equipos, luego se iniciaron con las pruebas de resistencia de aislamiento verificando el índice de absorción y las curvas de resistencia contra el tiempo, para determinar si el transformador se ve afectado por humedad y lodos.

Se realizaron pruebas de aceite para determinar la rigidez dieléctrica, la acidez, color, tensión interfacial para conocer sus parámetros y luego ser comparados con los parámetros indicados por las normas ASTM y determinar en qué estado se encuentran indicando si es satisfactorio o no satisfactorio.

Se realizó la prueba de relación transformación TTR, para establecer si cumple el rango estipulado por la norma IEEE C57.12.00

Se evidencio que es necesaria la realización de un plan de mantenimiento y de termografías en forma periódica.

Finalmente se realizó la propuesta de plan de mantenimiento con periodicidad mensual, trimestral, semestral y anual y la propuesta de los formatos de revisión y bitácora de histórico de fallas.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo es un emprendimiento porque tiene como finalidad definir un plan de mantenimiento de transformadores de distribución debido a que en la edificación y sus instalaciones no existe un plan definido.

Se determinó que no existe a la fecha un plan de mantenimiento donde describa las distintas inspecciones y pruebas de mantenimiento y la periodicidad a realizar dichos mantenimientos y esto desencadena una serie de problemas muy perjudiciales que van desde el paro de actividades en la ejecución de eventos, equipos electrónicos o maquinaria fuera de servicio, daños a las instalaciones y a las personas y un costo muy elevado de recuperación durante el tiempo que debe ser reparada la falla, de allí cobra relevancia el presente estudio de investigación definido como la propuesta de un plan de mantenimiento para transformadores eléctricos de distribución que suministran energía a una edificación y sus instalaciones.

Las instalaciones están conformadas por salones que son utilizados para la realización de eventos feriales, exposiciones industriales, eventos de animación, conciertos, bodas, cumpleaños y todo tipo de evento nacional e internacional, es de suma importancia tomar en cuenta que estas instalaciones son utilizadas como centro de atención ante catástrofes como terremotos y también como hospital temporal como la actual pandemia de COVID 19 es de vital importancia de que el suministro eléctrico sea disponible en todo momento y confiable para la seguridad del medio ambiente y lo más importante la seguridad de las personas y clientes.

En el capítulo uno se investigaron documentos para tomar los conceptos relacionados con mantenimiento preventivo, correctivo, predictivo, los estudios previos y se definen las bases teóricas que fundamentan la presente investigación, contiene temas relacionados a los transformadores de distribución tomando en cuenta los distintos tipos de fallas, pruebas del aceite al transformador, y también y la propuesta de mantenimiento.

En el capítulo dos se desarrolló la investigación iniciando con la visita de inspección en la cual se recabó información de la cantidad de bancos de transformadores que funcionan en la edificación y sus instalaciones describiendo la cantidad y ubicación de las áreas que suministran energía, así como las capacidades de potencia instaladas, por medio de una revisión documental se logró identificar la forma de mantenimiento actual es que a través de una termografía infrarroja se detectan los puntos calientes y en base a esto se realizan las reparaciones, se logró identificar que se realiza mantenimiento correctivo solo cuando ocurre una emergencia de fusibles quemados por cortocircuitos provocados por factores externos y por la falta de un programa de mantenimiento preventivo.

En el capítulo tres se presenta la discusión de resultados en el cual se analizan las fallas más frecuentes que provocan las repentinas suspensiones de energía eléctrica, la población de estudio fue un banco de transformadores de distribución tipo poste que está conformado por tres transformadores monofásicos a los cuales se les analizaron los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento a través de la gráfica de índice de absorción para determinar el estado de humedad y contaminación determinando también el valor del índice de absorción de los transformadores, se analizaron las pruebas de aceite a cada transformador terminando la discusión de resultados con la prueba de relación de transformación de cada transformador.

En el capítulo cuatro se realiza la propuesta de plan mantenimiento proponiendo la inspección visual de los componentes del banco de transformadores, así como la periodicidad de las pruebas descritas en el capítulo tres que se deben realizar anualmente y seguir con el procedimiento de una termografía infrarroja ya programada en forma semestral, se proponen los formatos para la obtención de datos y la bitácora para llevar un histórico de fallas.

1. MARCO TEÓRICO

En este apartado se mostrará la información recopilada referente a los conceptos de transformadores eléctricos de distribución, fallas comunes, tipos de transformadores y las distintas pruebas que se realizan al momento de realizar un mantenimiento.

1.1. Mantenimiento

El mantenimiento se define como la función empresarial en la cual se supervisa el control del estado de las instalaciones de todo tipo, tanto las productivas como las auxiliares y de servicios. En ese sentido se puede decir que el mantenimiento es el conjunto de acciones necesarias para conservar o restablecer un sistema en un estado que permita garantizar su funcionamiento a un coste mínimo. (Albarado, 2017, p. 24)

Garantizar el funcionamiento de todo tipo de instalación a través de supervisar los parámetros nominales de operación, el mantenimiento es la base de la correcta realización del conjunto de acciones detalladas para su buen funcionamiento.

1.1.1. Mantenimiento preventivo

“Es la acción que se realiza con el propósito de anticiparse a los posibles deterioros que pueden producirse. Se entiende también como la conservación, principalmente de las instalaciones y equipo que de otro modo bajarán sensiblemente su rendimiento” (Santacruz, 2014, p. 42).

El mantenimiento preventivo es muy importante para la conservación de los equipos cuando se realiza la acción de anticiparse antes de que ocurra una falla y esto dará como resultado tener un equipo confiable.

1.1.2. Mantenimiento correctivo

Este tipo de mantenimiento no requiere de una planificación sistemática y se pone en práctica en el momento que los equipos presenta un fallo, es decir el mantenimiento se reduce a la reparación del equipo o maquinaria produciendo un paro en el proceso de fabricación y disminuyendo la producción, por lo que su aplicación corresponde a equipos de bajo nivel de criticidad y que no estén directamente relacionados con la producción (Cansino y Lucero, 2015).

El mantenimiento correctivo se realiza a cualquier equipos que tenga una variación en sus parámetros nominales de funcionamiento, debido a que siempre ocurre una falla sin ser programada y debe repararse sin afectar la producción.

1.1.3. Mantenimiento predictivo

El principio del mantenimiento predictivo se basa en establecer los procedimientos y acciones necesarias para que la intervención de la máquina se realice únicamente cuando las mediciones indican que es necesario. Se define el monitoreo de condición de la máquina como el control del funcionamiento y el análisis de las mediciones obtenidas tendientes a detectar fallas incipientes o deterioro. Ayuda a diagnosticar los fallos y a predecir cuánto tiempo podría funcionar una máquina en forma segura (Girón, 2019).

Un equipo antes de fallar presenta diferentes variaciones en sus características interna y externas que se logran verificar en su funcionamiento

con la ayuda de equipos de medición, por lo cual el mantenimiento predictivo indica los cambios en los parámetros para poder detectar las fallas.

1.2. Transformadores eléctricos

Es el principal elemento dentro de una subestación eléctrica porque es el encargado de alimentar la carga total de la industria o proyecto correspondiente, es decir nos permite manejar los voltajes a niveles de utilización adecuados según sean los requerimientos de la instalación, este dispositivo se encarga de transferir energía eléctrica de un circuito a otro sin alterar la frecuencia, trabaja mediante el principio de la inducción electromagnética, dependiendo su tipo, tiene circuitos eléctricos que están eslabonados magnéticamente y aislados eléctricamente, en su forma más simple, un transformador consiste en dos devanados conductores que se ejercen inducción mutua (Villanueva, 2017).

Para el suministro de servicio eléctrico se necesita reducir el voltaje de la línea de transmisión (13.8 kV) a un voltaje que pueda ser utilizado por los usuarios (240/120 V). y uno de los elementos principales para realizar esta operación es el transformador de distribución de energía eléctrica.

1.2.1. Transformadores de distribución convencionales

Estos transformadores son del tipo auto enfriados y casi siempre sumergidos en aceite. Están continuamente operando, ya sea que se tome o no corriente de carga de los devanados secundarios; las pérdidas en el hierro corresponderá a ser menores en relación con las pérdidas en el cobre a plena carga de las que serían necesarias en transformadores de potencia. Es decir, estos transformadores son diseñados para que tengan una buena eficiencia que cubra todo el día y no solo a plena a carga (Correa y Giraldo, 2014).

Una de las propiedades del transformador convencional es la continuidad de operación por lo tanto es necesario un buen mantenimiento para lograr la confiabilidad del servicio eléctrico y prolongar la vida útil del transformador.

En la siguiente figura se muestra un transformador convencional de una capacidad de 75 kVA y un voltaje de 240/120 V.

Figura 1. **Transformador convencional**



Fuente: Correa y Giraldo (2014). *Diagnóstico de fallas en transformadores de distribución monofásico para la empresa Emcartago.*

1.2.2. Transformador tipo pedestal

La subestación pedestal o *padmounted* (tipo jardín) puede ser utilizada a la intemperie o al interior de edificios, ofrecen seguridad para ser instalada en lugares en que existe paso de personas como en parques o avenidas.

Se deben instalar sobre pedestal los transformadores con capacidad superior a 250 kVA o 800 kg de peso, en casos en los cuales no es posible la construcción de subestaciones aéreas o cuando no existe disponibilidad de espacios para la instalación de una subestación de patio o capsulada (Albarado, 2017).

Este tipo de transformador puede ser ubicado en un lugar estratégico, donde no afecte el tránsito de personas donde existen ferias y todo tipo de eventos, centros comerciales, universidades, y lugares a la intemperie, siendo parte fundamental en el servicio eléctrico de esta instalación donde circulan y concurren muchas personas.

En la siguiente figura se muestra un transformador tipo pedestal utilizado normalmente en jardines.

Figura 2. **Transformador tipo pedestal**



Fuente: [Fotografía de Natalie Salazar]. (Distrito de San Pedro. 2009). Colección particular.
Costa Rica.

1.3. Fallas en los transformadores de distribución

Existen varias características de fallas en los transformadores de distribución, la forma y el área de instalación también cuenta.

Como indica Correa y Giraldo (2014) una causa de fallo es el desnivel de las unidades y la insuficiente fuerza para soportar el peso del transformador. Otro factor de fallo es la inclinación de la unidad a más de 15 grados, lo que produce desviaciones en el nivel de aceite cerca de los *bushings* de baja, dispositivos de escape, u otros accesorios ubicados específicamente en o cerca del nivel del líquido de 25 °C.

Un transformador instalado con un desnivel genera en el transcurrir del tiempo fallos perjudiciales que repercuten en paros de producción y por consecuencia daños fatales para las industrias.

1.3.1. Sobrecarga en transformadores

La sobrecarga en los transformadores de distribución, sucede al momento de sobrepasar el valor de la potencia nominal exhibido en la placa característica, ya sea para una carga adicional o un mal dimensionamiento por suplir la demanda requerida. Otra causa que conlleva el fenómeno de la sobrecarga, es debido a la temperatura ambiental no adecuada para la cual fue diseñado el transformador.

En el momento de que el transformador falla, debido a la sobrecarga, se ven comprometidos los componentes internos del mismo, llevando así, la misma disminución de su vida útil (Correa y Giraldo, 2014).

La falta de un control en las conexiones eléctricas genera un incremento de carga lo cual sobrepasará el límite al cual el transformador fue diseñado, sumado a un desbalance en las fases, genera una sobrecarga en los transformadores que puede ser saturado en su capacidad y fallar en cualquier momento.

1.3.2. Descargas atmosféricas

En el instante de que una descarga atmosférica, impacta sobre el tendido eléctrico bien sea de transmisión, subtransmisión, distribución o cualquier componente del sistema de energía eléctrica, se crea un campo electromagnético, alterando los valores de tensión, corriente y por ende la potencia dentro del sistema a valores anormales. Este campo electromagnético se expande a lo ancho del tendido eléctrico, afectando todos los componentes instalados en este mismo.

Entre los componentes instalados dentro del tendido eléctrico se encuentra el transformador de distribución, que de no contar con las protecciones pertinentes (DPS, puesta a tierra), en el momento de una sobretensión puede sufrir daños severos en el mismo (Correa y Giraldo, 2014).

Regularmente en Guatemala la temporada lluviosa dura de mayo a octubre de cada año. Durante esta temporada es cuando existe mayor cantidad de descargas atmosféricas y al impactar sobre una línea de transmisión genera sobretensiones sobre el transformador de distribución el cual también afecta la carga es necesario tener buenas protecciones sobre los equipos instalados y un buen aterrizaje.

1.3.3. Falla por factor externo

Dentro de estos fallos se encuentran los ocasionados por animales (cuando anidan, cuando generan arcos eléctricos al momento de emprender el vuelo una vez que están posados en los equipos). Daños ocasionados por personas maliciosas (Stronconi y Tamoy, 2010).

Una de las fallas más comunes es cuando las aves se posan sobre el transformador creando un corto circuito generando un puente entre una de las fases y el transformador, quemando los fusibles. Existen también en lugares cerca de árboles otro tipo de animales como las ardillas que también crean inconvenientes.

1.4. Pruebas a transformadores de distribución

Un transformador es probado para verificar hasta dónde es posible, de que ha sido adecuadamente diseñado y construido a fin de soportar la carga homóloga, mientras que al mismo tiempo resista todas las situaciones peligrosas a que debe esperarse a que esté expuesto en operación durante veinte años o más.

Todo equipo eléctrico para verificar su correcta funcionalidad debe ser sometido a una serie de pruebas y los transformadores de distribución no son la excepción, por tanto, estas deben realizarse en forma periódica para que el equipo sea confiable.

1.4.1. Inspección visual

Hay subestaciones donde la contaminación y humedad es excesiva lo que genera oxidación y un deterioro en la pintura. Con la inspección física también se busca detectar en los aisladores, rajaduras o bordes desportilladas, al igual que contactos sueltos conectores desgastados (Albarado, 2017).

Existen problemas exteriores y también interiores en los transformadores que con la técnica de la inspección visual se pueden detectar, como una fuga de aceite o un pararrayos de protección que genera chispas que dan un indicador de corregir las fallas antes de que estas generen imprevistos en los momentos menos indicados.

1.4.2. Resistencia óhmica en los devanados

Esta prueba es utilizada para conocer el valor de la resistencia óhmica de los devanados de un transformador. Es auxiliar para conocer el valor de pérdidas en el cobre (I^2R) y detectar falsos contactos en conexiones de boquillas, cambiadores de derivaciones, soldaduras deficientes y hasta alguna falla incipiente de los devanados. (Alcalá, García y Hernández, 2010).

Los falsos contactos en los dispositivos de conexión pueden provocar grandes daños en la operación del transformador debido al incremento de corriente y el calentamiento en los devanados.

“La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15 % del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos causados por variación en la resistencia debido a calentamiento del devanado” (Alcalá *et. al.*, 2010, p. 81).

Seguir el procedimiento adecuado dará resultados exactos pero una variación en la corriente empleada registrará datos inexactos que serán perjudiciales para los devanados del transformador.

1.4.3. Resistencia de aislamiento

La medición de la resistencia de aislamiento sirve para determinar el estado en que se encuentran los aislamientos, y con base en esto, decidir si están en condiciones de soportar los esfuerzos dieléctricos originados al aplicar tensiones en prueba o trabajo (Rincón y Tovar, 2007).

Los esfuerzos dieléctricos más comunes son los formados por sistemas electrónicos que realizan cambios en la forma de onda del sistema eléctrico debido a ello es necesario revisar la prueba de resistencia de aislamiento en los transformadores como parte del mantenimiento.

“El obtener valores bajos no indica en forma decisiva que el aislamiento sea deficiente (en su diseño o aplicación), sino que hay suciedad o humedad en los aislamientos y por ende limita la operación correcta del equipo” (Rincón y Tovar, 2007, p.13).

La humedad, como en cualquier equipo expuesto a la intemperie en las subestaciones aéreas, puede limitar la operación de los transformadores por lo cual es necesaria la revisión de empaques de la cuba.

1.4.4. Relación de transformación

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para

los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (*taps*) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de estos transformadores se deberá determinar para todos los *taps* y para todo el devanado. Tomando un criterio de evaluación, la tolerancia para la relación de transformación medida cuando el transformador está sin carga debe ser de $\pm 0.5 \%$ en todas sus derivaciones (Martínez, 2008).

La graduación de los *taps* es bastante importante para determinar el voltaje de operación requerido, por tanto la prueba de relación de transformación es sumamente importante en el mantenimiento de los transformadores de distribución.

Para efectuar esta prueba se utiliza un probador de relación de transformación manual, pudiendo utilizar también y con mejores resultados un equipo con transformador auxiliar. A la fecha ya existen equipos TTR digitales y ya no se requiere el auxiliar ya que se pueden medir relaciones de transformación muy altas (Covarrubias y Vega, 2013).

La tecnología ha avanzado y un equipo TTR digital es uno de prueba totalmente automático especialmente diseñado para medir la relación de transformación con una mayor exactitud.

1.4.5. Polaridad y secuencia de fases

Esta prueba se aplica principalmente para la conexión de bancos de transformadores en paralelo, ya que con ella se verifica la correcta relación de fases entre los devanados. Permite identificar las terminales que tienen la misma

polaridad y si el diagrama vectorial que indica la placa de características es el correcto (Enríquez, 2009).

En la prueba es determinante conocer el desplazamiento angular entre los vectores de tensión de línea a neutro tanto del devanado primario, así como del devanado secundario para poder determinar la correcta polaridad.

1.4.6. Factor de potencia de los aislamientos

El factor de potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentaje que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en sí, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos (Martínez, 2008).

La parte más importante de la prueba de factor de potencia es conocer el estado operativo de los aislamientos de los transformadores al aplicar un voltaje determinado.

El principio fundamental de las pruebas es la detección de algunos cambios de la característica del aislamiento producidos por envejecimiento y contaminación de este, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona (Martínez, 2008).

Las ubicaciones donde se instalarán los transformadores y la falta de mantenimiento, son factores que hacen que el aislamiento sufra envejecimiento y contaminación lo cual lo lleva a reducir el límite de operación debido a los cambios en sus propiedades dieléctricas.

1.4.7. Termografía infrarroja

“El monitoreo del comportamiento es una aplicación fundamental. Además, se utiliza un estudio de termografía para detectar anomalías que en conjunto determinarán el momento preciso para sacar el transformador de servicio” (Martínez, 2008, p. 6).

“Actualmente, muchas empresas no realizan mantenimientos predictivos a los transformadores, se han considerado como equipos nobles que no requieren mantenimiento. El error más común es asumir el buen comportamiento del transformador como un hecho” (Dardon, 2018, p. 24).

Los cambios de temperatura en las partes de los transformadores captados por una cámara termográfica determinan los falsos contactos internos por un mal apriete en los terminales o bien por la suciedad interna lo cual permite tomar acciones correctivas antes de que exista una falla de fatales consecuencias en el transformador de distribución.

1.4.8. Pruebas al aceite del transformador

La pregunta crítica que se debe hacer respecto al deterioro del aceite es ¿Cómo reconocer un inevitable deterioro del aceite antes de que se vuelva severo en un sistema cerrado y no sujeto a inspecciones visuales frecuentes, como lo es un transformador? (Forestieri, 2004).

El aceite dieléctrico es parte fundamental de la operación de un transformador, por lo tanto, es necesario que mantenga sus propiedades sin ningún tipo de deterioro y para lograrlo es necesario la realización de pruebas al aceite del transformador.

1.4.9. Rigidez dieléctrica del líquido aislante

La rigidez dieléctrica o tensión de ruptura, es la forma de medir la capacidad del aceite dieléctrico a soportar el efecto de un campo eléctrico de alta intensidad. Esta prueba ayuda a detectar la presencia de humedad y contaminación por agua o materiales sólidos en suspensión; sin embargo, un valor alto de rigidez dieléctrica no es indicativa de la ausencia de elementos contaminantes, y otro tipo de pruebas son necesarias juntamente con ésta para la evaluación del estado del aceite dieléctrico (Martínez, 2008).

El aceite en el transformador funciona como un líquido aislante debido a ello es necesario saber cómo se encuentra interiormente para soportar un esfuerzo eléctrico sin producir un arco y la prueba de rigidez dieléctrica es fundamental para determinar cómo y en qué condiciones se encuentra el aceite dieléctrico.

1.4.10. Tensión interfacial

La prueba de tensión interfacial es excelente para detectar contaminantes polares solubles en el aceite y productos de la oxidación. Se sabe que la precipitación de lodo en el transformador comienza cuando la tensión interfacial alcanza valores por debajo de las 22 dinas/cm (Forestieri, 2004).

Esta es una de las pruebas más importantes del aceite porque determinará la relación superficial en el agua y aceite de aislamiento que indicará la cantidad de lodo en el transformador y así tomar medidas de mantenimiento correctivo.

1.4.11. Acidez

La acidez de una muestra de aceite está relacionada con el deterioro del aceite. El aceite dieléctrico mineral es un hidrocarburo saturado de características no polares; sin embargo, cuando el aceite sufre degradación por oxidación, se forman ácidos oxílicos, los cuales son de naturaleza ácida (Martínez, 2008).

Los ácidos y otros contaminantes de oxidación junto con el agua son responsables de la corrosión y la degradación del aceite dieléctrico, esta corrosión afecta también las partes metálicas del transformador.

1.4.12. Color

El significado primario del color es la de observar una tasa de cambio a lo largo del tiempo en un transformador. Oscurecimientos del aceite en un período de tiempo, indica tanto la contaminación como el deterioro del aceite. Un color oscuro, sin haber cambios significativos en el número de neutralización o de la viscosidad, usualmente indican contaminación con materiales extraños. El color de un aceite aislante es determinado mediante una luz transmitida y se expresa mediante un valor numérico comparado contra valores estándares en una tabla circular contenida dentro del equipo (Argueta, Contreras, y Guardado, 2017).

El deterioro del aceite está bien marcado en el color y el oscurecimiento en un período de tiempo indica la contaminación que tiene el aceite al pasar de los años sin una revisión periódica.

1.4.13. Filtrado y recirculado de aceite al alto vacío

Se realiza a través de un medio hidrófilo (papel seco o arcilla activada), esto disminuye la cantidad de humedad contenida en el aceite (disuelta o suspendida) y además elimina las partículas sólidas de lodo suspendidas en un interior, lo cual disminuye considerablemente el grado de acidez del aceite. No obstante, el grado de secado obtenido de estos procesos es bastante deficiente en gran medida de la humedad relativa originalmente contenida en el aceite usado (Lon, 2012).

El filtrado de aceite es el tipo de mantenimiento ideal para reducir el deterioro del aceite por la acción de la humedad, la eliminación de sedimentos, evitando la generación de ácidos, y dando al aceite aislante el mejoramiento en sus condiciones adecuadas de servicio del transformador.

1.5. Plan de mantenimiento

“El plan de mantenimiento es un documento que contiene el conjunto de tareas de mantenimiento programado que deben realizarse en una planta para asegurar los niveles de disponibilidad que se hayan establecido” (García, 2003, p. 37).

Teniendo parámetros definidos bajo los cuales los equipos son confiables siendo la referencia principal, para que sean la guía en la realización del plan de mantenimiento.

1.5.1. Administración del plan de mantenimiento

El primer paso en el desarrollo de un programa de mantenimiento consiste en reunir una fuerza de trabajo que inicie y ejecute el plan. Se designará a una sola persona como jefe de la fuerza de trabajo, además que es esencial el compromiso de la dirección para el cumplimiento exitoso del plan (Stronconi y Tamoy, 2010).

El compromiso del equipo de trabajo es muy importante para el desarrollo del plan de mantenimiento. Se debe tomar responsabilidad para lograr las metas propuestas para llegar a que los equipos sean confiables.

1.5.2. Necesidades del plan de mantenimiento

Ordoñez y Nieto, (2010) indican los aspectos importantes y las funciones principales de la realización de un plan de mantenimiento de la manera siguiente:

El plan de mantenimiento es para:

- Una pronta reparación
- Preservar el activo físico
- El mantenimiento rutinario al prevenir falla
- El objetivo primario en la función mantenimiento es optimizar la disponibilidad de la planta al mínimo costo
- Una óptima producción
- Preservar la función de los activos
- El mantenimiento afecta los aspectos del negocio, riesgo, seguridad, integridad ambiental, eficiencia energética, calidad del producto y servicio al cliente. No solo la disponibilidad y los costos.

1.5.3. Programa específico de mantenimiento

Debe elaborarse un programa específico de mantenimiento para cada equipo dentro del programa general. El programa es una lista completa de las tareas de mantenimiento que se van a realizar en el equipo. El programa incluye el nombre y número de identificación del equipo, su ubicación, número de referencia del programa, lista detallada de las tareas que se llevarán a cabo, frecuencias de cada tarea, tipo de técnicos requeridos para realizar la tarea, tiempo para cada tarea, tipo de técnicos requeridos para realizar la tarea, herramientas especiales que se necesitan y materiales necesarios (Stronconi y Tamoy, 2010).

El plan de mantenimiento con un programa será la guía indicando los pasos y procedimientos a realizar respecto a cada equipo, el conjunto de actividades dará como resultado la confiabilidad de los equipos.

1.5.4. Recomendaciones para la inspección y mantenimiento de transformadores

En vista de que los transformadores son los eslabones vitales para la operación de las grandes empresas industriales y comerciales, es necesario que para su funcionamiento continuo y se logra solamente a través de un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimiento de rutina (Saavedra, 2016).

Estos datos son muy valiosos debido a que las inspecciones y rutinas deben realizarse periódicamente tomando como parte fundamental lo vital que es el transformador de distribución para mantener la seguridad, la disponibilidad y la confiabilidad del servicio eléctrico en la industria.

2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

2.1. Visita de inspección

Para esta fase se inició observando y realizando una recopilación de datos de toda la red de distribución eléctrica de media tensión (13.8 kV) en la cual se logró identificar que los bancos de transformadores de distribución trifásicos están conformados por tres transformadores monofásicos.

Figura 3. Banco de transformadores de distribución



Fuente: [Fotografía de Marvin González]. (Ciudad de Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

El banco de transformación se conforma de distintos componentes fundamentales para su buen funcionamiento entre ellos los pararrayos de línea, aisladores tipo pin, cortacircuitos, fusibles de protección y tres transformadores monofásicos.

La red de distribución trifásica cuenta con 11 bancos de transformadores convencionales de distribución en poste y 4 transformadores tipo *Pad Mounted* (tipo jardín).

En la siguiente tabla, se muestra un resumen de los datos obtenidos y sus capacidades de potencia.

Tabla I. **Cantidad y capacidades de transformadores**

No.	Descripción
4	Transformadores <i>Pad Mounted</i> (225, 225, 750 y 1,000 kVA)
5	Bancos monofásicos de 3 x 50 kVA
6	Bancos monofásicos de 3 x 75 kVA
15	Cantidad total.

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La recopilación de información más detallada se muestra en la tabla II, donde se obtienen los resultados de la capacidad de los bancos de transformación en poste, así como las capacidades de transformadores tipo *Pad Mounted* (tipo jardín) y sus ubicaciones dentro de las instalaciones.

Tabla II. **Ubicación de transformadores de distribución**

No.	Potencia	Montaje	Ubicación
1	3 x 50 kVA	En poste	Esquina sur poniente parqueo 3
2	3 x 75 kVA	En poste	Alrededores del vivero
3	3 x 75 kVA	En poste	Alrededores del vivero
4	3 x 50 kVA	En poste	Esquina sur poniente del salón 8
5	3 x 50 kVA	En poste	Esquina norponiente del salón 8
6	3 x 50 kVA	En poste	Costado norte del salón 9 frente a puerta 6
7	3 x 75 kVA	En poste	Costado norte del salón 9 frente a puerta 7
8	225 kVA	<i>Pad Mounted</i>	En caseta atrás (norte) de salón 10
9	225 kVA	<i>Pad Mounted</i>	En caseta atrás (norte) de salón 10
10	3 x 75 kVA	En poste	Costado norte del área de restaurantes
11	3 x 75 kVA	En poste	Esquina norponiente del salón 6
12	1,000 kVA	<i>Pad Mounted</i>	En la caseta de la subestación
13	3 x 75 kVA	En piso	En la caseta de la subestación
14	3 x 50 kVA	En piso	En la caseta de la subestación
15	750 kVA	<i>Pad Mounted</i>	Caseta planta eléctrica de emergencia

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

2.2. Revisión de documentación

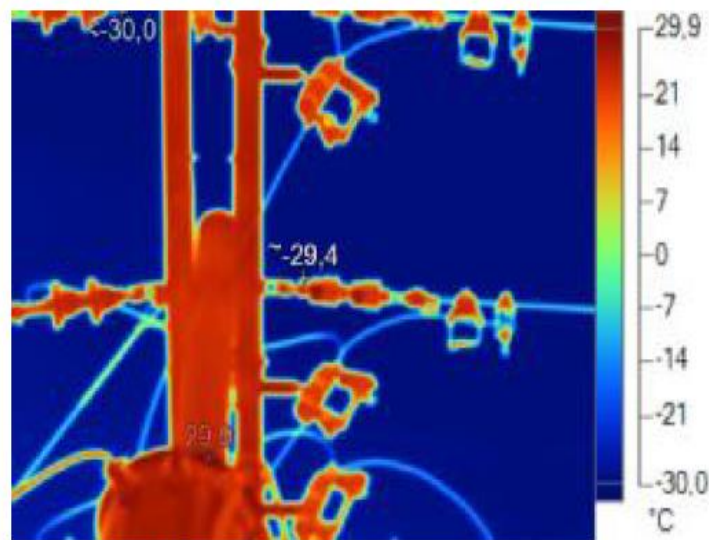
Se revisó la documentación existente respecto a los mantenimientos que se han realizado a los transformadores de distribución dentro de las instalaciones y se logró determinar que son de tipo mantenimiento correctivo o de emergencias

cuando sucede algún incidente de corto circuito o por desgaste de los componentes de protección de los bancos de transformadores.

En la documentación se logró verificar que se realiza un mantenimiento predictivo mediante termografía infrarroja, esta es realizada una vez al año por parte de la empresa comercializadora que brinda el servicio eléctrico.

La figura 4, muestra la falla encontrada por medio de la termografía infrarroja siendo de gran ayuda para programar la reparación.

Figura 4. **Termografía infrarroja**



IR_00602.IS2

Medida correctiva propuesta: Porta fusibles desgastado por corrosión parqueo este entrada principal derivación salones (apriete) alimentación salón 8 baño damas

Continuación figura 4.

Información de la imagen

Temperatura promedio	-16,1°C
Rango de la imagen	<-30,0°C a 29,9°C
Tamaño de sensor IR	200 x 150
Versión DSP	2.54.0
Hora de la imagen	01/07/2015 12:12:17
Distancia al objetivo	0,00m

Marcadores de la imagen principal

Nombre	Temperatura	Emisividad	Segundo plano
Punto central	~-29,4°C	1,00	23,0°C
Caliente	29,9°C		
Frio	<-30,0°C	1,00	23,0°C

Fuente: [Fotografía de Marvin González]. (Ciudad Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

2.3. Evidencia de distintas fallas

Los pocos datos históricos recolectados fueron de las distintas fallas en las protecciones externas de los transformadores siendo importante conocerlos debido a que estos repercuten en su funcionamiento y en su vida útil.

En la figura 5 se mostrará la falla ocasionada por un cortocircuito, en la cual se muestra daño en la parte aislante de porcelana de la base y el desgaste de la base portafusible los cuales ya están deteriorados.

Al pasar de los años la base portafusible demuestra el desgaste y deterioro en el cual es fusible tiene una protección aislante casi nula.

Figura 5. **Falla ocasionada por cortocircuito**



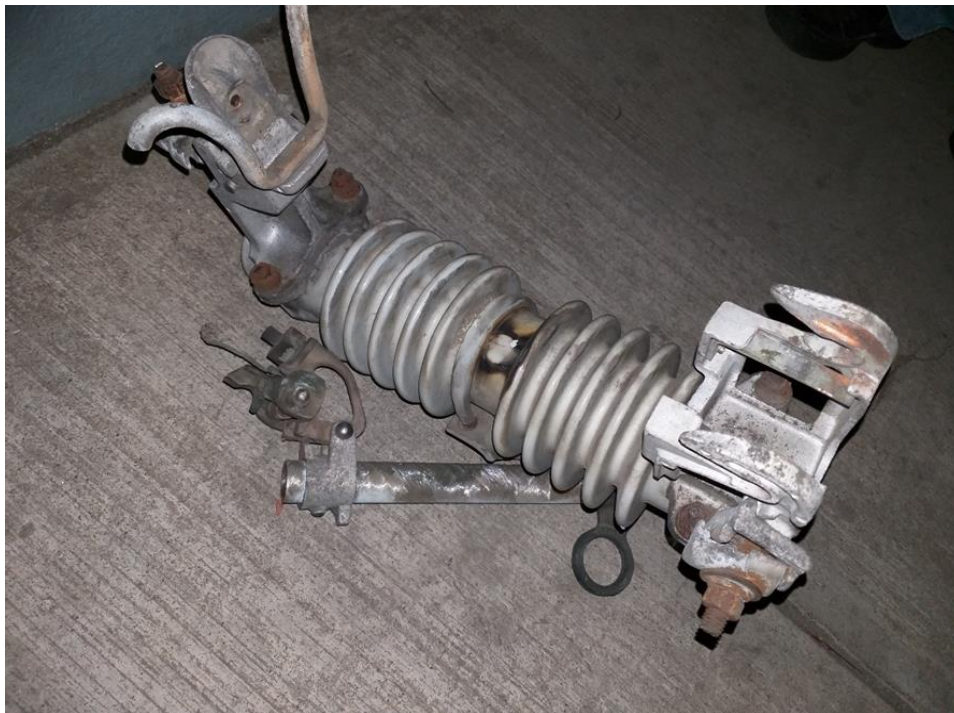
Fuente: [Fotografía de Marvin González]. (Ciudad Guatemala. 2021). Colección particular.
Guatemala.

En la figura 6, se presenta la falla ocasionada por un arco eléctrico ocasionado por un cortocircuito de fase a tierra, en la cual se muestra daño en la parte aislante de porcelana.

Se muestra también el desgaste mostrando el deterioro y oxidación del corta circuito debido a las condiciones ambiente.

Esta es una de las fallas más comunes que se manifiestan en los componentes de las protecciones de los transformadores de distribución.

Figura 6. **Cortacircuitos dañado por arco eléctrico**



Fuente: [Fotografía de Marvin González]. (Ciudad Guatemala. 2021). Colección particular. Guatemala.

La figura 7 muestra que en un banco de transformadores la base portafusible de la parte del centro fue desconectada debido a que el fusible se quemó, esto sucedió debido a que un ave se posó sobre el banco de transformadores ya al querer alzar su vuelo toca la fase del centro y la parte metálica del transformador, provocando un corto circuito de fase a tierra.

Ante la quema del fusible de la parte central el banco de transformadores el cual tiene una conexión trifásica delta estrella con un voltaje primario de 13.8 kV y un voltaje secundario 208 V, una distribución con un sistema trifásico con pérdida de una fase creando un riesgo en los equipos que funcionan con tres

fases funcionen solo con dos fases que puedan dañarse entre ellos las bombas de agua centrífugas conectadas a esos circuitos.

Figura 7. Falla ocasionada por un ave



Fuente: [Fotografía de Marvin González]. (Ciudad Guatemala. 2021). Colección particular.
Guatemala.

La falta de mantenimiento y la falta de programación en la poda de árboles genera al momento de lluvia que exista un peligro que las líneas de transmisión esto debido a que el agua es un puede convertirse entre las ramas como un conductor y provocar cortocircuito entre las líneas.

Cuando los cables quedan escondidos dentro de las ramas de los árboles se ocasiona un peligro muy grande porque estos se pueden arquear en cualquier

momento y disparar los fusibles principales de la red de distribución lo que ocasiona una suspensión de energía en todas las instalaciones.

Figura 8. Falta de poda de árboles



Fuente: [Fotografía de Marvin González]. (Ciudad Guatemala. 2021). Colección particular.
Guatemala.

Las fallas por sobrecarga son debido a incremento de carga no medida ni programada en los distintos eventos, recalentamiento en las fases por mala distribución ocasionando desbalance en el amperaje de las líneas.

Se logró identificar que las fallas por cortocircuitos externos han sido debido a falta de prevención en la poda de árboles y por agentes externos como animales (ardillas, ratones, aves) que reposan en los cables y los transformadores.

Otro tipo de falla son de tipo por problemas internos, estas se dan por la falta de mantenimiento preventivo al momento de conectar y poner en marcha el transformador quema los fusibles presentando un cortocircuito interno, esto debido a que no se realizan pruebas de aceite y también por falta de hermeticidad del transformador por empaques defectuosos en la cuba.

Fallas por falso contacto estas han sucedido debido al mal apriete de *bushing* o bien en terminales del transformador, determinada por fallas por factor humano, por falta de limpieza en pararrayos de línea, en terminales que al pasar del tiempo por corrosión atmosférica provocan falso contacto en forma de chisporroteo.

2.4. Pruebas de mantenimiento en los transformadores

Del banco de transformadores que se tomó como muestra el cual está conformado por tres transformadores monofásicos a los cuales se tomaron datos individualmente y se realizaron pruebas de mantenimiento para determinar el estado en que se encuentran entre los datos se nombran los siguientes:

- Toma de datos de placa característica
- Inspección visual del estado del transformador
- Prueba de relación de transformación (TTR)
- Prueba de resistencia de aislamiento
- Prueba de rigidez dieléctrica
- Prueba de acidez
- Prueba de tensión interfacial
- Prueba de color

3. PRESENTACIÓN Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Se presentan los resultados del análisis de los datos recabados en los distintos tipos de fallas que afectan a los transformadores de distribución y también en las pruebas de mantenimiento realizadas.

3.1. Fallas en transformadores

Con base a la información recabada se muestra la cantidad de fallas en transformadores monofásicos de distribución, las más comunes son sobrecargas, cortocircuito externos, problemas internos del transformador y fallas por falso contacto.

Los resultados se muestran en la tabla III.

Tabla III. **Recopilación de fallas en transformadores**

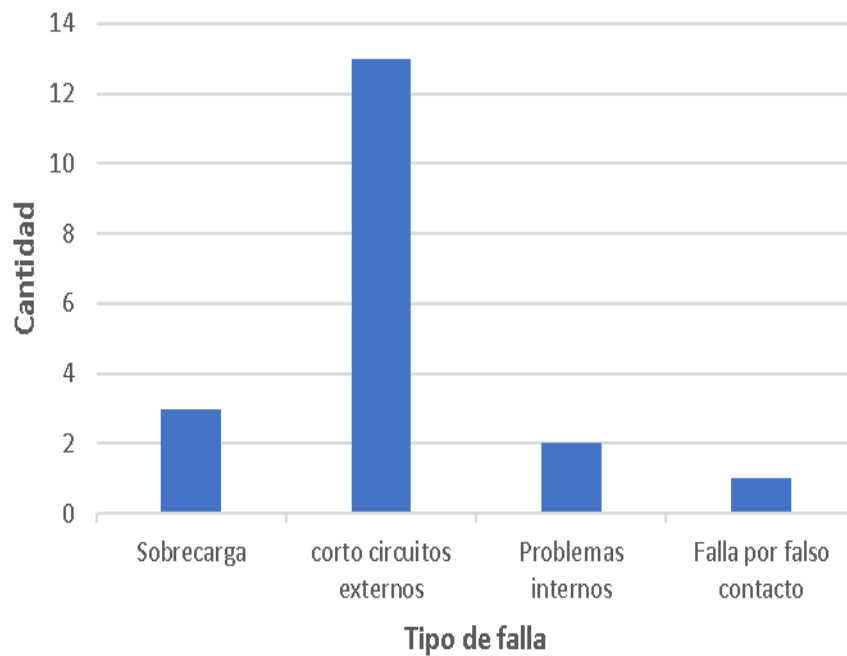
Tipo de falla	Cantidad
Sobrecarga	3
Cortocircuitos externos	13
Problemas internos	2
Falla por falso contacto	1

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La tabla muestra que la mayor cantidad de fallas en los transformadores se producen a través de cortocircuitos externos, esto debido a la falta de

mantenimiento preventivo, la corrosión atmosférica y galvánica en los cortacircuitos.

Figura 9. **Gráfica de recopilación de fallas en transformadores**

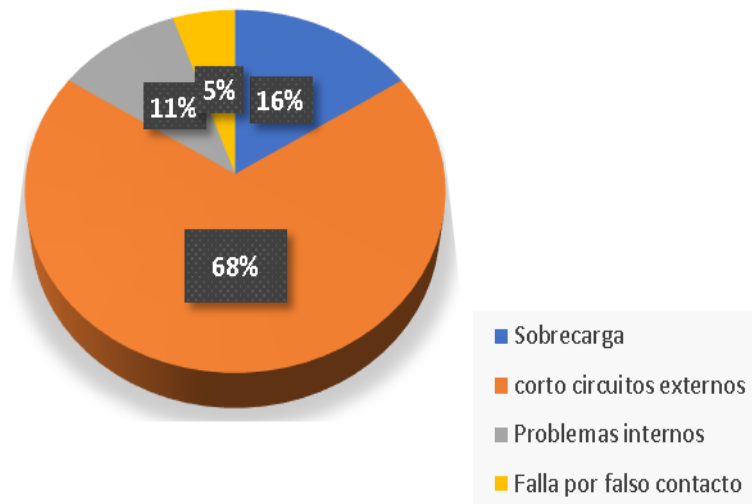


Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La mayor cantidad de fallas es de tipo de cortocircuito externo la cual es recurrente normalmente se quema el fusible el cual el cambio se realiza en tiempo promedio de una hora dependiendo de la capacidad de los técnicos.

Los resultados de los distintos porcentajes de los escenarios de falla se presentan en la siguiente figura.

Figura 10. **Porcentaje de fallas en transformadores**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

3.2. **Pruebas de mantenimiento en transformadores**

Para la realización de estas pruebas de mantenimiento a los transformadores los servicios fueron subcontratados debido a que los bancos seleccionados deberían desmontarse de poste y ser trasladados a los talleres para verificar los análisis de las pruebas de mantenimiento.

Las pruebas de mantenimiento son necesarias para la prevención de las fallas en los equipos se pretende diagnosticar como se encuentran las propiedades internas del transformador y así realizar la corrección necesaria antes de que suceda un problema de fatales consecuencias para las instalaciones y para las personas.

3.2.1. Pruebas de resistencia de aislamiento

Se tomaron los datos de resistencia de aislamiento de cada transformador. La prueba también llamada *megger* nos indicará el estado de aislamiento del transformador.

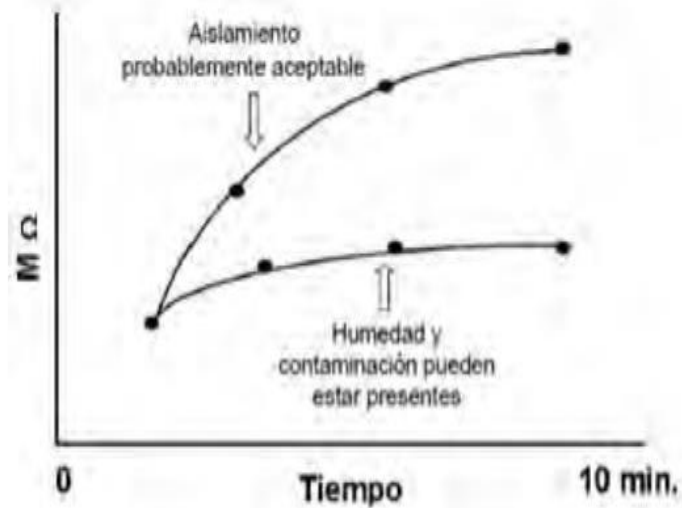
A continuación, se presentan las tablas con los datos obtenidos de resistencia de aislamiento de:

- Datos de primario vs secundario a un voltaje de 2,500 V
- Datos de primario vs secundario más tierra a un voltaje de 2,500 V
- Datos de secundario vs primario más tierra a un voltaje de 2,500 V

Los tiempos de cada prueba fueron de 0.25, 0.5, 0.75, 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 minutos, y respecto a cada tiempo se mide la resistencia de aislamiento, estos datos fueron analizados graficando la resistencia de aislamiento contra el tiempo obteniendo la curva llamada de absorción dieléctrica.

Si la curva muestra cómo aumenta la resistencia con respecto al tiempo el aislamiento será aceptable, Las presentes especificaciones están referidas a lo estipulado en la norma IEEE C57.12.90.

Figura 11. Resistencia de aislamiento contra tiempo



Fuente: Lon (2012). *Pruebas eléctricas de diagnóstico a los transformadores de potencia*.

Según INTEC (2004), “el índice de absorción (DAR) es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 60 segundos dividido la resistencia de aislamiento a 30 segundos” (p. 23).

$$DAR = \text{Resistencia 1 minuto} / \text{Resistencia 30 segundos} \quad (\text{Ec. 1})$$

En general una relación de índice de absorción de 1.25 a 2 o mayor que 2 es considerada como buena, pero una relación por debajo de este valor indica que el equipo probablemente requiera de inspección más detallada o en su caso reparación (INTEC, 2004).

Se seleccionó el banco de transformadores que alimenta el área de restaurantes. Estos están compuestos por tres transformadores monofásicos

siendo denominados transformadores No. 1, transformador No. 2 y transformador No. 3

A continuación, se presentan los datos recabados del transformador No. 1, con sus valores nominales de voltaje primario y secundario y la potencia del transformador área de ubicación y área que se brinda el servicio de energía.

Tabla IV. **Datos de transformador No. 1**

Descripción	Características
Tipo de transformador	monofásico
Ubicación	cerca de parqueo No.3
Instalación	En poste
Conexión primaria	Estrella
Voltaje primario	7620/13200 Y
Conexión secundaria	Delta
Voltaje secundario	240/120 V
Potencia por banco	75 kVA
Área que suministra energía	área de restaurantes
No. De Fases	1
Fabricante:	Westinghouse
Año de fabricación:	No indica

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la siguiente tabla se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 1 de la medición de devanado primario contra el devanado secundario.

Tabla V. **Resistencia de aislamiento primario vs secundario de transformador No. 1**

Primario vs secundario 2500 V resistencia en	
Tiempo de prueba (min)	GΩ
0.25	8.73
0.50	26.5
0.75	43.1
1	58.6
2	100.3
3	125.6
4	144.9
5	158.7
6	172.4
7	180.5
8	189.6
9	196.6
10	204

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.50 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 26.5 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 58.6 gigaohmios.

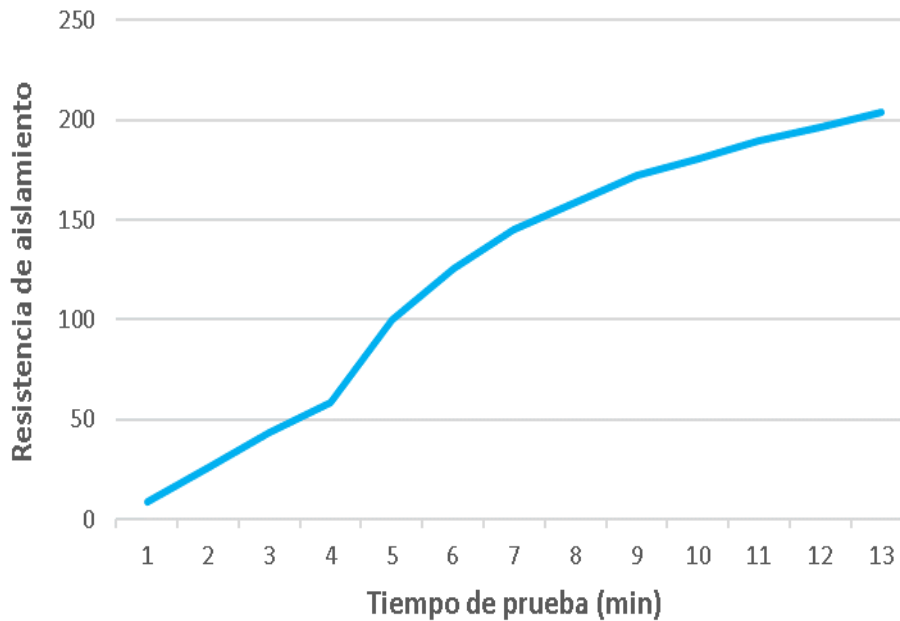
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 58.6 / 26.5 = 2.21 \quad (\text{Ec. 2})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 2.21 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad.

En la figura 12, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla V.

Figura 12. **Gráfica primario vs secundario de transformador No. 1**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla IV, se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 1 de la medición de devanado primario contra el devanado secundario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla VI. **Resistencia de aislamiento primario vs secundario + tierra de transformador No. 1**

Primario vs secundario + tierra 2500 V resistencia en	
Tiempo de prueba (min)	GΩ
0.25	8.5
0.50	17.76
0.75	23.8
1	27.6
2	36.8
3	40.7
4	43.1
5	44.6
6	45.6
7	46
8	46.4
9	47.2
10	47

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.50 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 17.76 gigaohmios en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 27.6 gigaohmios.

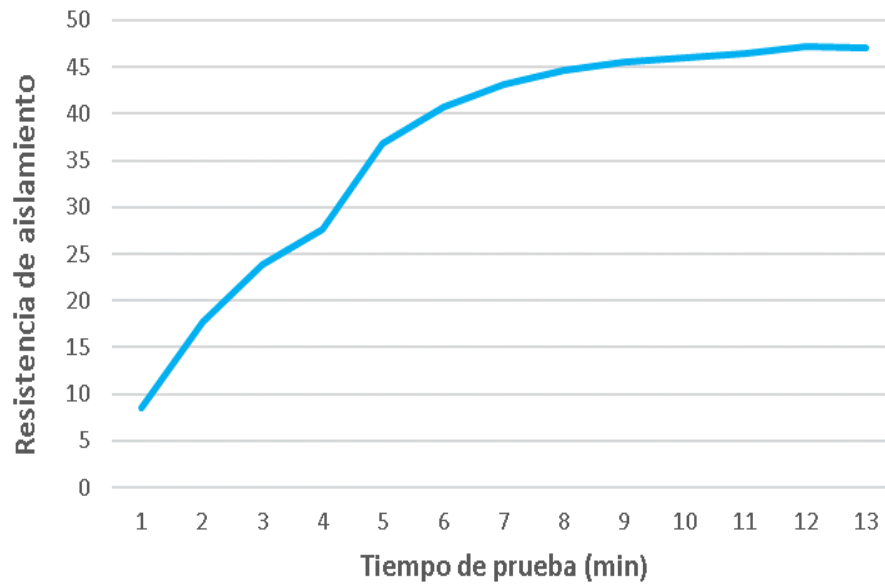
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 27.6 / 17.76 = 1.55 \quad (\text{Ec. 3})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 1.55 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad.

En la figura 13, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla VI.

Figura 13. **Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 1**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla VII, se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 1 de la medición de devanado secundario versus el devanado primario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla VII. **Resistencia de aislamiento secundario vs primario + tierra de transformador No. 1**

Secundario vs primario + tierra 2500 V resistencia en	
Tiempo de prueba (min)	GΩ
0.25	1.97
0.50	2.75
0.75	3.22
1	3.52
2	4.32
3	4.75
4	5.14
5	5.37
6	5.53
7	5.73
8	5.91
9	6.02
10	6.08

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.50 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 2.75 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 3.52 gigaohmios.

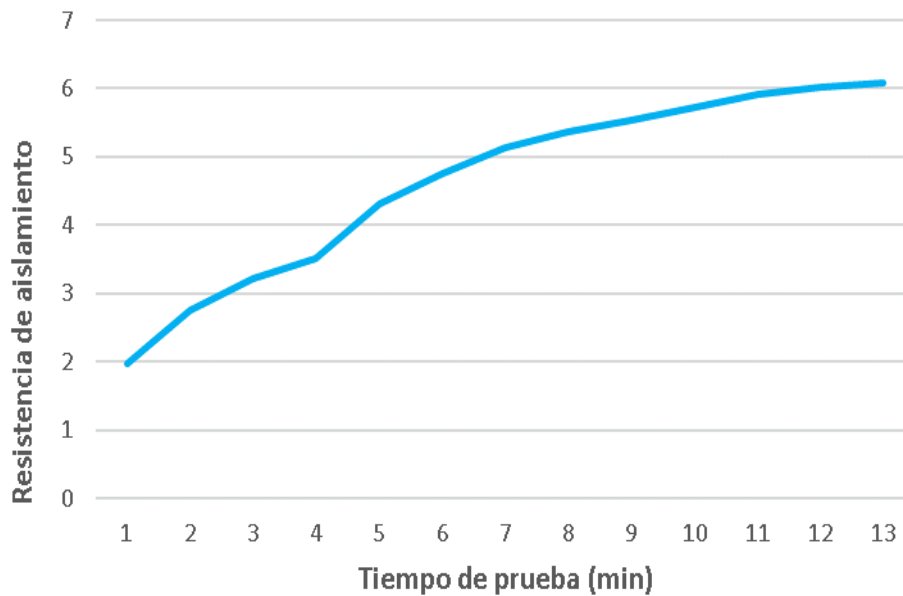
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 3.52 / 2.75 = 1.28 \quad (\text{Ec. 4})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 1.28 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad, pero al límite del rango.

En la figura 14, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla VII.

Figura 14. **Gráfica secundario vs primario + tierra de transformador No. 1**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Las gráficas de resistencias de aislamiento del transformador No.1 demuestran que los valores medidos de resistencia de aislamiento son satisfactorios, el comportamiento de ellas no resalta ningún deterioro o contaminación del aislamiento. indican que la resistencia de aislamiento está en buen estado.

A continuación, se presentan los datos y resultados obtenidos en el transformador No. 2, con sus valores nominales de voltaje primario y secundario y la potencia del transformador área de ubicación y área que se brinda el servicio de energía eléctrica.

Tabla VIII. **Datos de transformador No. 2**

Descripción	Características
Tipo de transformador	monofásico
Ubicación	cerca de parqueo No.3
Instalación	En poste
Conexión primaria	Estrella
Voltaje primario	7620/13200 Y
Conexión secundaria	Delta
Voltaje secundario	240/120 V
Potencia por banco	75 kVA
Área que suministra energía	área de restaurantes
No. De Fases	1
Fabricante:	Westinghouse

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla IX se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 2 de la medición de devanado primario contra el devanado secundario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla IX. **Resistencia de aislamiento primario vs secundario de transformador No. 2**

Tiempo de prueba (min)	Primario vs secundario 2500 V resistencia en GΩ
0.25	9.98
0.50	28.5
0.75	49.7
1	69
2	127.6

Continuacion tabla IX.

3	164.2
4	193.3
5	216
6	234
7	249
8	263
9	276
10	285

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.50 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 28.5 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 69 gigaohmios.

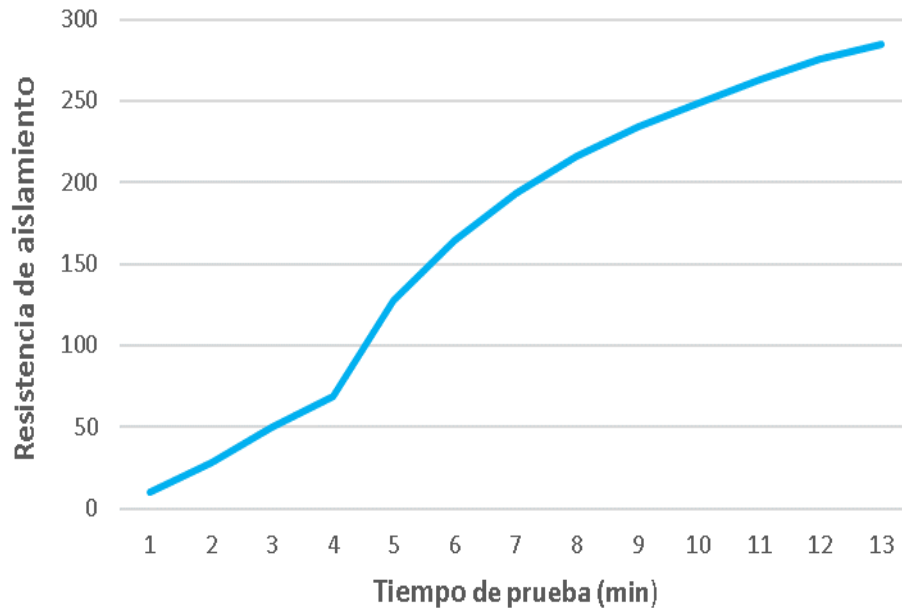
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 69 / 28.5 = 2.42 \quad (\text{Ec. 5})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 2.42 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad.

En la figura 15, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla IX.

Figura 15. **Gráfica primario vs secundario de transformador No. 2**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla X, se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohms del transformador No. 2 de la medición de devanado primario contra el devanado secundario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla X. **Resistencia de aislamiento primario vs secundario + tierra de transformador No. 2**

Primario vs secundario + tierra 2500 V resistencia de aislamiento en GΩ	
Tiempo de prueba (min)	
0.25	7.49
0.50	19.68
0.75	27

Continuación tabla X.

1	32.3
2	44.1
3	49.9
4	53
5	54.7
6	55.2
7	57.2
8	57.7
9	57.8
10	57.8

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.5 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 19.68 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 32.3 gigaohmios.

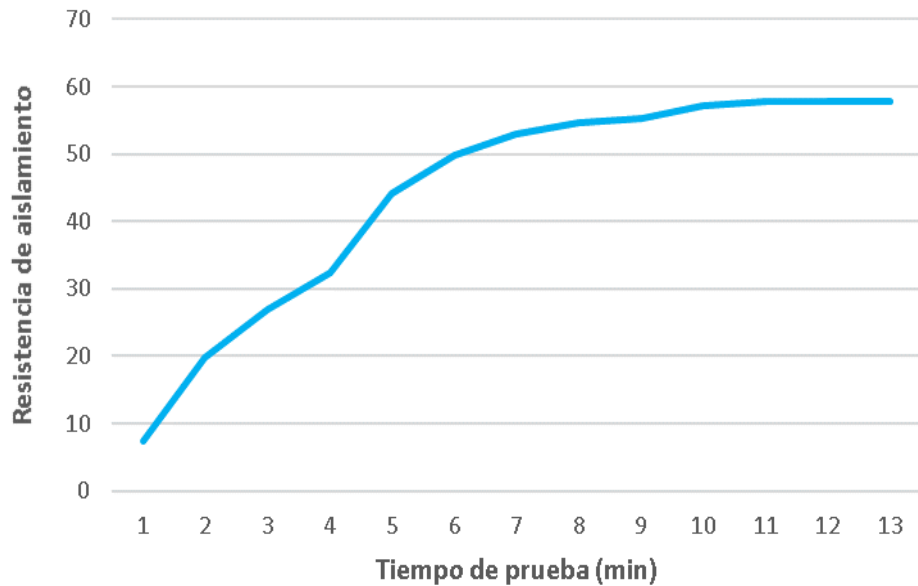
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 32.3 / 19.68 = 1.64 \quad (\text{Ec. 6})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 1.64 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad.

En la figura 16, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla VI.

Figura 16. **Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 2**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla XI, se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 2 de la medición de devanado secundario contra el devanado primario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla XI. **Resistencia de aislamiento secundario vs primario + tierra de transformador No. 2**

Secundario vs primario + tierra 2500 V resistencia en	
Tiempo de prueba (min)	GΩ
0.25	2.42
0.50	3.42
0.75	4.14

Continuación tabla XI.

1	4.78
2	6.29
3	7.3
4	8.32
5	8.95
6	9.05
7	9.43
8	9.82
9	10.2
10	10.6

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.50 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 3.42 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 4.78 gigaohmios.

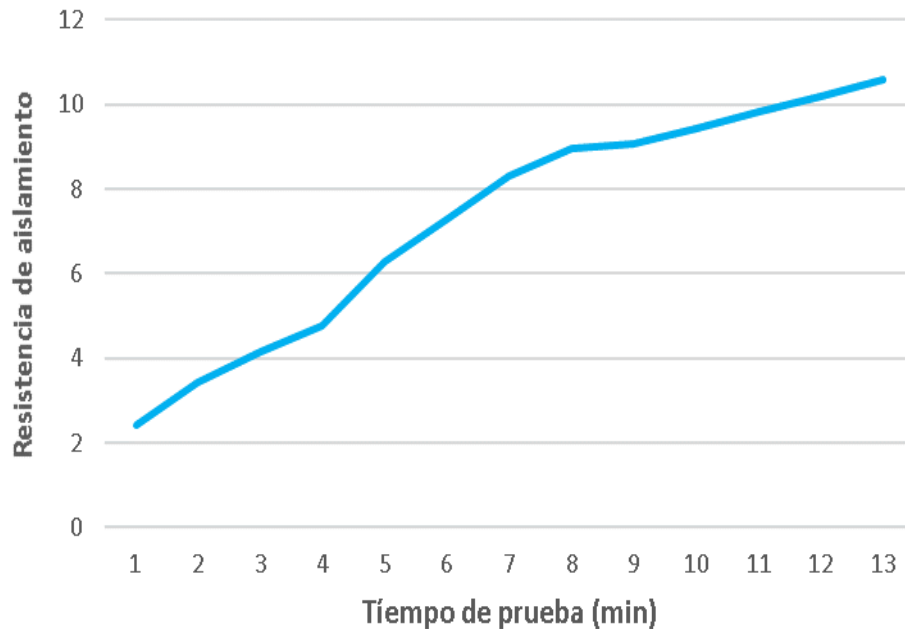
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 4.78 / 3.42 = 1.39 \quad (\text{Ec. 7})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 1.39 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad, pero al límite del rango.

En la figura 17, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla XI.

Figura 17. **Gráfica secundario vs primario + tierra de transformador No. 2**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Las gráficas de resistencias de aislamiento del transformador No. 2 demuestran que los valores medidos de resistencia de aislamiento son satisfactorios, el comportamiento de ellas no resalta ningún deterioro o contaminación del aislamiento. indican que la resistencia de aislamiento está en buen estado.

A continuación, se presentan los datos y resultados obtenidos en el transformador No. 3 con sus valores nominales de voltaje primario y secundario y la potencia del transformador área de ubicación y área que se brinda el servicio de energía.

Tabla XII. **Datos de transformador No. 3**

Descripción	Características
Tipo de transformador	monofásico
Ubicación	cerca de parqueo No.3
instalación	En poste
Conexión primaria	Estrella
Voltaje primario	7620/13200 Y
Conexión secundaria	Delta
Voltaje secundario	240/120 V
Potencia por banco	75 kVA
área que suministra energía	área de restaurantes
No. De Fases	1
Fabricante:	Westinghouse

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla XIII, se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 3 de la medición de devanado primario contra el devanado secundario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla XIII. **Resistencia de aislamiento primario vs secundario de transformador No. 3**

Tiempo de prueba (min)	Primario vs secundario 2500 V resistencia en GΩ
0.25	11.12
0.50	29.6
0.75	45.9
1	64.5
2	123.5
3	164.5
4	190.5

Continuación tabla XIII.

5	216
6	229
7	246
8	258
9	269
10	278

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.50 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 29.6 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 64.5 gigaohmios.

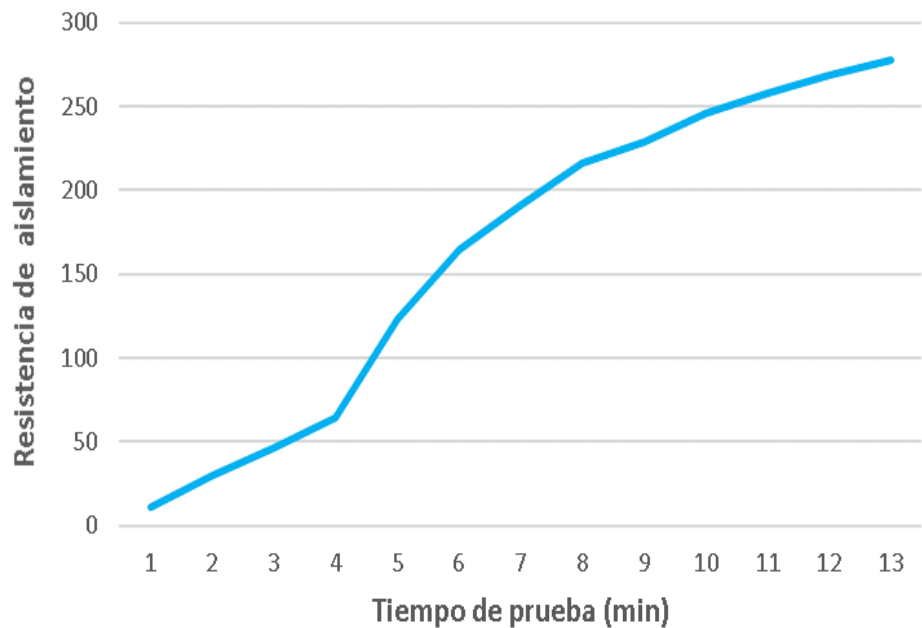
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 64.5 / 29.6 = 2.17 \quad (\text{Ec. 8})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 2.17 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad.

En la figura 18, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla XI.

Figura 18. **Gráfica primario vs secundario de transformador No. 3**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla XIV se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 3 de la medición de devanado primario contra el devanado secundario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla XIV. **Resistencia de aislamiento primario vs secundario + tierra de transformador No. 3**

Primario vs secundario + tierra 2500 V resistencia en	
Tiempo de prueba (min)	GΩ
0.25	11.8
0.50	22.5
0.75	28.7
1	34.3

Continuación tabla XIV.

2	46.3
3	51.1
4	54.2
5	56.1
6	57.7
7	56.1
8	58.1
9	58.7
10	58.9

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.5 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 22.5 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 34.3 gigaohmios.

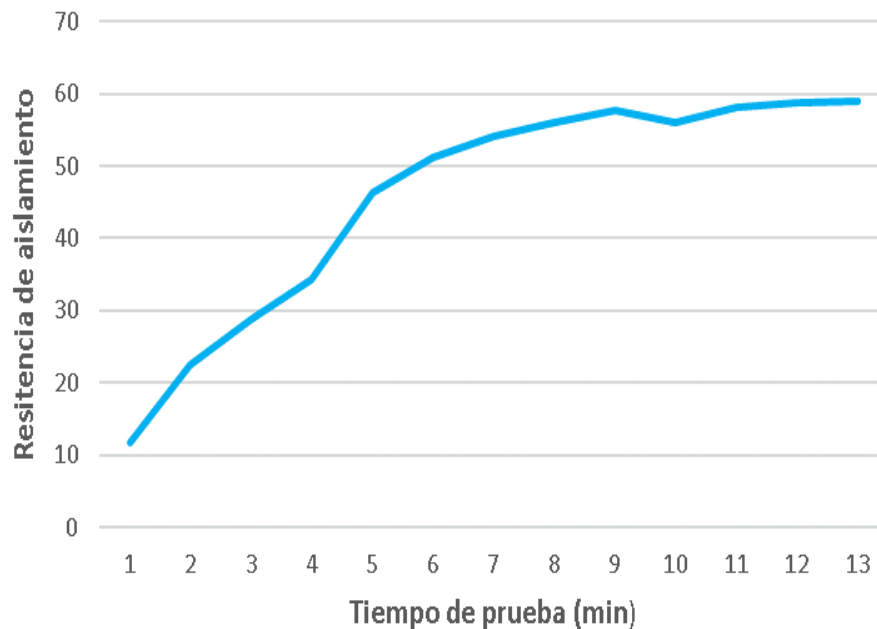
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 34.3 / 22.5 = 1.52 \quad (\text{Ec. 9})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 1.52 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad

En la figura 19, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla XIV.

Figura 19. **Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 3**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla XV, se presentan las mediciones realizadas de resistencia de aislamiento en gigaohmios del transformador No. 3 de la medición de devanado secundario contra el devanado primario más tierra a un voltaje de 2500 V.

Tabla XV. **Resistencia de aislamiento secundario vs primario + tierra de transformador No. 3**

Secundario vs primario + tierra 2500 V resistencia	
Tiempo de prueba (min)	en GΩ
0.25	3.26
0.5	4.33

Continuacion tabla XV.

0.75	5
1	5.59
2	7.12
3	8.31
4	9.07
5	9.87
6	10.41
7	10.77
8	11.15
9	11.83
10	12.06

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En los datos obtenidos se puede observar que en 0.5 minutos (30 segundos) el valor de resistencia de aislamiento es de 4.33 gigaohmios y en 1 minuto el valor de resistencia de aislamiento es de 5.59 gigaohmios.

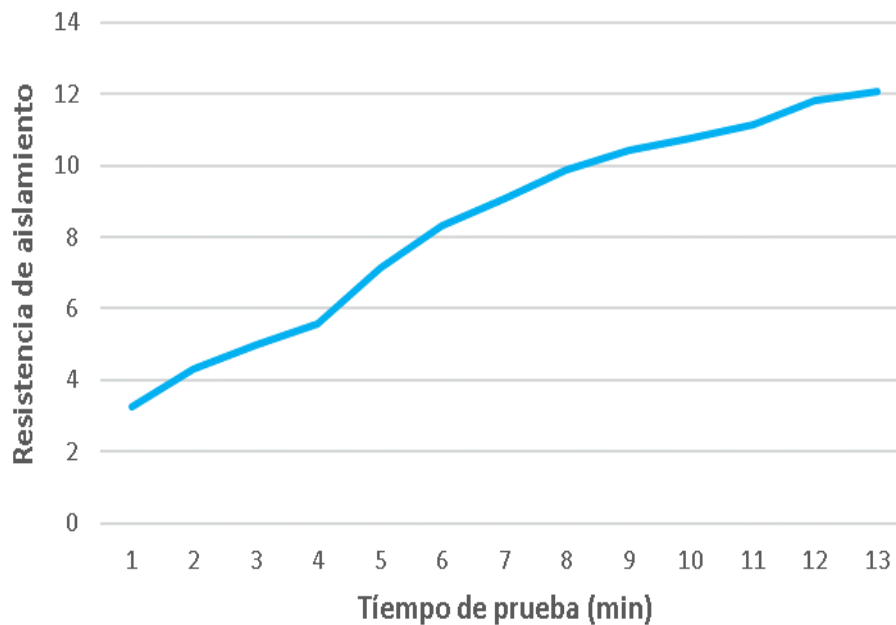
Por tanto, el índice de absorción es de:

$$DAR = 5.59 / 4.33 = 1.29 \quad (\text{Ec. 10})$$

El valor obtenido debe estar en el rango de aceptación de 1.25 a 2 o mayor que 2 en este caso 1.29 indicando que el aislamiento está en probabilidad libre de humedad, pero al límite del rango.

En la figura 20, se presenta la gráfica de los datos obtenidos de la tabla XV.

Figura 20. **Gráfica primario vs secundario + tierra de transformador No. 3**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los valores medidos de resistencia de aislamiento del transformador No.3 son satisfactorios, el comportamiento de ellas no resalta ningún deterioro o contaminación del aislamiento, este no presenta ningún problema serio y que se encuentra en perfectas condiciones para que el transformador siga en funcionamiento.

3.2.2. Pruebas al aceite

Se presentan las principales pruebas al aceite realizadas a los transformadores tales como rigidez dieléctrica ASTM D-1816 la cual denota el punto de ruptura de una molécula de aceite en una sobretensión, acidez ASTM

D-974 la cual denota la cantidad de óxido en el transformador debido a los metales y el cobre, tensión interfacial ASTM D-2285 la cual denota la cantidad de moléculas de agua que existen en el aceite, color ASTM D1500 por inspección visual se determinará el estado del aceite.

A continuación, se presenta la tabla XVI con los resultados obtenidos de las pruebas de aceite en el transformador No.1.

Tabla XVI. Prueba de aceite de transformador No. 1

Valor normal		Valor actual	Estado
Rigidez dieléctrica			
ASTM D-1816	> 24 kV	31.22 kV	Satisfactorio
Acidez			
ASTM D-974	< 0.20 mg KOH/g	0.06 mg KOH/g	Satisfactorio
Tensión interfacial			
ASTM D-2285	25 a 35 dina/cm	29.35 dina/cm	Satisfactorio
Color ASTM			
D1500	< 2.5	1.5	Color aceptable

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Se muestra en la tabla XVI que el transformador No. 1 presenta parámetros muy buenos y aceptables respecto a la normativa ASTM de rigidez dieléctrica, acidez, tensión interfacial y color, por lo cual puede funcionar correctamente.

A continuación, se presenta la tabla XVII con los resultados obtenidos de las pruebas de aceite en el transformador No.2.

Tabla XVII. **Prueba de aceite de transformador No. 2**

Valor normal		Valor actual	Estado
Rigidez dieléctrica			
ASTM D-1816	> 24 kV	21.12 kV	No Satisfactorio
Acidez			
ASTM D-974	< 0.20 mg KOH/g	0.06 mg KOH/g	Satisfactorio
Tensión interfacial			
ASTM D-2285	25 a 35 dina/cm	28.93 dina/cm	Satisfactorio
Color ASTM			
D1500	< 2.5	1	Color aceptable

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla XVII se muestra que el transformador No. 2 presenta parámetros con un valor no satisfactorio en la rigidez dieléctrica la norma ASTM D-1816 indica que el valor de la prueba para ser satisfactorio debe ser mayor a 24 kV en su medición pero el valor obtenido tiene un valor de 21.12 kV fuera del parámetro establecido, por lo cual se debe realizar el cambio de aceite para poder funcionar correctamente y en parámetros aceptables de lo contrario el líquido aislante al momento de llegar a su tensión de ruptura en una sobretensión producirá un arco eléctrico el cual puede provocar un cortocircuito en los devanados provocando la quema del transformador.

Aunque los valores de las pruebas de acidez, tensión interfacial y color presenten ser satisfactorios según la norma ASTM, pero el valor de rigidez dieléctrica no es satisfactorio, este viene a afectar todo el banco de transformación trifásico y no es recomendable utilizarlo en estas condiciones debido a que afectara la carga conectada en la red secundaria.

A continuación, se presenta la tabla XVIII, los resultados obtenidos de las pruebas de aceite en el transformador No.3.

Tabla XVIII. **Prueba de aceite de transformador No. 3**

Valor normal		Valor actual	Estado
Rigidez dieléctrica			
ASTM D-1816	> 24 kV	26 kV	Satisfactorio
Acidez			
ASTM D-974	< 0.20 mg KOH/g	0.06 mg KOH/g	Satisfactorio
Tensión interfacial			
ASTM D-2285	25 a 35 dina/cm	29.71 dina/cm	Satisfactorio
Color ASTM			
D1500	< 2.5	2	Color aceptable

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Se muestra en la tabla XVIII que el transformador No. 3 presenta parámetros muy buenos y aceptables respecto a la normativa ASTM de rigidez dieléctrica, acidez, tensión interfacial y color, por lo cual puede funcionar correctamente.

3.2.3. Prueba de relación transformación

Prueba de relación transformación TTR, el rango estipulado por la norma IEEE C57.12.00, la cual indica que la tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser ± 0.5 %.

Esta prueba nos indicará que no existan cortocircuitos en las espiras de los devanados tanto primario como secundario, así como también que las conexiones internas estén correctamente.

A continuación, se presenta la tabla XIX de la relación de transformación teórica del transformador.

Tabla XIX. **Relación de transformación teórica**

Descripción	Resultados
Voltaje primario	7620/13200 Y
Voltaje secundario	120/240
Relación teórica TAP B	65.083
Valor máximo	65.409
Valor mínimo	64.758

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Datos obtenidos en la placa característica del transformador.

A continuación, se presenta la tabla XX de la relación de transformación con los valores medidos en el transformador.

Tabla XX. **Relación de transformación medida**

Transformador	Valor medido	Estado
Transformador No. 1	65.145	Satisfactorio
Transformador No. 2	65.085	Satisfactorio
Transformador No. 3	65.178	Satisfactorio

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La tabla XX, muestra que los valores medidos son satisfactorios y se encuentran en el rango estipulado por la norma IEEE C57.12.00, la cual indica que la tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser $\pm 0.5 \%$, cabe resaltar que el valor de voltaje primario de la línea de transmisión es 13.8 kV por lo cual el TAP está colocado en la posición B, para este tipo de voltaje.

Esta prueba se debe realizar con una periodicidad de un año como mínimo debido a que el transformador por su antigüedad afecta los devanados y los parámetros pueden variar hasta llegar a límite de los parámetros establecidos y por consecuencia daño en el transformador.

3.3. Discusión de resultados

En esta sección se indicaron los resultados obtenidos en cada una de las pruebas realizadas, para determinar el estado y las condiciones de los parámetros del transformador.

3.3.1. Discusión de resultado de distintas fallas

Con base en la información obtenida en los resultado en el caso de la evidencia de fallas en los transformadores de distribución se logra verificar en la tabla III, que la mayor cantidad de falla se da en corta circuitos externos, esta falla repentina que puede ocurrir en cualquier momento y el tiempo de suspensión de energía en el área afectada dependerá de la rapidez con que se realice la reparación, teniendo dos circunstancias las cuales pueden ser que se queme el fusible y el porta fusible se dañe esta reparación dependerá de la experiencia del electricista para realizar esta reparación utilizando la pértiga y los guantes de protección de 15 Kv y la disponibilidad de repuestos, el tiempo estimado de

solución de este problema es de 30 minutos a una hora, el daño más complicado que puede darse es que la base de porcelana del porta fusible se dañe, por el arco eléctrico lo cual se convertirá en un falla crítica.

El efecto de la falla de problemas internos en el transformador son casos que han sucedido poco, pero cabe notar que estos generan mayor suspensión de energía, en un tiempo permanente debido a que el transformador queda sin operación y dañado siendo este es uno de los problemas más críticos, debido a que genera el paro de operaciones en las actividades que se estén realizando.

3.3.2. Discusión de resultado de prueba de resistencia de aislamiento

La tabla XXI, muestra un resumen del índice de absorción obtenidos en el transformador No.1, estos valores medidos de resistencia de aislamiento son satisfactorios, el comportamiento de ellos no resalta ningún deterioro o contaminación del aislamiento. indican que la resistencia de aislamiento está en buen estado, pero debe realizarse mantenimiento antes de que los valores sobrepasan el límite.

Tabla XXI. **Índice de absorción de transformador No. 1**

Descripción	Resultado
Primario vs secundario 2500 V	2.21
Primario vs secundario + tierra 2500 V	1.55
Secundario vs primario + tierra 2500 V	1.28

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Las gráficas de resistencias de aislamiento del transformador No. 2 demuestran que los valores medidos de Resistencia de aislamiento son satisfactorios, el comportamiento de ellas no resalta ningún deterioro o contaminación del aislamiento. indican que la resistencia de aislamiento está en buen estado el índice de absorción en los tres tipos de mediciones a cada devanado demuestran estar libre de humedad y de lodo.

Tabla XXII. **Índice de absorción de transformador No. 2**

Descripción	Resultado
Primario vs secundario 2500 V	2.42
Primario vs secundario + tierra 2500 V	1.64
Secundario vs primario + tierra 2500 V	1.39

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los valores medidos de resistencia de aislamiento del transformador No.3 son satisfactorios, el comportamiento de ellas no resalta ningún deterioro o contaminación del aislamiento, este no presenta ningún problema serio y que se encuentra en perfectas condiciones para que el transformador siga en funcionamiento.

Tabla XXIII. **Índice de absorción de transformador No. 3**

Descripción	Resultado
Primario vs secundario 2500 V	2.17
Primario vs secundario + tierra 2500 V	1.52
Secundario vs primario + tierra 2500 V	1.29

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

3.3.3. Discusión de resultado de pruebas al aceite dieléctrico

En las pruebas físico químicas efectuadas al aceite dieléctrico, del transformador dieron valores dentro de los rangos permisibles en todas las pruebas, sin embargo, el transformador No.2 se encuentran por debajo de mínimo aceptable, específicamente en la prueba de la rigidez dieléctrica.

La resistencia de aislamiento del aceite se degrada con el tiempo, razón por la cual, es imperioso que periódicamente se examine sus características a fin de evitar las averías y pérdidas de los equipos.

Según Carbajal (2008) “Uno de los medios más satisfactorios de refrigeración consiste en sumergir en aceite el núcleo del transformador, esto sirve para doble propósito extraer el calor de los devanados y proporcionar propiedades aislantes muy útiles” (p. 44). Esto indica que un aceite en malas condiciones afecta también al papel aislante impregnado y sumergido en dicho aceite, la presencia de impurezas disminuye la rigidez dieléctrica de un aceite.

Valores de rigidez dieléctrica que se encuentren fuera del rango, es consecuencia del deterioro en el líquido aislante, la humedad por mala manipulación, deterioro en la hermeticidad o algún tipo de contaminante, debe ponerse bajo consideración un reacondicionamiento de este por medio de un tratamiento de filtrado por termo vacío o bien el cambio total del aceite dieléctrico.

3.3.4. Discusión de prueba de relación de transformación

Los valores medidos son satisfactorios y se encuentran en el rango estipulado por la norma IEEE C57.12.00, esto nos indica que el transformador no tiene daño de corto circuito tanto en su devanado primario, así como en su

devanado secundario, no tiene falso contacto entre las terminales del TAP y las boquillas internas del transformador ni existen errores en las conexiones.

Se resalta también que la mejor manera de detectar falsos contactos en las conexiones internas del transformador es a través de la realización de la termografía infrarroja.

4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN

En este capítulo se presenta la propuesta de plan de mantenimiento para los distintos transformadores de distribución, no es fácil reparar un equipo dañado y debido a ello es necesario tener el detalle de revisiones periódicas y tiempos de ejecución. En este apartado se propone la realización de: inspecciones visuales, mantenimiento preventivo, mantenimiento predictivo a través de termografía infrarroja.

4.1. Procedimiento de trabajo

Utilizando la técnica de inspección visual se propone revisar la búsqueda de daños, corrosión excesiva, anomalías superficiales, y detección de fracturas en las distintas partes del banco de transformadores.

Se propone mensualmente realizar la inspección visual de:

- Puestas a tierra flojas o con falta de ajuste en la línea de bajada del transformador.
- Inspección visual de corta circuito donde se pretende verificar que no existan falsos contactos y que esté bien ajustado, al crucero.
- Inspección visual de aisladores verificando los cuales no estén fracturados.

- Inspección visual de corrosión excesiva que genere daños a las partes del transformador.
- Inspección visual de estado de pararrayos, estos pueden presentar anomalías de falso contacto y chisporroteo en la conexión.
- Inspección visual de la porta fusible esta técnica nos permitirá identificar cuando la base de porta fusible está demasiado deteriorada y es necesario cambiarlo.
- Inspección visual de *bushing* de devanado primario se verificará que no existan fugas de aceite.
- Inspección visual de pernos de conexión del devanado secundario se debe verificar que no exista fuga de aceite.
- Inspección visual de la tapadera y todo el contorno del transformador para verificar que no exista corrosión en toda su estructura.

La medición de los parámetros de voltaje y corriente en los tableros de distribución principales es muy importante por tanto se propone medir en el tablero principal estos valores, durante la operación con cargas conectadas al sistema eléctrico, esto nos permitirá rectificar los valores nominales de operación del transformador.

A continuación, se presenta la propuesta de actividades a realizar mensualmente.

Tabla XXIV. **Propuesta de mantenimiento mensual**

Propuesta de inspecciones y mediciones	
Inspección visual de componentes mecánicos	Inspección de puesta a tierra
	Inspección visual de cortacircuitos
Inspección visual de componentes eléctricos	Inspección visual de aisladores
	Inspección visual de pernos y tuercas
	Inspección visual si existe corrosión excesiva.
	Inspección visual de pararrayos
	Inspección visual de la base portafusible
	Inspección visual de <i>bushing</i> de primario
Mediciones eléctricas	Inspección visual de bornes del secundario
	Inspección visual de toda la estructura del transformador
	Medición de voltaje en el tablero principal de distribución
	Medición de corriente en las fases de tablero de distribución

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Tener un orden en las actividades de mantenimiento, permitirá minimizar las fallas y alargar la vida útil de los transformadores, se propone también trimestralmente la poda de árboles que cubren toda la línea de media tensión y semestralmente la realización de una termografía infrarroja y las reparaciones de los puntos con elevada temperatura.

Tabla XXV. **Propuesta de mantenimiento trimestral y semestral**

Propuesta de trabajos trimestrales y semestrales	
Trimestral	Desrame y poda de árboles
Semestral	Termografía infrarroja en busca de puntos calientes
	Realizar reparaciones menores (cambio de pernos dañados y ajustes de apriete)

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Muchas veces el mantenimiento de los transformadores para algunas empresas es de poca importancia debido a que genera un costo elevado, pero cabe resaltar que la prevención a cualquier falla o quema del equipo previene grandes catástrofes económicas y salvaguarda vidas humanas.

Es por ello por lo que anualmente se debe realizar un análisis fisicoquímico del aceite con el fin primordial de verificar que el transformador no tenga humedad, oxidación interna por metales y cobre, que él no esté contaminado con mucha cantidad de moléculas de agua, para ello se verificará sus parámetros a través de las pruebas de rigidez dieléctrica (ASTM D1816), tensión interfacial (ASTM D2285), acidez (ASTM D974) y color (ASTM D1500), según los resultados se deberá realizar el filtrado de aceite o bien el cambio completo del aceite del transformador, siendo el fin primordial aumentar su vida útil.

A continuación, en la tabla XXVI se presenta la propuesta de mantenimiento anual para transformadores de distribución.

Tabla XXVI. **Propuesta de mantenimiento anual**

Propuesta de pruebas fisicoquímicas cada año	
Anual	Prueba de relación transformación
	Prueba de resistencia de aislamiento
	Pruebas de aceite
	Prueba de rigidez dieléctrica
	prueba de tensión interfacial
	Prueba de acidez
	Prueba de color
	Revisión de empaques de cuba
	Pintura externa del transformador
	Lubricación de mecanismos de desconexión

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Se complementa la propuesta de mantenimiento anual con las pruebas de relación transformación y la prueba de resistencia de aislamiento,

4.2. Propuesta de formatos

Es necesario tener un control de la cantidad de transformadores instalados que existen y sus características principales, se pretende consolidar los datos y al mismo tiempo tener información a detalle de los voltajes tanto del devanado primario como secundario que debe operar el equipo, por ello se genera la propuesta de ficha técnica de los equipos.

Según Sierra (2004) “Ficha técnica es el registro donde se consignan las características técnicas y variables físicas de cada equipo (p. 57).

En este formato de ficha técnica se consideran las características más importantes del transformador.

Figura 21. **Propuesta de ficha técnica para transformadores**

FORMATO DE FICHA TECNICA PARA TRANSFORMADORES			
Transformador No.		Fecha	No. De orden
Ubicación			
Área que distribuye el servicio			
Observaciones			
Tipo	Marca	Posición del TAP	TAP sin tensión y sin carga
Capacidad (kVA)	Número de fases	1	14400
Año	Frecuencia	2	13800
kV Primario	kV Secundario	3	13200
A Primario	A Secundario	4	12870
BIL (Kv)	Altitud MSNM	5	12540
Encargado		Firma	

Propuesta de ficha técnica
para transformador

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 22. **Propuesta de inspecciones mensuales a transformadores**

INSPECCIONES MENSUALES		
Transformador Número		Fecha
No. de orden		
Ubicación		
Área donde presta el servicio		
Observaciones		
Descripción	Actividad	Resultados
Inspección visual de componentes mecánicos	Inspección de puesta a tierra	
	Inspección visual de cortacircuitos	
	Inspección visual de aisladores	
	Inspección visual de pernos y tuercas	
	Inspección visual si existe corrosión excesiva	
Inspección visual de componentes eléctricos	Inspección visual de pararrayos	
	Inspección visual de porta fusible	
	Inspección visual de bushing de Primario	
	Inspección visual de bornes de secundario	
	la estructura del transformador	
Mediciones eléctricas	tablero principal de distribución	
	las fases de tablero de distribución	
Encargado		Firma

Propuesta de formato de inspecciones visuales

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 23. **Propuesta de mantenimiento trimestral y semestral a transformadores**

FORMATO DE MANTENIMIENTO TRIMESTRAL Y SEMESTRAL		
Transformador número	Fecha	No. De orden
Ubicación		
Área que distribuye el servicio		
Observaciones		
Descripción	Actividad	Resultados
Trimestral	Desrame y poda de arboles	
Semestral	Termografía infrarroja en busca de puntos	
	Cambio de cortacircuitos	
	Cambio de tubo portafusible	
	Cambio de fusible	
	Cambio de pernos	
	Ajustes de apriete de terminales	
Encargado	Firma	

Propuesta de formato de mantenimiento trimestral y semestral

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 24. **Propuesta de formato de mantenimiento anual a transformadores**

FORMATO DE MANTENIMIENTO ANUAL		
Transformador No.	Fecha	No. De orden
Ubicación		
Área que distribuye el servicio		
Observaciones		
Descripción	Actividad	Resultados
MANTENIMIENTO ANUAL	Prueba de relación transformación	
	Prueba de resistencia de aislamiento	
	Prueba de rigidez dieléctrica	
	Prueba de tensión interfacial	
	Prueba de acidez	
	Prueba de color	
	Revisión de empaques de cuba	
	Apriete de bornes de <i>bushing</i> interno de	
	Pintura externa del transformador	
	Lubricación de mecanismos de	
Encargado	Firma	

Propuesta de formato de mantenimiento anual

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 25. **Propuesta de formato de prueba de aislamiento del transformador**

FORMATO DE PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO													
Transformador Número				Fecha			No. de orden						
Ubicación													
Área donde presta el servicio													
Observaciones													
Descripción	Tiempo de prueba												
	Segundos			Minutos									
	15	30	45	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Resistencia de aislamiento de primario versus secundario a un voltaje de 2,500 V													
Resistencia de aislamiento de primario versus secundario más tierra a un voltaje de 2,500 V													
Resistencia de aislamiento de secundario versus primario más tierra a un voltaje de 2,500 V.													
Encargado						Firma							

Propuesta de formato de prueba de resistencia de aislamiento

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 26. **Propuesta de formato de prueba de aceite del transformador**

FORMATO DE PRUEBAS DE ACEITE A TRANSFORMADORES			
Transformador No.		Fecha	No. De orden
Ubicación			
Área que distribuye el servicio			
Observaciones			
Normativa ASTM		Medición obtenida	Estado Satisfactorio/ No satisfactorio
Rigidez Dieléctrica ASTM D-1816	> 24kV		
Acidez ASTM D-974	< 0.20 mg KOH/g		
Tensión Interfacial ASTM D-2285	25 a 35 dina/cm		
Color ASTM D1500	< 2.5		
Encargado		Firma	



Propuesta de ficha técnica
para transformador

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 27. **Propuesta de formato de prueba de aislamiento del transformador**

FORMATO DE PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION			
Transformador No.		Fecha	No. De orden
Ubicación			
Área que distribuye el servicio			
Observaciones			
No. de Banco de transformador	Medicion obtenida de TTR	Estado Satisfactorio/ No satisfactorio	Actividad a realizar
Transformador No.1			
Transformador No.2			
Transformador No.3			
No. de Banco de transformador	Medicion obtenida de TTR	Estado Satisfactorio/ no satisfactorio	Actividad a realizar
Transformador No.1			
Transformador No.2			
Transformador No.3			
Encargado		Firma	

Propuesta de formato
de prueba de *TTR*

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 28. **Registro de daños y fallas a transformadores**

FORMATO DE PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION			
Transformador No.		Fecha	No. De orden
Ubicación			
Área que distribuye el servicio			
Observaciones			
No.	Fecha	Tipo de falla	Actividad a realizar

Propuesta de formato de registro de daños y fallas

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Debido a que en varias ocasiones ocurren fallas imprevistas por tal motivo se necesita llevar una bitácora que sirve para realizar un histórico de fallas por

tal motivo se propone un formato para el registro y las acciones a tomar para la reparación.

4.3. Correlación con antecedentes

Se propone el buen funcionamiento de los equipos en las instalaciones de la edificación tal como lo indica Albarado (2017), el mantenimiento se define como la función empresarial en la cual se supervisa el control del estado de las instalaciones de todo tipo, tanto las productivas como las auxiliares y de servicios. En ese sentido se puede decir que el mantenimiento es el conjunto de acciones necesarias para conservar o restablecer un sistema en un estado que permita garantizar su funcionamiento a un coste mínimo. Para conservar las propiedades de operación de los de los equipos se propone realizar mediante el planteamiento de las inspecciones periódicas para mantener el equipo en un funcionamiento óptimo.

La base para poder brindar un buen servicio al cliente interno como externo tal como lo muestra Castillo (2017) que define que parte importante es contar con puestos de trabajo e instalaciones que deben estar en óptimas condiciones para evitar lo más posible que los colaboradores tengan inconformidades o malestares al desempeñar sus labores, o bien, los mismos visitantes al encontrarse con un ambiente tenso. Al contrario, es importante que disfruten de condiciones confortables y adecuadas para las tareas que se desarrollan, es por esto por lo que los equipos deben trabajar siempre en condiciones óptimas y sobre un plan de gestión de mantenimiento, el cual debe ser de calidad y bajo estándares que permitan minimizar interrupciones y/o fallas que dificulten o incomoden la realización de las tareas.

Para evitar inconformidades tanto en las áreas de trabajo como en los servicios a prestar a los clientes es imperativamente contar con equipos que funcionen correctamente.

En la investigación de Gandur (2017) muestra que nuevas técnicas ha habido un crecimiento explosivo de nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento, muchos de ellos desarrollados durante los últimos veinte años, los nuevos desarrollos incluyen herramientas de soporte para la toma de decisiones, tales como el estudio de riesgo, análisis de modos de falla y sus efectos (AMFE) y sistemas expertos. El análisis de fallas es muy importante por lo que se verificó cuáles son las fallas más comunes para tomar acciones de contrarrestarlas.

En la investigación de Martínez (2008) muestra que los ensayos físicos y químicos proporcionan la información relativa a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas, mecánicas y eléctricas, así como dan una proyección de los efectos que ésta pueda aportar al sistema de aislamiento. Un estudio de aceite de transformadores da como resultado ensayos de pruebas que nos indican el estado del aislamiento.

La finalidad de controlar los distintos tipos de fallas a través de un plan de mantenimiento que mantengan los parámetros de operación del equipo. Así como Dardon (2008) define en su trabajo de investigación que la vida útil de los transformadores depende fundamentalmente de la correcta instalación, adecuada selección, condiciones controladas de operación y mantenimiento. Toda herramienta que ayude a mantener condiciones ideales es válida, porque complementa otro tipo de servicios.

CONCLUSIONES

1. Se identificó que en la institución y en sus instalaciones no existe un plan de mantenimiento como base, por ello el suministro de energía se ve afectado por diversas fallas en los transformadores de distribución interna provocando que se realicen reparaciones de emergencia y a último momento, para evitar este inconveniente se debe establecer el programar rutinas e inspecciones, pruebas de aceite, termografías en todas las subestaciones eléctricas instaladas en los salones y alimentadas por la línea de transmisión en una forma periódica.
2. Conocer las distintas fallas y problemas que afectan a los transformadores de distribución siendo estas tanto en menor grado como cortocircuitos externos que se pueden reparar en menor tiempo, así como de mayor grado como cortocircuitos internos del transformador que pueden llevar al paro de operaciones en un evento, se debe tener el control de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, anticipando y solucionado estos problemas, utilizando métodos básicos de chequeo para facilitar la implementación.
3. Para conocer los parámetros de operación se deben realizar las pruebas a los transformadores de distribución tanto en sus devanados como al aceite dieléctrico, las cuales nos indicarán las condiciones en que se encuentran respecto a la rigidez dieléctrica, acidez, tensión interfacial y color, dentro de la amplitud de pruebas fisicoquímicas se seleccionaron estas que brindan una respuesta certera para conocer el estado actual del transformador para luego proceder dependiendo del análisis a realizar el

filtrado y limpieza del aceite o bien el cambio total del aceite para prolongar su vida útil y evitar la quema del transformador.

4. Es de vital importancia que la administración de la institución considere la propuesta del diseño de investigación tomando en cuenta que los factores de la antigüedad de los equipos genera valores de operación al límite de sus condiciones normales, la falta de mantenimiento por periodos prolongados repercute en costos elevados por quema de componentes y hasta el transformador mismo, siendo un insumo de vital importancia para la ejecución de los arrendamientos de las áreas en las cuales suministra energía, esta investigación tiene como fin contribuir en la aplicación de métodos convencionales iniciando un proceso dentro de la institución que será de gran ayuda para contrarrestar estas anomalías.

RECOMENDACIONES

1. Incluir en el plan anual de trabajo de la institución el plan de mantenimiento de transformadores de distribución interna e informar a la alta gerencia la necesidad de implementación indicando los problemas y daños que repercuten en anomalías y demandas de los clientes hacia la institución y los beneficios que se tienen al reducir la fallas imprevistas y gastos en pérdidas económicas elevadas, esto dará un resultado positivo para la mejorar la calidad del servicio y la satisfacción de los clientes.
2. Hacer una aclaración que al momento de realizar el contrato de arrendamiento de un salón se debe solicitar al cliente la potencia necesaria para la realización del evento así colocar una acometida independiente con un interruptor termomagnético ajustado al amperaje demandado durante la operación, esto permitirá evitar fallas imprevistas y demandas por incumplimiento suministro de energía.
3. Realizar una termografía infrarroja al año y luego reparar los componentes dañados no es suficiente para evitar suspensiones en el servicio eléctrico, por lo cual se debe realizar en forma anual las pruebas de aceite citadas en esta investigación se puede ampliar el estudio con la metodología AMEF siendo está orientada a maximizar la satisfacción de los clientes mediante la reducción de los problemas.
4. Realizar por parte de la institución un plan maestro de electricidad donde indique la documentación de los trabajos y avances realizados en años anteriores, un proyecto importante que se realizó es la implementación

de banco de capacitores para controlar la potencia reactiva de los equipos siendo de vital importancia en mantener un factor de potencia en el valor requerido evitando sanciones, se debe tener la pretensión de seguir en la mejora continua proyectando a corto mediano y largo plazo proyectos a realizar entre ellos la implementación del plan de mantenimiento para transformadores de distribución.

REFERENCIAS

1. Albarado, D. F. (2017). *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo de los equipos críticos de las principales subestaciones de la empresa boyacapá s.a. e.s.p aplicado por la empresa asistencia técnica industrial Ltda* (Tesis de licenciatura). Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, Colombia. Recuperado de https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/2722/1/TGT_1317.pdf
2. Alcalá, R., García, J. y Hernández, M. (2010). *Manual de mantenimiento preventivo y pruebas aplicables a subestaciones compactas convencionales* (Tesis de licenciatura). Instituto Politécnico Nacional, México. Recuperado de <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/9618/73.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
3. Argueta, C., Contreras, F. y Guardado, O. (2017). *Análisis causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su relación con el índice de fallas* (Trabajo de licenciatura). Universidad de El Salvador, El Salvador. Recuperado de <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/14442/>.
4. Cansino, E. y Lucero, D. (2015). *Elaboración de un plan de mantenimiento preventivo y seguridad industrial para la fábrica Minerosa* (Tesis de licenciatura). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador. Recuperado de

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10469/1/CD-6192.pdf>.

5. Carbajal, L.(2008). *Vida util en transformadores de distribución y su relación con el modelo termico bajo normas IEEE/IEC/ANSI* (Trabajo de grado). Universidad Tecnologica de Pereira, Colombia. Recuperado de https://dotorresg.files.wordpress.com/2011/12/vida-util-en-transformadores-de-distribucion-y-su-relacic3b3n-con-el-modelo-tc3a9rmico-bajo-normas-ieee_iec_ansi.pdf.
6. Castillo, J. A. (2017). *Diseño de investigación del desarrollo de un plan de mantenimiento basado en el modelo de gestión de calidad TPM, con enfoque sistemático para equipos críticos dentro de una edificación y sus instalaciones* (Tesis de maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_3599_IN.pdf.
7. Correa, A. y Giraldo, J. (2014). *Diagnóstico de fallas en transformadores de distribución monofásico para la empresa Emcartago* (Tesis de licenciatura). Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia. Recuperado de <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/5193/621319C824D.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
8. Covarrubias, D. y Vega, E. (2013). *Diagnóstico de fallas de transformadores de distribución*. Perú: Universidad Tecnológica del Perú. Recuperado de https://www.academia.edu/26088939/UNIVERSIDAD_VERACRUZANA_FACULTAD_DE_INGENIER%C3%8DA_MEC%C3%81NICA

_EL%89CTRICA_DIAGN%93STICO_DE_FALLAS_DE_TRANSFORMADORES_DE_DISTRIBUCI%93N_MONOGRAFIA_Que_para_obtener_el_t%ADtulo_de_INGENIERO_MEC%81NICO_EL%89CTRICISTA_PRESENTA.

9. Dardón, H. (2018). *Análisis de riesgo de falla en transformadores eléctricos de potencia utilizando tecnología de mantenimiento predictivo y no intrusivo* (Tesis de maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/10918/1/Haroldo%20Ren%C3%A9%20Dard%C3%B3n%20Y%C3%B3n.pdf>.
10. Enriquez, N. (2009). *Pruebas de transformadorestrifásicos usando un equipo de prueba para transformadores monofásicos*. Costa Rica: Universidad de Costa Rica. Recuperado de https://www.academia.edu/23246387/PRUEBAS_DE_TRANSFORMADORES_TRIF%81SICOS_USANDO_UN_EQUIPO_DE_PRUEBA_PARA_TRANSFORMADORES_MONOF%81SICOS_Por.
11. Forestieri, J. (2004). *Guía para el mantenimiento de transformadores de potencia* (Tesis de licenciatura). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador. Recuperado de <https://docplayer.es/4060807-Tesis-de-grado-previa-a-la-obtencion-del-titulo-de-ingeniero-en-electricidad.html>.
12. Gandur, F. H. (2017). *Adaptación de la metodología de mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) en un sistema critico de aire*

acondicionado de la Clínica Universitaria Bolivariana (CUB) (Tesis de maestría). Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia.

13. García, S. (2003). *Organización y gestión del mantenimiento*. España: Díaz de Santos S. A. Recuperado de https://www.academia.edu/41042547/Organizacion_y_gestion_integral_de_mante.
14. Girón, R. (2019). *Desarrollo de un modelo de gestión de mantenimiento predictivo utilizando herramientas de gestión ISO 50001 para reducir las fallas por mala calidad de energía eléctrica* (Tesis de maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/id/eprint/12577>.
15. Innovaciones Tecnológicas. (2004). *Prueba de resistencia de aislamiento*. México: Autor Recuperado de http://www.tecsagro.com/tecsa/Pruebas_subestaciones/megger.pdf.
16. Lon, A. (2012). *Pruebas eléctricas de diagnóstico a los transformadores de potencia*. (Tesis de licenciatura). Universidad Simón Bolívar, Venezuela.
17. Martínez, M. (2008). *Mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de aceite dieléctrico y técnicas complementarias* (Tesis de maestría). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de <http://www.repositorio.usac.edu.gt/id/eprint/5168>.

18. Ordoñez, J. y Nieto, L. (2010). *Mantenimiento de sistemas eléctricos de Distribución* (Tesis de licenciatura). Universidad Politécnica Salesiana de Guayaquil, Ecuador. Recuperado de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/2119/15/UPS-GT000156.pdf>.
19. Rincón, E. y Tovar, F. J. (2007). *Diagnóstico de fallas en transformadores de distribución*. México: Comisión Federal de Electricidad. Recuperado de https://www.academia.edu/8453921/41771027_CURSO_TRANSFORMADORES?auto=download.
20. Saavedra, L. (2016). *Transformadores*. México: Tecnológico Nacional de México. Recuperado de https://www.academia.edu/31339454/Pruebas_y_Mantenimiento_De_Transformadores.
21. Santacruz, J. (2014). *Mantenimiento de centros deportivos a nivel federados de Guatemala* (Tesis de licenciatura). Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala. Recuperado de http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/02/02_4036.pdf.
22. Sierra, G. (2004). *Programa de mantenimiento preventivo para la empresa metal mecánica industrias AVM S.A.* (Trabajo de licenciatura). Universidad Industrial de Santander, Colombia. Recuperado de <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2004/112490.pdf>.

23. Stronconi, D. y Tamoy, J. (2010). *Plan de mantenimiento correctivo - preventivo de los transformadores de distribución en la empresa Elebol S.A, Ciudad Bolívar - Estado Bolívar* (Tesis de licenciatura). Universidad de Oriente núcleo de Bolívar, Venezuela. Recuperado de https://www.academia.edu/19635190/079_Tesis_plan_de_mantenimiento_correctivo_preventivo_de_los_transformadores_de_distribucion.
24. Villanueva, M. (2017). *Gestión de mantenimiento basado en la confiabilidad de las redes del subsistema de distribución eléctrico 22.9/13.2 de San Gabán - Ochallea* (Tesis de maestría). Universidad Nacional del Altiplano, Perú. Recuperado de <http://repositorio.unap.edu.pe/handle/UNAP/6688>.

APÉNDICES

Apéndice 1. Matriz de consistencia

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN DE LA PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN QUE SUMINISTRAN ENERGÍA A UNA EDIFICACIÓN Y SUS INSTALACIONES		
Objetivo general	Conclusión	Recomendación
Establecer un plan de mantenimiento para los transformadores eléctricos de distribución para que funcionen correctamente dentro de las instalaciones de la edificación.	Se identificó que en la institución en sus instalaciones no existe un plan de mantenimiento como base por ello el suministro de energía se ve afectado por diversas fallas en los transformadores de distribución interna provocando que se realicen reparaciones de emergencia y al último momento, para evitar este inconveniente se debe establecer programar rutinas e inspecciones pruebas de aceite, termografías en todas las subestaciones eléctricas instaladas en los salones alimentadas por la línea de transmisión en una forma periódica	Incluir en el plan anual de trabajo a la institución el plan de mantenimiento de transformadores de distribución interna e informar a alta gerencia la necesidad de implementación indicando los problemas y daños que repercuten en anomalías y demandas de los clientes hacia la institución y los beneficios que se tienen al reducir fallas imprevistas y gastos e pérdidas económicas elevadas, esto dará un resultado positivo para mejorar la calidad del servicio y satisfacción de los clientes.

Continuación apéndice 1.

1 Identificar las principales fallas y condiciones de operación de los transformadores eléctricos de distribución de la edificación y sus instalaciones.	Conocer las distintas fallas y problemas que afectan a los transformadores de distribución siendo estas tanto en menor grado como cortocircuitos externos que se pueden reparar en menor tiempo, así como de mayor grado como cortocircuitos internos del transformador que pueden llevar al paro de operaciones en un evento, se debe tener el control de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, anticipando y solucionado estos problemas, utilizando métodos básicos de chequeo para facilitar la implementación. Hacer una aclaración que al momento de realizar el contrato de arrendamiento de un salón se debe solicitar al cliente la potencia necesaria para la realización del evento así colocar una acometida independiente con un interruptor termomagnético ajustado al amperaje demandado durante la operación, esto permitirá evitar fallas imprevistas y demandas por incumplimiento suministro de energía.
2 Enlistar parámetros de operación en los que deben de trabajar los transformadores eléctricos de distribución.	Para conocer los parámetros de operación se deben realizar las pruebas a los transformadores de distribución tanto en sus devanados como al aceite dieléctrico, las cuales nos indicaran las condiciones en que se encuentran respecto a la rigidez dieléctrica, acidez, tensión interfacial y color, dentro de la amplitud de pruebas fisicoquímicas se seleccionaron estas que brindan una respuesta certera para conocer el estado actual del transformador para luego proceder dependiendo del análisis a realizar el filtrado y limpieza del aceite o bien el cambio total del aceite para prolongar su vida útil y evitar la quema del transformador. Realizar una termografía infrarroja al año y luego reparar los componentes dañados no es suficiente para evitar suspensiones en el servicio eléctrico, por lo cual se debe realizar en forma anual las pruebas de aceite citadas en esta investigación se puede ampliar el estudio con la metodología AMEF siendo está orientada a maximizar la satisfacción de los clientes mediante la reducción de los problemas.

Continuación apéndice 1.

3 Definir la metodología adecuada para realizar un plan de mantenimiento para los transformadores eléctricos de distribución de la edificación y sus instalaciones.	Es de vital importancia que la administración de la institución considere la propuesta del diseño de investigación tomando en cuenta que los factores de la antigüedad de los equipos genera valores de operación al límite de sus condiciones normales, la falta de mantenimiento por periodos prolongados repercute en costos elevados por quema de componentes y hasta el transformador mismo, siendo un insumo de vital importancia para la ejecución de los arrendamientos de las áreas en las cuales suministra energía, esta investigación tiene como fin contribuir en la aplicación de métodos convencionales iniciando un proceso dentro de la institución que será de gran ayuda para contrarrestar estas anomalías. Realizar por parte de la institución un plan maestro de electricidad donde indique la documentación de los trabajos y avances realizados en años anteriores, un proyecto importante que se realice es la implementación de banco de capacitores para controlar la potencia reactiva de los equipos siendo de vital importancia en mantener un factor de potencia en el valor requerido evitando sanciones, se debe tener la pretensión de seguir en la mejora continua proyectando a corto mediano y largo plazo proyectos a realizar entre ellos la implementación del plan de mantenimiento para transformadores de distribución.
--	---

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

