

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y TIPO PAD MOUNTED**

**TRABAJO DE GRADO PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
SÁNCHEZ DELGADO, IMELDA ROXANA**

**DOCENTE ASESOR:
ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ**

CIUDAD UNIVERSITARIA, SAN SALVADOR, MARZO 2025

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

M.SC. JUAN ROSA QUINTANILLA

SECRETARIO GENERAL:

LIC. PEDRO ROSALÍO ESCOBAR CASTANEDA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. LUIS SALVADOR BARRERA MANCIA

SECRETARIO:

ARQ. RAÚL ALEXANDER FABIÁN ORELLANA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR INTERINO:

ING. WERNER DAVID MELÉNDEZ VALLE

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TRABAJO DE GRADUACIÓN PREVIO A LA OPCIÓN AL GRADO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

TÍTULO:

**ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS EN
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y TIPO PAD MOUNTED**

PRESENTADO POR:

SÁNCHEZ DELGADO, IMELDA ROXANA

DOCENTE ASESOR:

ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ

SAN SALVADOR, MARZO DE 2025

TRABAJO DE GRADUACIÓN APROBADO POR:

DOCENTE ASESOR:

ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, viernes 7 de febrero de 2025, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Werner David Meléndez Valle
Director Interino


Firma


Firma



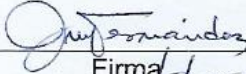
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNÁNDEZ
(Docente Asesor)


Firma

- ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ


Firma

- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y TIPO PAD MOUNTED

A cargo de la Bachiller:

- IMELDA ROXANA SÁNCHEZ DELGADO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 9.6
(nueve punto seis)

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, quisiera agradecerle a Dios por la oportunidad de poder culminar uno de mis sueños que comenzó hace un tiempo atrás, por la fortaleza y determinación para poder llegar hasta este punto.

Quisiera continuar agradeciendo a mis padres pues lucharon conmigo hasta donde sus posibilidades les permitieron, agradezco la confianza y el apoyo.

También quiero agradecer a mi hermano Nahún Sánchez quien me ayudó y me apoyó hasta la recta final de mis estudios superiores, con cariño siempre recordaré cada uno de los sacrificios que hizo por mí, con la finalidad de apoyarme.

Quiero continuar agradeciendo a mi abuela quien en vida me aconsejaba y me brindaba palabras de fortaleza para no rendirme, hasta el último día de su vida me dio su apoyo incondicional.

Quiero agradecer también a César Jovel quien ha estado conmigo durante todo este proceso de graduación apoyándome, dándome palabras de aliento y cariño para poder finalizar de manera exitosa este proyecto.

También agradezco al ing. Marvin Villeda por quien ha sido posible la finalización de este proyecto, pues con toda la buena voluntad me proporcionó los equipos de medición de su empresa para poder realizar las pruebas a cada uno de los transformadores mencionados en este documento, también quiero agradecer a Don Jorge Perez quien ha sido clave en mi carrera como profesional pues ha compartido parte de sus conocimientos con mi persona para poder realizar diversos tipos de trabajos y así lograr desenvolverme en esta área gracias a sus consejos. Así como también quiero agradecer a Don Anselmo Urrutia pues también sido un buen consejero, amigo y mentor durante estos últimos 2 años.

Agradezco a niña Reinita Vides quien me ha brindado su apoyo y dirección a lo largo de todo este proceso, por su amistad y su total disposición de apoyarme y aconsejarme, así como también agradezco al ing. Gerardo Marvin quien ha sido mi asesor para este proyecto de graduación.

La lista es muy larga y el espacio es limitado, pero también quiero agradecer de manera general a todas las personas que a lo largo de mi carrera pusieron su granito de arena para que yo llegará hasta este punto, pues ha sido un trayecto largo y difícil pero que me permitió conocer a muchas personas que ahora en día siguen siendo parte de mis amistades, tales como: Carlos Aguirre, Carlos Mejía, Rocio Bonilla a quienes agradezco su amistad.

Finalmente, pero no menos importante quiero dedicar este logro a mi hermana quien Dios decidió que tenía que partir, en vida también fue estudiante de la Facultad de ingeniería de la Universidad de El Salvador, este logro es por las dos.

IMELDA ROXANA SÁNCHEZ DELGADO.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	10
OBJETIVOS	12
OBJETIVO GENERAL.....	12
OBJETIVOS ESPECIFICOS	12
ALCANCES	13
ANTECEDENTES	13
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	14
JUSTIFICACIÓN	14
CAPÍTULO 1 - MARCO TEORICO	15
EL TRANSFORMADOR.....	16
CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES	16
COMPONENTES DE UN TRANSFORMADOR	18
PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO.....	20
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	20
PREPARACIÓN PARA LAS PRUEBAS DE AISLAMIENTO	21
PRUEBA DE RELACIÓN DE ESPIRAS DEL TRANSFORMADOR (TTR).....	22
PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.....	24
EQUIPOS PARA UTILIZAR EN LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS Y RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	25
NORMATIVIDAD	26
CAPITULO 2: DATOS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES Y METODOLOGÍA DE PRUEBAS	27
METODOLOGIA DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES	34
PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	34
DIAGRAMA DE CONEXIONES:.....	34
DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	36
DIAGRAMA DE CONEXIÓN TRANSFORMADOR PAD MOUNTED	38
PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)	40
APLICACIÓN DEL T.T.R.....	41
DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	42
DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA TRANSFORMADORES PAD MOUNTED.....	42
PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE	43
CAPITULO 3: DESARROLLO DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES	45

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PAD MOUNTED (IR).....	46
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 1 – 15kVA – SERIE: 0202074230	46
SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 1	46
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 1.....	47
RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR 1 – 15 KVA	48
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 2 – 25kVA – SERIE: 0202059978	50
SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 2	50
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 2.....	51
RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR 2 – 25 KVA	52
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 3 – 100 kVA – SERIE: 91A050840.....	54
SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 3	54
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 3.....	55
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 4 – 100 kVA – SERIE: M98J11260	58
SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 4	58
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 4.....	59
RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR 4 – 100 KVA	60
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1 – 500 kVA – SERIE: 20111237886.....	62
SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1	62
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1	63
RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR PAD MOUNTED– 500 KVA	64
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2 – 50 kVA – SERIE: 04J099203	66

SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA	
TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2	66
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR PAD	
MOUNTED 2	67
RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 –	
TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2 – 50 KVA	69
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) EN TRANSFORMADORES DE	
DISTRIBUCIÓN Y PAD MOUNTED	71
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA	71
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) DE	
TRANSFORMADOR 1 – 15KVA – SERIE: 0202074230	71
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN(TTR) DE	
TRANSFORMADOR 2 – 25KVA – SERIE: 0202059978	73
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) DE	
TRANSFORMADOR 3 – 100 KVA – SERIE: 91A050840	75
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE	
TRANSFORMADOR 4 – 100 KVA – SERIE: M98J11260	77
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN(TTR) DE	
TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1 – 500 KVA – SERIE: 20111237886.....	79
DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN(TTR) DE	
TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2 – 50 KVA – SERIE: 04J099203.....	81
PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA Y COLOR DEL ACEITE EN	
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PAD MOUNTED	83
DESARROLLO DE PRUEBA DE RIGIDEZ DIELÉCTRICA A TRANSFORMADORES	
DE DISTRIBUCIÓN	84
DETERMINACIÓN DE LA CONDICIÓN DEL ACEITE BASADA EN COLOR	85
DESARROLLO DE PRUEBA DE RIGIDEZ DIELÉCTRICA A TRANSFORMADORES	
PAD MOUNTED	90
CAPITULO 4: RESUMEN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	96
RESUMEN DE RESULTADOS PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (IR) EN	
DEVANADOS.....	97
RESUMEN DE RESULTADOS PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)	
98	
RESUMEN DE RESULTADOS PRUEBA DE RIGIDEZ DIELÉCTRICA DEL ACEITE	99
CUADRO COMPARATIVO DE RESULTADOS	100
CONCLUSIONES.....	101
BIBLIOGRAFÍA.....	104
REFERENCIAS	105

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, así como también en nuestra sociedad se encuentra en una etapa de globalización esto mediante el sector industrial, quien genera fuentes de empleo, lo que también implica un aumento considerable en la demanda de energía eléctrica, por parte del consumidor final.

La energía eléctrica es la principal fuente de energía utilizada por la industria para que las áreas de producción funcionen, también es importante mencionar que el nivel residencial es necesario para la ejecución de las actividades diarias; por lo que es importante que el servicio cumpla con las características necesarias, así como también que sea continuo y eficiente. Para que los servicios cumplan con las características necesarias hay que tener en cuenta que es indispensable que se pueda cumplir con la demanda; para esto se cuenta con los sistemas eléctricos de potencia, que cumplen con la función de generación, transmisión y distribución del servicio eléctrico. En el presente documento se estudiarán a los sistemas de distribución los cuales se encuentran constituidos por las subestaciones, las cuales se vuelven el punto final de distribución de energía eléctrica.

Dentro de las subestaciones se cuenta con distintos equipos eléctricos entre los cuales se encuentran los transformadores de distribución, siendo estos los elementos más esenciales en una subestación pues constituyen la última fase en la utilización de energía eléctrica, se cuenta con distintos tipos de transformadores los cuales son los tipos subestación, tipo pedestal y tipo poste, siendo estos últimos los más utilizados por las distribuidoras. Por tal razón son necesarias la realización de pruebas de aceptación de los transformadores, pues estos se encuentran propensos a fallas por encontrarse comúnmente en operación continua.

Entre las pruebas eléctricas para aceptación de un transformador, se encuentran las siguientes:

- Prueba de resistencia de aislamiento regida por el Estándar c57.12.90 – 1999 e IEEE 43-2000, IEEE STD 62 1995, IEEE C57.106.2015.
- Prueba de relación de transformación (TTR), regido por el Estándar IEEE C57.12.00-2000.

También es importante considerar que la revisión del estado actual del aceite nos permite tener un panorama más extenso del estado operativo del transformador.

Actualmente no existe un manual para la realización de las pruebas de rutina de un transformador (resistencia de aislamiento, resistencia de relación de transformación, etc); pero estas pueden ser realizadas en campo o ambientes controlados, como lo son los laboratorios.

Las pruebas realizadas a los transformadores de estudio fueron realizadas en la escuela de ingeniería eléctrica y otras fueron realizadas en campo, con el objetivo de analizar la diferencia de realizar las pruebas en ambientes distintos. Lo que también se busca es proporcionar a la comunidad universitaria un panorama real de los trabajos que se han vuelto común realizar en la industria, realizar demostraciones de la utilización de equipos, además de proporcionar herramientas prácticas para la interpretación de resultados de las pruebas realizadas a cada uno de los transformadores.

En el presente documento se abordan los transformadores de distribución y transformadores tipo PAD MOUNTED trifásico y un transformador del tipo PAD MOUNTED Monofásico, la interpretación de los resultados de ambos transformadores al final de las pruebas se combina con el resultado de las pruebas físico químicas del aceite, realizadas por un laboratorio autorizado, y aunque el punto de estudio son las pruebas de rigidez dieléctrica los resultados de laboratorio nos permiten tener un diagnóstico más amplio del estado del transformador en combinación con las pruebas eléctricas realizadas a cada uno.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar los resultados de las pruebas eléctricas en transformadores de distribución y tipo PAD MOUNTED, mediante el uso adecuado de los equipos de medición para determinar el estado operativo de las máquinas eléctricas.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ❖ Elaborar un diagnóstico del estado actual de los transformadores basada en las normativas correspondientes.

- ❖ Realizar la prueba de aislamiento en devanados de los transformadores bajo norma IEEE STD 62 1995, guía para pruebas de campo de diagnóstico de aparatos de energía eléctrica, IEEE STD C57.106.2015 Guía para la aceptación y el mantenimiento de aceite mineral aislante en equipos eléctricos y IEEE STD 43 2000- Práctica recomendada para probar la resistencia de aislamiento de maquinaria eléctrica.

- ❖ Recopilar datos asociados a pruebas de relación de transformación a los transformadores de distribución y tipo PAD MOUNTED.

- ❖ Analizar los resultados de las pruebas basados en las normas correspondientes a los transformadores de distribución y tipo PAD MOUNTED.

- ❖ Elaborar un reporte con los resultados e investigación acerca de las pruebas y metodología de uso de los equipos de medición.

- ❖ Realizar la prueba de relación de transformación (TTR) de los devanados de cada uno de los transformadores bajo la norma IEEE C57.12.00-2000 – Requisitos generales de la norma IEEE para transformadores de distribución, potencia y reguladores sumergidos en aceite.

- ❖ Realizar prueba de rigidez dieléctrica y condición basada en color del aceite correspondiente a los transformadores bajo la normativa ASTM D877 y ASTM d 1500.

ALCANCES

- Realizar pruebas de rigidez dieléctrica, aislamiento en devanados y relación de transformación en transformadores de distribución y transformadores PAD MOUNTED.
- Analizar los resultados de las pruebas mediante el uso de las normativas correspondientes.
- Desarrollar una investigación acerca de las pruebas y equipos utilizados.
- Elaboración de banco de pruebas, comparación de resultados con respecto a las normas aplicables e informe técnico de resultados de las pruebas en transformadores de distribución y tipo PAD MOUNTED

ANTECEDENTES

En 2005 es publicado el libro guía para el mantenimiento del transformador, tercera edición donde los autores son: M. Horning, J. Kelly, S Myer, R. Stebbins. Donde se publican datos importantes en referencia al mantenimiento y diagnósticos de los transformadores, así como también ejemplos de posibles fallas que puede presentar un transformador.

En 2007 realizaron un manual de pruebas a transformadores de distribución, en el instituto politécnico nacional, donde los autores fueron Andrés Acevedo, Rubén Ledesma y Eduardo Martínez.

En el 2018 se realizó un trabajo de investigación por parte de Iván Gutiérrez el cual fue un proyecto de tesis del Análisis de rigidez dieléctrica de un aceite de transformador.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las pruebas de diagnóstico a los equipos en este caso a los transformadores son necesarias pues nos permiten tener un panorama real del estado actual en el que se encuentran los equipos, en nuestro caso nos permitirá determinar si estos se encuentran aptos para seguir siendo utilizados o puestos en operación.

JUSTIFICACIÓN

Este proyecto busca indagar en el uso real de los equipos de medición, así como también en la interpretación de los resultados de estos, pues son los desafíos con los que nos encontramos al momento de comenzar nuestra vida laboral. También nos permite indagar en las normativas correspondientes, las cuales son las bases para la interpretación de los datos arrojados por los equipos de medición

CAPÍTULO 1 - MARCO TEORICO

EL TRANSFORMADOR

El transformador es un equipo eléctrico que por inducción electromagnética transfiere energía eléctrica, usualmente aumentando o disminuyendo los valores de tensión y de corriente eléctrica a la misma frecuencia del sistema. Un transformador que al recibir energía y al devolverla lo hace a una tensión más elevada, se le denomina transformador elevador, o puede devolverla a una tensión más baja, a este tipo de transformador se le denomina transformador reductor. En el caso de que el transformador no eleve o reduzca los niveles de tensión, se tiene entonces, una relación de transformación igual a la unidad.

Los transformadores al no tener partes giratorias requieren poca vigilancia y escasos gastos en su mantenimiento. El rendimiento que tiene este, comparado con otras máquinas eléctricas es muy superior ya que su eficiencia se encuentra en el orden del 95% a 99%. Al no tener partes giratorias, dientes, ranuras, y sus arrollamientos pueden estar sumergidos en aceite u otro material como hexafluoruro de azufre (SF₆) no es difícil un buen aislamiento para trabajar en altas tensiones.

CLASIFICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Según el empleo que se le asigne, reciben el nombre de transformadores de potencia o de distribución, encontrando elevadores, reductores o de enlace (relación de transformación 1/1). Siendo los de distribución los más empleados por su pequeña capacidad y por ser el último punto entre la distribución y la carga.

Los transformadores se clasifican de la siguiente manera:

- a) Por su operación: Esto en base a la energía o potencia que maneje:
 - Transformadores de distribución. Capacidades de 5 a 500 kVA.
 - Transformadores de potencia. Capacidades mayores a 500 kVA.
- b) Por el número de fases: De acuerdo con las características del sistema en el cual opera:
 - Monofásicos: Estos son conectados a una línea o fase y el neutro o tierra. Cuentan con un solo devanado de alta tensión y uno de baja tensión, como se muestra en la figura siguiente.

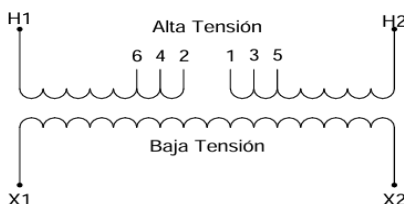


Figura 1.1: Diagrama eléctrico de un transformador monofásico.

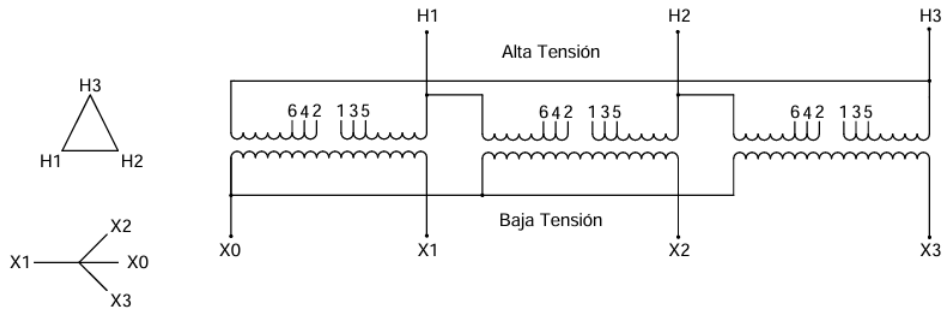


Figura 1.2: Diagrama eléctrico de un transformador trifásico.

c) Por su utilización:

- Transformador para generador. Se conectan después del generador en una subestación generadora, y proporcionan energía a la línea de transmisión.
- Transformadores de subestación. Se conectan en el extremo de la línea de transmisión y se encargan de reducir la tensión para subtransmitirla.
- Transformadores de distribución. Reduce la tensión de subtransmisión a niveles de consumo.
- Transformadores de instrumento. Aquí se tienen de potencial (TP) y de corriente (TC), los cuales se encargan de suministrar tensión y corriente a los equipos de medición, protección y control.

d) Por su tipo de núcleo.

- Acorazado. El núcleo cubre a los devanados de baja y alta tensión.
- Columna. Las bobinas abarcan parte considerable del circuito magnético.

e) Por el tipo de enfriamiento. Existen los sumergidos en aceite y del tipo seco. De los sumergidos en aceite se encuentran los siguientes:

- Tipo OA (Oil/Air). Es el más usado pues consiste en un transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural. Ya que el aceite circula en forma natural dentro del tanque, o puede tener enfriadores tubulares o radiadores.
- Tipo OA/ FA (Oil/Air) (Forced/Air). Son sumergidos en aceite y enfriados por aire forzado.
- Tipo OA/FA/FOA (Oil/Air) (Forced/Air) (Forced/Oil/Air). Sumergidos en aceite con enfriamiento propio, con aire y aceite forzados. Construidos con radiadores, se adicionan ventiladores sobre estos y además bombas conectadas a los cabezales de estos.

- Tipo FOA(Forced/Oil/Air). Sumergidos en aceite, el enfriamiento es a base de aceite forzado con enfriadores de aire forzado. Al circular el aceite por los radiadores de aire y aceite, este es enfriado.
- Tipo OW(Oil/Water). El enfriamiento es con agua que circula por tubos colocados fuera del tanque.
- Tipo FOW (Forced/Oil/Water). El enfriamiento es de aceite forzado con enfriador de agua forzada.

Del tipo seco, existen:

- Tipo AA(Air/Air), son del tipo seco, con enfriamiento propio, el aire es el encargado de aislar el núcleo y las bobinas.
 - Tipo AFA (Air/Forced/Air). El enfriamiento es con aire forzado producido por un ventilador que hace circular aire por un ducto que se localiza en la parte inferior del transformador.
- f) En función de su lugar de instalación:
- Tipo poste.
 - Tipo pedestal.
 - Tipo subestación.
 - Tipo sumergible.
- g) Por su condición de servicio:
- Para interiores.
 - Para exteriores.

COMPONENTES DE UN TRANSFORMADOR

Básicamente se agrupan en:

- a) Circuito magnético
Lo conforma el núcleo, el cual está hecho de laminaciones de acero al silicio de grano orientado; las láminas se aíslan por ambos lados con la finalidad de reducir las pérdidas por corrientes parásitas y así conducir el flujo magnético generado.
- b) Circuito eléctrico
Compuesto por los devanados primarios y secundarios. Se fabrican de cobre o aluminio; forrándose de papel o barnizándose, dependiendo si es seco o sumergido en aceite, de la tensión de operación y la potencia.
La función que deben cumplir los devanados es la de crear un flujo magnético en el primario y por inducción electromagnética, dar origen a una fuerza electromotriz (f.e.m) en el secundario. Este proceso, causa pérdidas muy

pequeñas de energía debido al efecto Joule. La selección del material con que se construirán los devanados depende de las propiedades de cada material. La tabla 1 muestra algunas propiedades del cobre y aluminio.

PROPIEDAD	ALUMINIO	COBRE
Conductividad eléctrica a 20°C recocido	62 %	100%
Peso específico en gramos por centímetro cúbico (g/cm^3), a 20°C	2.7	8.89
Calor específico	0.21	0.094
Punto de fusión (°C)	660	1083
Conductividad térmica, a 20°C ($\text{calorías/}^\circ\text{C/cm}^2/\text{cm}$)	0.53	0.941
Esfuerzo mecánico a la tensión en (kg/mm^2)	16	25

Tabla 1.1: Tabla comparativa de las propiedades físicas del aluminio y del cobre.

c) Sistema de aislamiento

Todos los transformadores poseen materiales aislantes que forman el sistema de aislamiento. Dichos aislamientos aumentan a medida que se aumenta la capacidad del transformador. A continuación, se enlistan algunos materiales aislantes:

- Cartón prensado o pressboard.
- Papel Kraft.
- Papel manilla y corrugado.
- Cartón prensado de alta densidad.
- Cartón prensado laminado.
- Esmaltes y barnices.
- Porcelanas.
- Polvo epóxico.
- Algodón.
- Líquidos dieléctricos como aceite mineral o de silicona.

Este sistema aísla eléctricamente a los devanados, el núcleo y partes de acero que forman la estructura. El aceite mineral por su parte proporcionará rigidez dieléctrica, enfriamiento eficiente y protege a los otros aislamientos.

d) Tanque y accesorios

El tanque tiene la función de contener y preservar al aceite dieléctrico y el conjunto núcleo - bobinas.

Además de los anteriores, está constituido por los siguientes elementos:

- 1) Boquillas de porcelana de A.T y B.T.
- 2) Cambiador de derivaciones (taps)
- 3) Terminales de cobre para A.T y B.T
- 4) Válvula de muestreo de aceite.

Y para transformadores de potencia se agregarán:

- Termómetros.
- Medidos de nivel de aceite.
- Relevador Buchholz
- Ventilador.

PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL TRANSFORMADOR MONOFÁSICO

El transformador basa su funcionamiento en la acción mutua entre fenómenos eléctricos y magnéticos, y no contienen partes móviles. La transferencia de energía eléctrica por inducción electromagnética, de un arrollamiento a otro, dispuestos en el mismo circuito magnético, se realiza con un excelente rendimiento.

Las fuerzas electromotrices (f.e.m) se inducen por la variación del flujo magnético. Los devanados y el circuito magnético están en reposo uno con respecto al otro, y las f.e.m se inducen por la variación de la magnitud del flujo con el tiempo.

Los transformadores que cubren áreas residenciales y comerciales transforman generalmente de 13.2 kV a 115 V ó 120V. El arrollamiento secundario se compone de bobinas, arrolladas cada una para 120V. Estas bobinas pueden conectarse bien en paralelo, para suministrar a una red bifilar de 120V ó en serie para suministrar a una red de alimentación trifilar de 120V y 240V.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Este ensayo tiene como objetivo la medición de las resistencias de los arrollamientos, con la finalidad de detectar posibles anomalías.

Se realizarán pruebas de resistencia de aislamiento cuando se especifique. Las pruebas de resistencia de aislamiento se realizan para determinar la resistencia de aislamiento de los devanados individuales a tierra o entre devanados individuales. Las pruebas de resistencia de aislamiento se miden comúnmente en megohmios o pueden calcularse a partir de mediciones del voltaje aplicado y la corriente de fuga.

NOTA 1: La resistencia de aislamiento de los aparatos eléctricos tiene una importancia dudosa en comparación con la rigidez dieléctrica. Está sujeto a amplias variaciones en diseño, temperatura, sequedad y limpieza de las piezas. Cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de los valores prescritos, en la mayoría de los casos de buen diseño y cuando no existe ningún defecto, se puede llevar al estándar requerido limpiando y secando el aparato. Por lo tanto, la resistencia de aislamiento puede ser útil para indicar si el aparato está en condiciones adecuadas para la aplicación de la prueba dieléctrica.

NOTA 2. Los valores significativos de las pruebas de resistencia de aislamiento generalmente requieren cierta interpretación, dependiendo del diseño y de la sequedad y limpieza del aislamiento involucrado. Cuando un comprador decide realizar pruebas de resistencia de aislamiento, se recomienda medir periódicamente los valores de resistencia de aislamiento (durante la parada de mantenimiento) y trazarlos. Se deben investigar las variaciones sustanciales en los valores de resistencia de aislamiento trazados para causa.

NOTA 3: las resistencias de aislamiento pueden variar con el voltaje aplicado y cualquier comparación debe realizarse con mediciones al mismo voltaje.

PREPARACIÓN PARA LAS PRUEBAS DE AISLAMIENTO

La muestra de prueba deberá tener los siguiente:

- a) Todos los devanados sumergidos en líquido aislante.
- b) Todos los devanados en cortocircuito.
- c) Todos los casquillos en su lugar.
- d) Temperatura de los devanados y del líquido aislante cerca de la temperatura de referencia de 20°C (según lo establecido en la normativa IEEE C57.12.90).

Instrumentación

La resistencia de aislamiento se puede medir utilizando el siguiente equipo:

- a) Una fuente de alimentación de Corriente continua con medios para medir voltaje y corriente (generalmente en microamperios o miliamperios).
- b) Un Megóhmetro.

NOTA: Los megóhmetros suelen estar disponibles con voltajes nominales de 500 V, 1000 V y 2500 V; Hay equipos de prueba aplicados de CC disponibles para voltajes más altos.

Temperatura Base 20 °C		
°C	°F	Factor de Corrección
0	32	0,25
5	41	0,36
10	50	0,500
15	59	0,720
20	68	1,00
30	86	1,98
40	104	3,95
50	122	7,85

Tabla 1.2: Tabla del libro "guía para el mantenimiento de transformadores", factores de corrección de temperatura para transformadores inmersos en aceite.

Condición	Índice de Polarización
Peligroso	Menor a 1,0
Pobre	1,0 – 1,1
Cuestionable	1,1 – 1,25
Aceptable	1,25 – 2,0
Observe el cálculo del Índice de Polarización en la Figura 4.17	

Tabla 1.3: Tabla del libro “guía para el mantenimiento de transformadores”, guía de evaluación del índice de polarización.

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica y campo después de que el transformador ha terminado su proceso de secado y se encuentra a una temperatura entre 0° y 40 °C. La prueba se efectúa con un aparato conocido como medidor de resistencia de aislamiento o megóhmetro y comúnmente pero erróneamente llamado “MEGGER”, a una tensión determinada basada en el voltaje nominal del equipo según lo recomendado en la normativa IEEE 43 - 2000, durante 10 minutos.

El análisis de resultados se realiza con los valores obtenidos y corregidos a 20 °C; El criterio de aceptación o de rechazo es fijado por el fabricante. Así mismo, deberá de analizarse el incremento de la resistencia entre el primer minuto y el décimo minuto. El cociente de dividir el valor de resistencia de aislamiento a 10 minutos y el valor a 1 minuto, dará un número mayor a la unidad, que se conoce como índice de polarización (I_p).

Ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

Los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento se ven afectados por la temperatura ambiente al momento de efectuar la prueba, por lo que se tienen que ajustar empleando ciertos factores de corrección (k), los cuales se pueden tomar de la tabla 1.2.

PRUEBA DE RELACIÓN DE ESPIRAS DEL TRANSFORMADOR (TTR)

La prueba de relación puede realizarse de dos maneras, un método consiste en aplicar una tensión conocida y medir la tensión inducida en el otro devanado. En transformadores trifásicos conectados en estrella con la conexión de neutro sacada al exterior, la relación se puede verificar con una tensión monofásica. Los fabricantes recomiendan que se emplee una tensión de al menos 10% de la tensión nominal cuando se utilice este método. Sin embargo, el uso de este método en el campo no siempre es práctico.

El método más conocido para verificar las relaciones de espiras en el campo emplea un equipo de pruebas de relación de espiras, este equipo tiene un generador interno para suministrar el potencial de prueba a un transformador de referencia en el propio instrumento y al devanado de baja tensión del transformador bajo prueba. La relación medida debería compararse con la relación calculada en cualquier toma, con una desviación del 0.5%.

Una medición de relación de espiras puede mostrar que existe una falla, pero no indicará su localización exacta. Pudiese requerirse una inspección interna o el desencubado para localizar el problema.

La relación de transformación se deduce de dividir el número de vueltas del devanado primario entre el número de vueltas del devanado secundario, o el resultado de dividir la tensión en el devanado primario entre la tensión del devanado secundario, ambas tensiones de línea a neutro de las fases. Matemáticamente, la relación de transformación se puede expresar como:

Ecuación 1.2:

$$a = \frac{N1}{N2} = \frac{V1}{V2}$$

Donde:

a: Relación de transformación.

V1 y V2: tensiones en las terminales del devanado primario y secundario.

N1 y N2: Número de vueltas del primario y número de vueltas del secundario.

Interpretación de los resultados:

Para interpretar los resultados es necesario calcular el porcentaje de diferencia que existe entre los valores medidos y los teóricos, con ayuda de la ecuación 1.3:

Ecuación 1.3:

$$\%diferencia = \frac{\text{valor teórico} - \text{valor medido}}{\text{valor teórico}} \times 100\%$$

Nota: El porcentaje de diferencia no debe ser mayor al 0.5%

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

Este es con la finalidad de determinar que el aceite del transformador utilizado como medio enfriador, cumple con las características dieléctricas requeridas.

La prueba se efectúa con el equipo llamado “probador de aceite”, que consiste de un transformador elevador, un regulador de tensión, un voltímetro indicador, un interruptor y la copa estándar patrón para la prueba. La copa patrón consiste de un recipiente de baquelita o de vidrio refractado, dentro de la cual se alojan dos electrodos en forma de discos de 25.4 mm de diámetro, separados una distancia entre 2.54 mm y con las caras perfectamente paralelas.

La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos o electrodos queden cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa; posteriormente se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente se habrá conectado a una fuente de 127 V. Luego se va incrementando gradualmente la tensión en el aparato con el regulador, aproximadamente a una velocidad de 3 kV por cada segundo, hasta que el aceite contenido entre los electrodos falle; consistiendo esta falla en el brinco del arco eléctrico, entre los electrodos, con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía eléctrica.

Mientras se va incrementando el potencial, el operador irá registrando las lecturas en kV alcanzadas hasta cuando ocurra la ruptura de aislamiento; en este momento la prueba concluye y el operador anotará en su registro el valor de los kV más alto alcanzado. Al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba, está deberá dejarse reposar durante unos tres minutos antes de probarlo, con el objeto de que se escapen las burbujas de aire que puedan estar contenidas en el aceite.

A cada muestra se le efectuarán tres pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un mínimo de un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediarán y el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra.

Cuando se prueba aceite muy sucio, deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, tener la precaución al obtener una muestra, ya que, se debe enjuagar la copa dos o tres veces con el mismo aceite por muestrear.

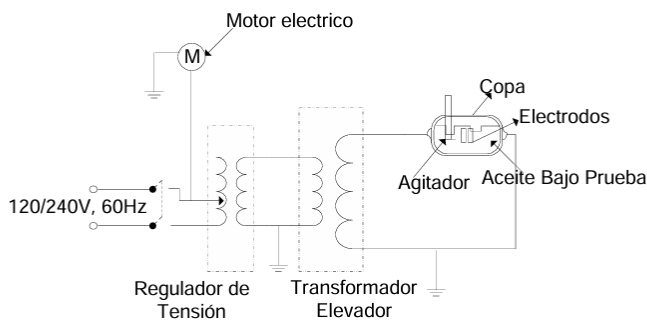


Figura 1.3: Esquema de los principales componentes de un probador de rigidez dieléctrica.

EQUIPOS PARA UTILIZAR EN LAS PRUEBAS ELÉCTRICAS Y RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

- **MEGÓMETRO MARCA AEMC MODELO 6555**



Figura 1.4: Megóhmetro 6555 para prueba de resistencia de aislamiento.

- **RATIOMETRO TRIFÁSICO MARCA HUAZHENG MODELO HZBB-10B.**



Figura 1.5 : Ratiómetro HZBB – 10B.

- **EQUIPO DE PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA MARCA MEGGER MODELO OTS60SX.**



Figura 1.6: Equipo de prueba de aceite.

NORMATIVIDAD

C57.12.00-2000 General Requirements for Distribution. Power and Regulating Transformers. (Requerimientos Generales para transformadores de distribución, potencia y reguladores).

IEEE STD 62 1995, Guía para pruebas de campo de diagnóstico de aparatos de energía eléctrica.

IEEE C57.106-2015 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment (Guía IEEE para la aceptación y mantenimiento de aceite mineral aislante en equipos eléctricos).

C57.12.90 Test code for distribution, power and regulating Transformers (código de prueba para transformadores de distribución, potencia y reguladores).

En este capítulo se abordaron los aspectos más importantes de los transformadores de distribución.

CAPITULO 2: DATOS GENERALES DE LOS TRANSFORMADORES Y METODOLOGÍA DE PRUEBAS

Pruebas eléctricas realizadas el 06 de julio del 2024 al transformador monofásico de distribución 1 con los siguientes datos de placa:

- Datos generales de transformador 1

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR 1	
TIPO	DISTRIBUCIÓN
POTENCIA [kVA]	15 kVA
MARCA	COOPER
VOLTAJE [V]	24,940/14,400 – 120/240
NÚMERO DE SERIE	0202074230
TAP ENCONTRADO	A(1)
FECHA DE FABRICACIÓN	MAYO 2002

Tabla 2.1 Datos de placa del transformador 1 de 15 kVA.

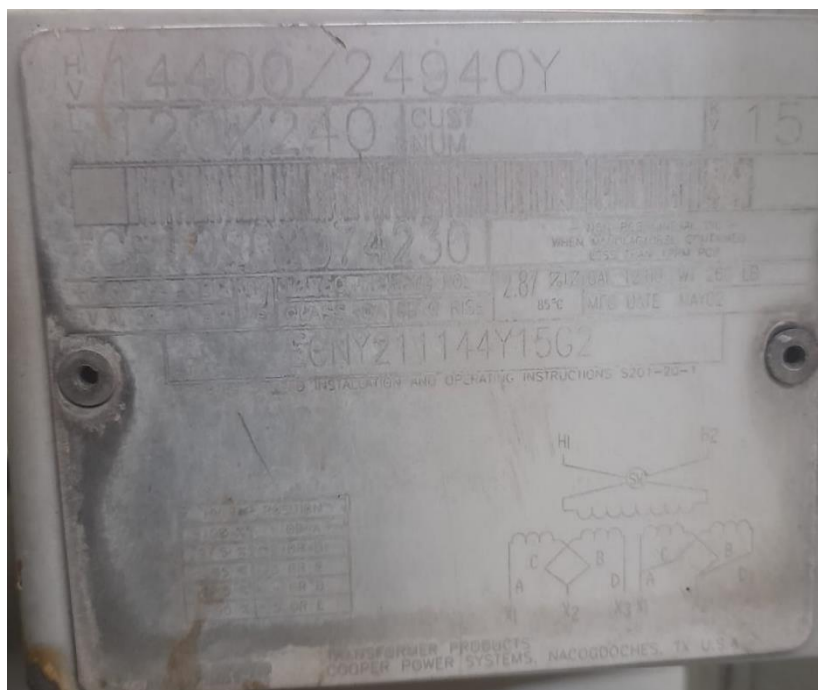


Figura 2.1: Datos de placa del transformador 1 de 15 kVA.

Pruebas eléctricas realizada el 06 de julio del 2024 al transformador monofásico de distribución 2 con los siguientes datos de placa:

- Datos generales de transformador 2

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR 2	
TIPO	DISTRIBUCIÓN
POTENCIA [kVA]	25 kVA
MARCA	COOPER
VOLTAJE [V]	24,940/14,400 – 120/240
NÚMERO DE SERIE	0202059978
TAP ENCONTRADO	3
FECHA DE FABRICACIÓN	MAYO 2002

Tabla 2.2: Datos de placa del transformador 2 de 25 kVA.



Figura 2.2: Datos de placa del transformador 2 de 25 kVA.

Observación: Datos de placa de transformador 2 de 25 kVA se encuentran deteriorados.

Pruebas eléctricas realizada el 22 de agosto del 2024 al transformador monofásico de distribución 3 con los siguientes datos de placa:

- Datos generales de transformador 3.

DATOS DE TRANSFORMADOR 3	
TIPO	DISTRIBUCIÓN
POTENCIA [KVA]	100 KVA
MARCA	ABB
VOLTAJE [V]	14400/24940Y-120/240
NÚMERO DE SERIE	91A050840
TAP ENCONTRADO	5
FECHA DE FABRICACIÓN	ENERO 1991

Tabla 2.3: Datos de placa del transformador 3 – 100 kVA.

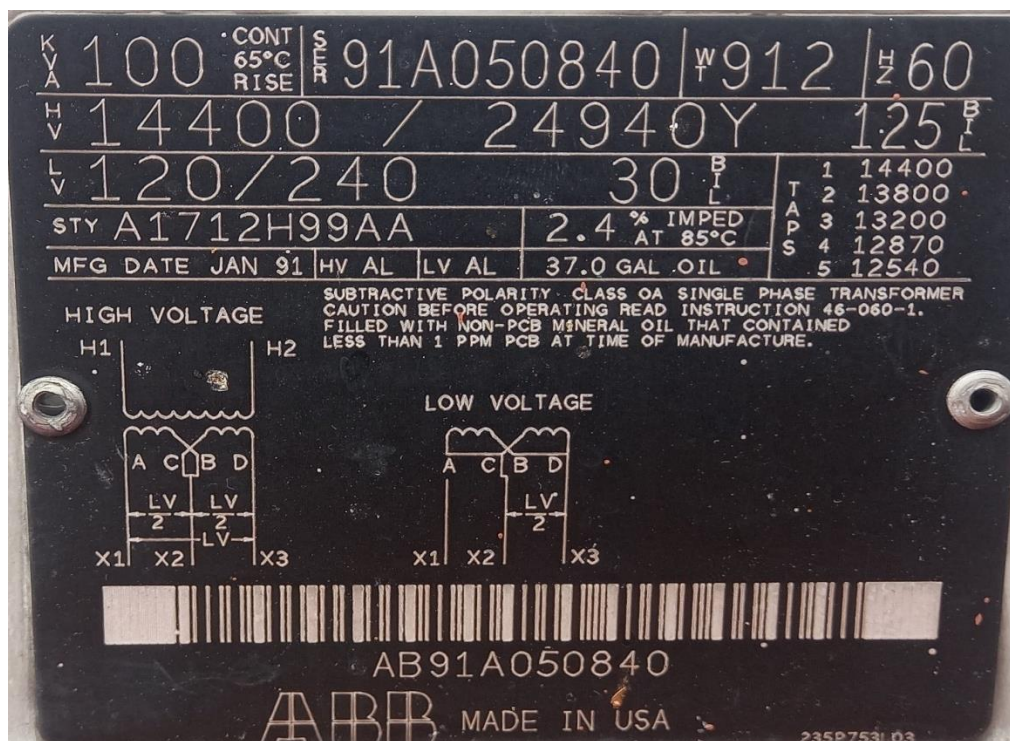


Figura 2.3: Datos de placa del transformador 3 – 100 kVA.

Pruebas eléctricas realizadas el 20 de septiembre del 2024 al transformador monofásico de distribución 4 con los siguientes datos de placa:

- Datos generales de transformador 4.

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR 4	
TIPO	DISTRIBUCIÓN
POTENCIA [KVA]	100 KVA
MARCA	PROLEC
VOLTAJE [V]	14400/24940Y – 120/240
NÚMERO DE SERIE	M98J11260
TAP ENCONTRADO	4
FECHA DE FABRICACIÓN	OCTUBRE 1998

Tabla 2.4: Datos de placa del transformador 4 de 100 kVA.

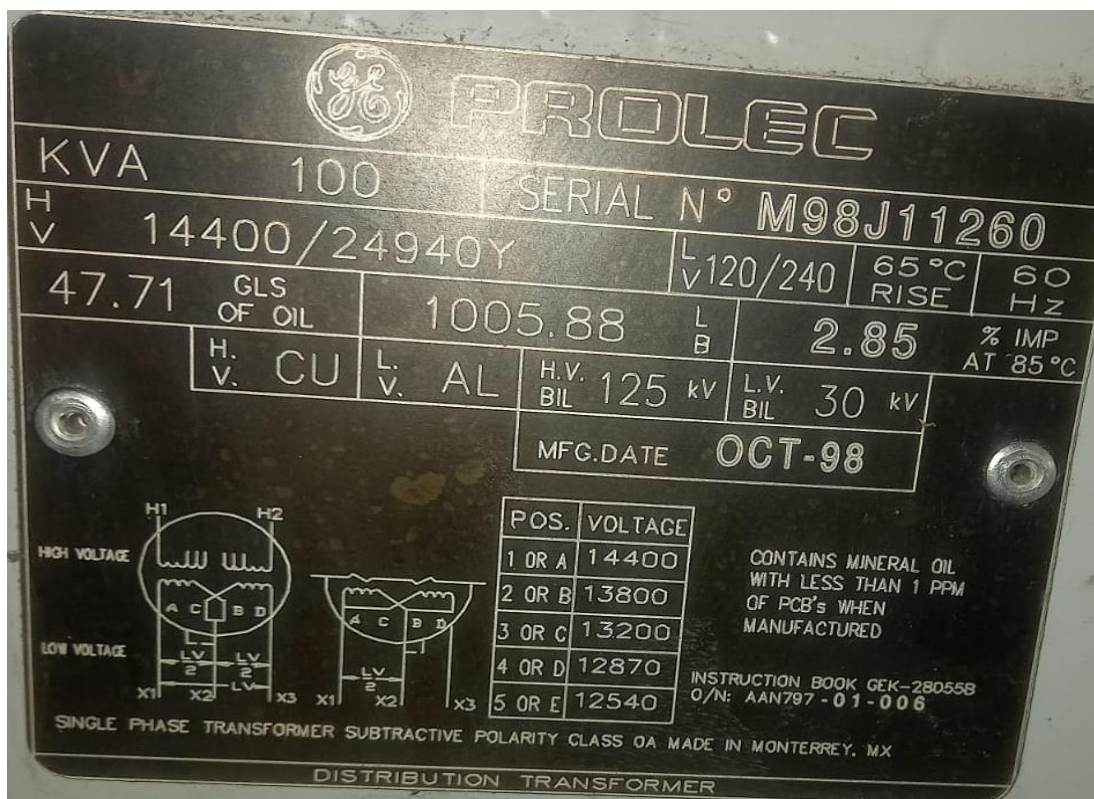


Figura 2.4: Fotografía de la placa de transformador 4 de 100 kVA.

Pruebas eléctricas realizadas el 26 de mayo del 2024 al transformador PAD MOUNTED 1 con los siguientes datos de placa:

- Datos generales de transformador PAD MOUNTED 1.

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1	
TIPO	PAD MOUNTED
POTENCIA [KVA]	500
MARCA	COOPER POWER SYSTEMS
SERIE	20111237886
VOLTAJE [V]	13200 DELTA - 208Y/120
TAP ENCONTRADO	3
FECHA DE FABRICACIÓN	AGOSTO 2012

Tabla 2.5. Datos de placa del transformador de 500 kVA PAD MOUNTED.

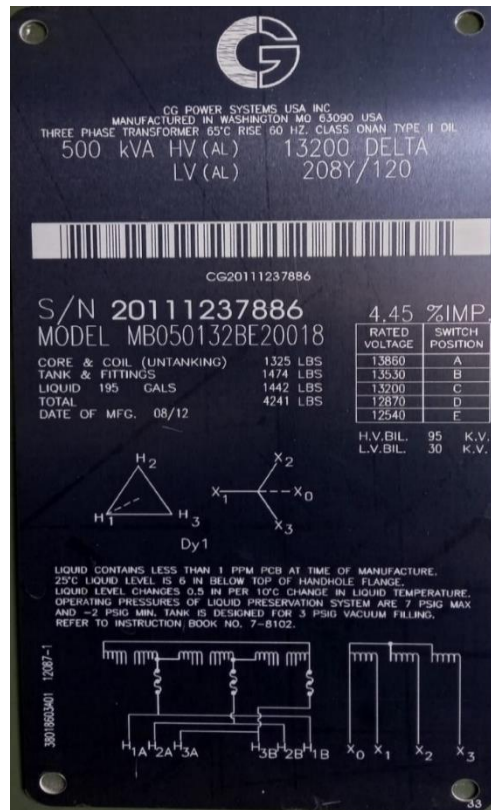


Figura 2.5: Fotografía de la placa de transformador de 500 kVA PAD MOUNTED.

Pruebas eléctricas realizadas el 03 de octubre del 2024 al transformador PAD MOUNTED 2 con los siguientes datos de placa:

- Datos generales de transformador PAD MOUNTED 2.

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2	
TIPO	PAD MOUNTED
POTENCIA [KVA]	50 kVA
MARCA	ABB
SERIE	04J099203
VOLTAJE [V]	24940GRDY/14400
TAP ENCONTRADO	3
FECHA DE FABRICACIÓN	AGOSTO 2004

Tabla 2.6: Datos de placa del transformador de 50 kVA PAD MOUNTED.

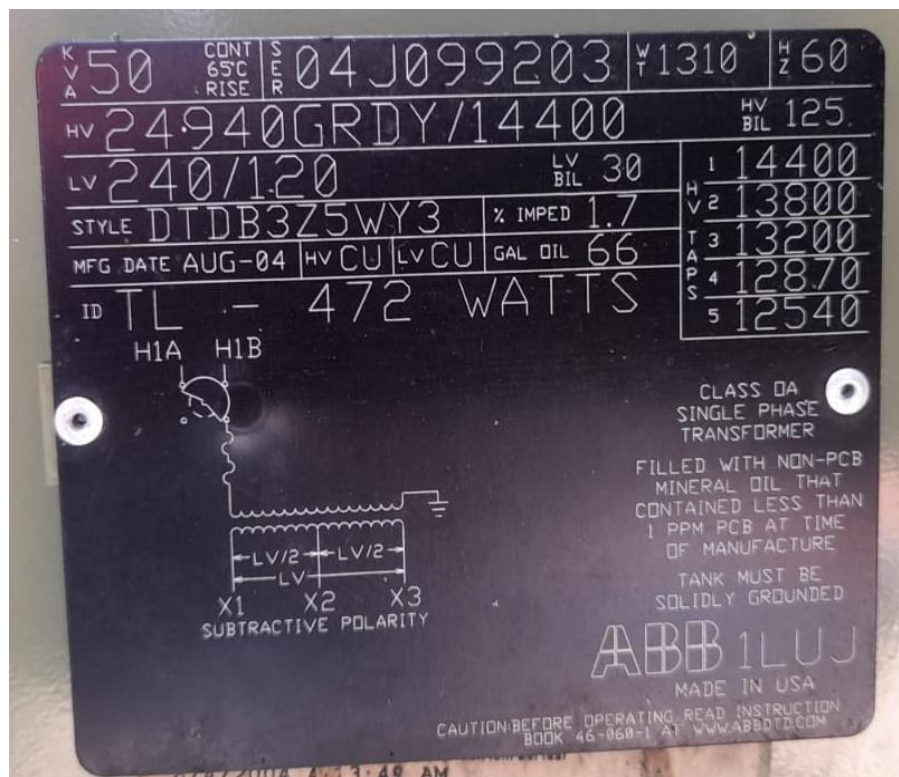


Figura 2.6: Fotografía de la placa de transformador de 50 kVA PAD MOUNTED.

METODOLOGIA DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES

En este capítulo se expone la metodología correspondiente para llevar a cabo las pruebas de aislamiento en devanados, prueba de relación de transformación y pruebas de rigidez dieléctrica del aceite, estableciendo para cada una el objetivo, consideraciones, los circuitos de conexión y establecer un criterio de la aceptación o rechazo en la interpretación de resultados tomado en cuenta lo establecido por las normativas correspondientes.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

CONSIDERACIONES:

La prueba de resistencia de aislamiento se realiza en fábrica y campo, después de que el transformador ha terminado su proceso de secado y se encuentra a una temperatura entre 0°C y 40°C. La prueba se efectúa con un aparato conocido como medidor de resistencia de aislamiento o megóhmetro, a una tensión de 10,000V o 500 V durante 10 minutos, dependiendo de los datos de placa que presenta la bobina por el lado primario como por el lado secundario.

Procedimiento de prueba:

1. Revisar la fecha de calibración del megóhmetro a utilizar en la prueba, así como el estado físico de las puntas de prueba del mismo.
2. Cortocircuitar los bobinados primarios y secundarios.
3. Realizar la conexión correspondiente para cada caso.
4. Tomar lecturas de la resistencia de los devanados cada 10 segundos para el primer minuto de prueba, posteriormente cada minuto hasta completar los 10 minutos de prueba establecidos por la norma.
5. Calcular el índice de polarización utilizando la ecuación.
6. Realizar la gráfica de resistencia – tiempo.
7. Analizar y determinar el estado de los devanados del transformador.

Nota: Algunos equipos realizan la inyección mediante el uso de la pinza roja, por eso es necesario leer el manual del equipo previo al inicio de las pruebas de resistencia de aislamiento IR.

DIAGRAMA DE CONEXIONES:

La prueba de resistencia de aislamiento de un transformador debe involucrar las siguientes maniobras de conexión y se representan en la figura 2.7, 2.8 y 2.9 en forma esquemática: Primario a tierra, secundario a tierra y primario a secundario, respectivamente.

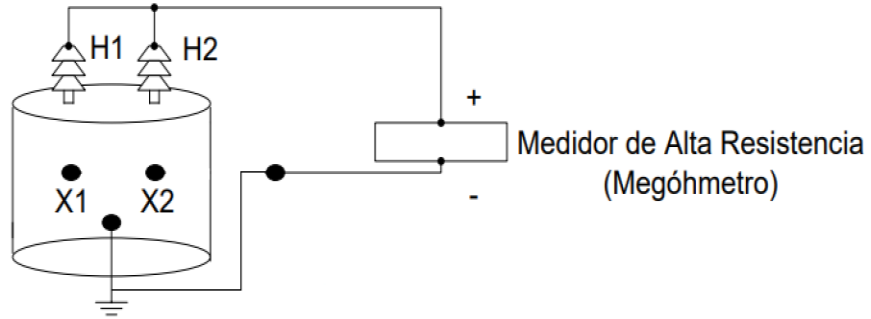


Figura 2.7: Esquema de conexión prueba primaria a tierra

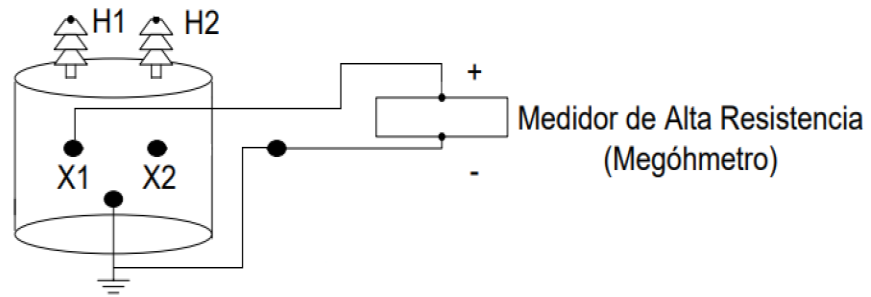


Figura 2.8: Esquema de conexión prueba secundario a tierra

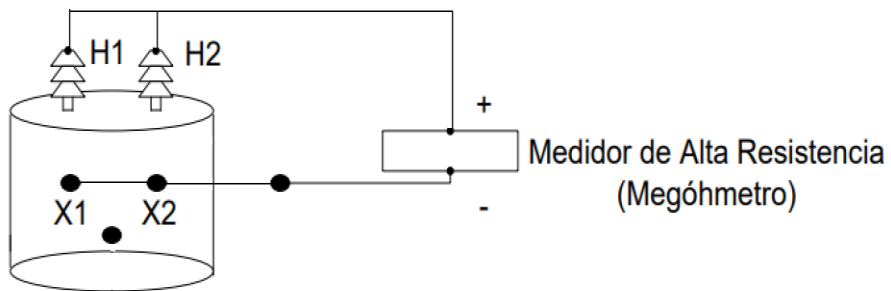


Figura 2.9: Esquema de conexión prueba primaria a secundario

DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

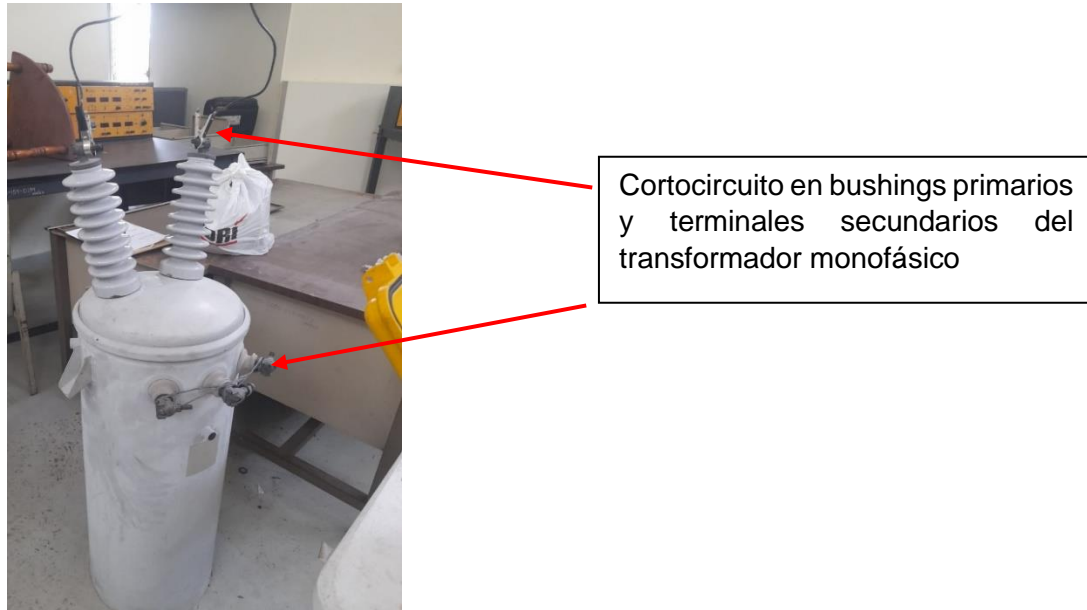


Figura 2.10: Cortocircuito en terminales de transformador monofásico

Conexión de transformador prueba primario a secundario



Figura 2.11: Conexión primario a secundario con equipo AEMC 6555

Conexión de transformador prueba primario a tierra



Figura 2.12: Conexión primario a tierra con equipo AEMC 6555

Conexión de transformador prueba secundario a tierra



Figura 2.13: Conexión secundario a tierra con equipo AEMC 6555

DIAGRAMA DE CONEXIÓN TRANSFORMADOR PAD MOUNTED



Figura 2.14: Cortocircuito en terminales de transformador PAD MOUNTED

Conexión de transformador prueba primario a secundario

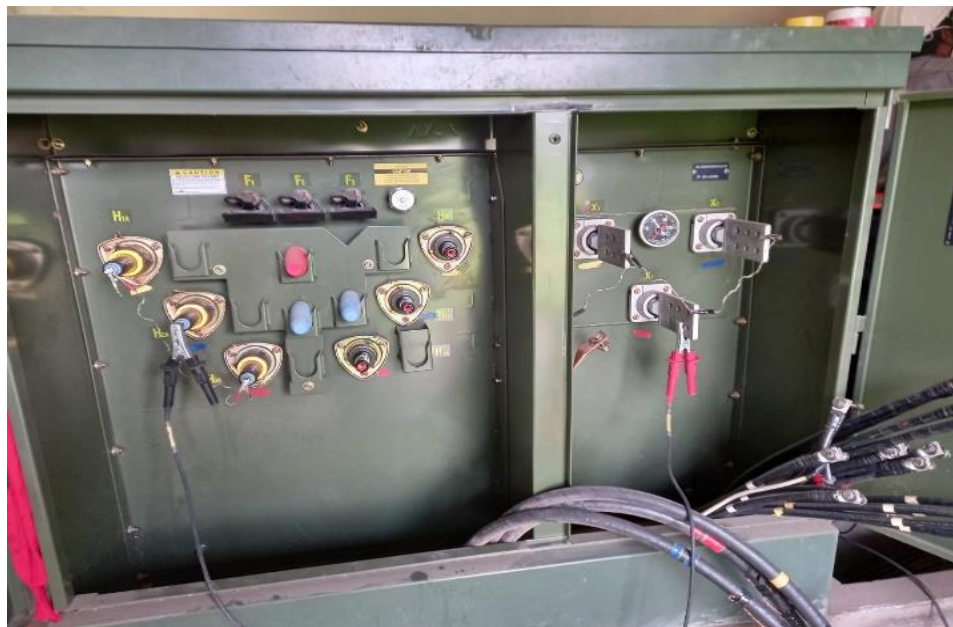


Figura 2.15: Conexión primario a secundario con equipo AEMC 6555 – PAD MOUNTED

Conexión de transformador prueba primario a tierra



Figura 2.16: Conexión primario a tierra con equipo AEMC 6555 – PAD MOUNTED

Conexión de transformador prueba secundario a tierra



Figura 2.17: Conexión secundario a tierra con equipo AEMC 6555 -PAD MOUNTED

Para poder cortocircuitar el lado primario del transformador PAD MOUNTED hacemos uso de un elemento que nos permite dicha conexión, el cual se muestra en figura 2.18, conocido como pin de prueba, posteriormente se realiza la conexión para poner en cortocircuito cada uno de los terminales del transformador.



Figura 2.18: Pin de prueba para conector tipo codo

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)

El T.T.R opera bajo el principio de dos transformadores con la misma relación de transformación, que al conectarse en paralelo y ser excitados, con una pequeña diferencia en la relación de alguno, circulará una corriente relativamente grande entre ambos. En la figura 2.19, el transformador patrón conecta en paralelo con el transformador bajo prueba, con un galvanómetro conectado en serie con las bobinas secundarias de ambos transformadores. Al excitar las bobinas primarias y el galvanómetro no detecte deflexión (no circula corriente a través de él), se puede decir que tienen la misma relación de transformación.

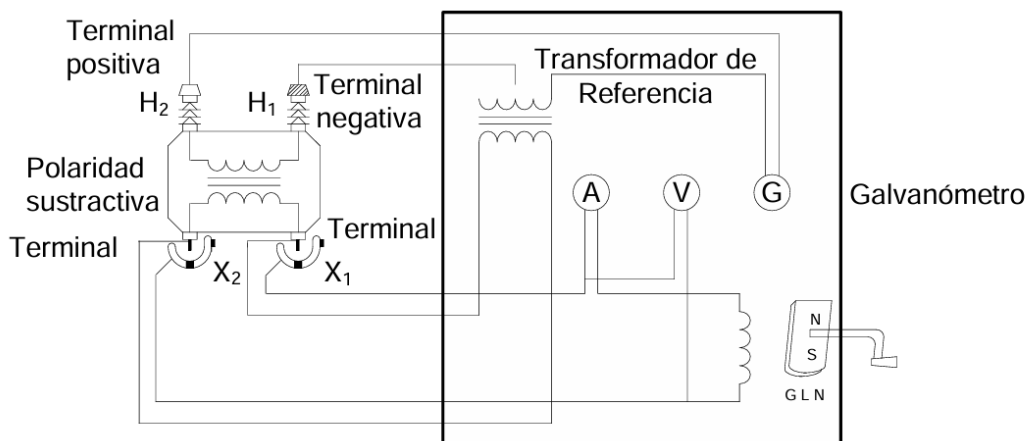


Figura 2.19: Esquema para la prueba de relación de transformación

Para equilibrar el galvanómetro en el T.T.R, es necesario variar la posición de selectores (S1,S2,S3 y S4). Al mover la posición de los selectores, lo que se hace es variar el número de vueltas del devanado secundario del transformador patrón.

APLICACIÓN DEL T.T.R

Es un equipo diseñado para mediciones de relación de transformación “a” en transformadores, autotransformadores y reguladores de tensión.

Es práctico para analizar las siguientes condiciones en los transformadores:

- a) Comprobar la relación de transformación en equipos nuevos, reparados o rebobinados.
- b) Identificar y determinar terminales, derivaciones (taps) y su conexión interna.
- c) Determinar y comprobar polaridad, continuidad y falsos contactos.
- d) Pruebas de rutina y detección de fallas incipientes.
- e) Identificar espiras en cortocircuito.

En nuestro caso el equipo nos indica los puntos de conexión mediante colores nombrados con cada punto de conexión. Tal como se muestra en la figura 2.20, posteriormente se programa para transformador monofásico o trifásico, para el caso de transformadores monofásicos se utiliza la pinza “a” y “c”.

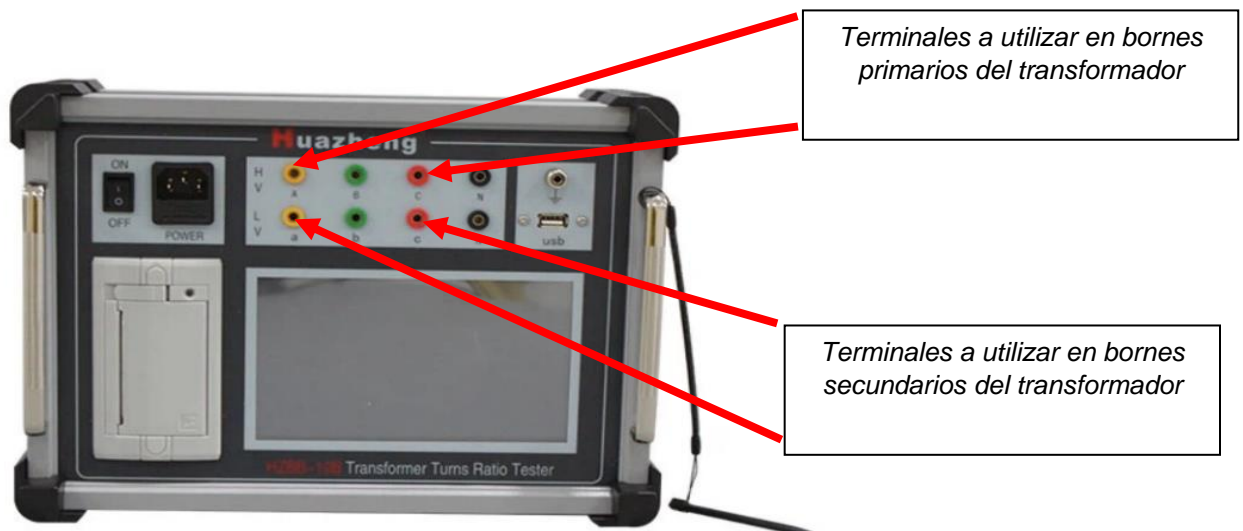


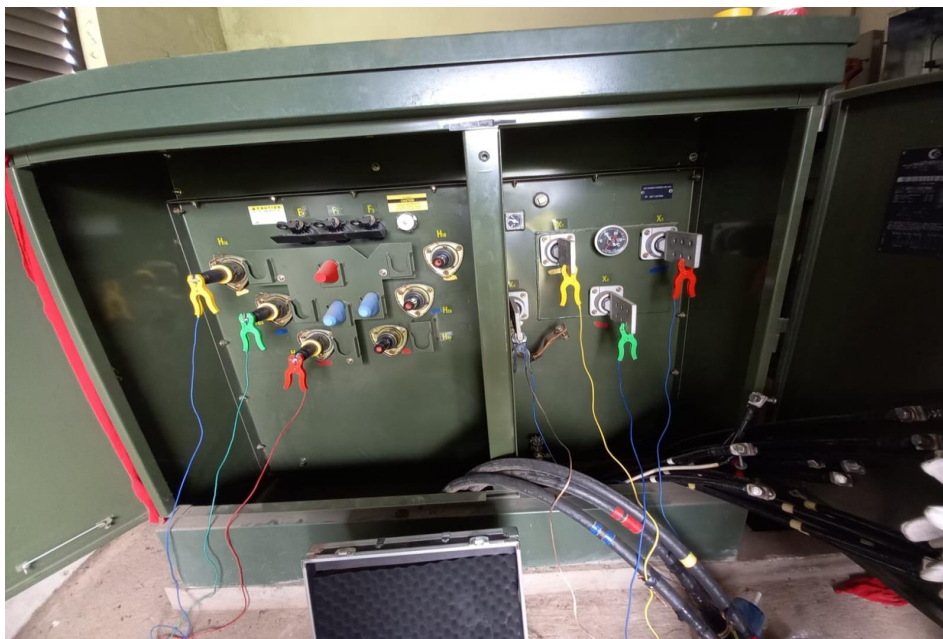
Figura 2.20: Puntos de conexión en ratiometro

DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS



*Figura 2.21: Conexión de ratiometro con equipo
Huazheng modelo OTS60SX*

DIAGRAMA DE CONEXIÓN PARA TRANSFORMADORES PAD MOUNTED



*Figura 2.22: Conexión de ratiometro con equipo
Huazheng modelo OTS60SX*

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

El objetivo de esta prueba es determinar que el aceite del transformador utilizado como medio para enfriar, cumpla con las características dieléctricas requeridas.

La prueba se efectúa con el equipo llamado “probador de aceite”, el cual contiene una copa patrón que es un recipiente de baquelita o vidrio refractado, dentro de la cual se aloja dos electrodos en forma de discos, separados una distancia correspondiente, la cual podemos modificar dependiendo de la normativa que estemos utilizando para la prueba, así como también del estado del aceite, es decir si este es nuevo o es usado.

La prueba se lleva a cabo llenando la copa con aceite hasta que los discos ó electrodos quedan cubiertos completamente y al nivel marcado en la copa; posteriormente se cierra el interruptor del aparato, el cual previamente se habrá conectado a una fuente de 120 V. Luego se va incrementando gradualmente la tensión en el aparato a cierta velocidad, hasta que aceite contenido entre los electrodos falle; consistiendo esta falla en el brinco del arco eléctrico, entre los electrodos, con lo cual se cortocircuitan abriéndose el interruptor de alimentación de la fuente de energía.

Mientras se va incrementando el potencial y hasta el punto en el que se presente el arco eléctrico, es cuando la prueba concluye y el operador anotará en su registro el valor de los kV más alto alcanzado. Al vaciar la muestra de aceite en la copa de prueba, está deberá dejarse reposar durante unos tres minutos antes de probarlo, con el objeto de que se escapen las burbujas de aire que puedan estar contenidas en el aceite.

A cada muestra se le efectuarán 3 pruebas de ruptura, agitando y dejando reposar la muestra un mínimo de un minuto, después de cada prueba. Los valores obtenidos se promediarán y el valor obtenido del promedio será el representativo de la muestra.

Cuando se prueba aceite muy sucio, deberá lavarse la copa con un buen solvente y secarla perfectamente; posteriormente, tener la precaución al obtener una muestra, ya que, se debe enjuagar la copa dos o tres veces con el mismo aceite por muestrear.



Figura 2.23: Probador de aceite dieléctrico

En la figura 2.23 , podemos apreciar la copa contenedora de aceite conectado para la realización de la prueba utilizando la normativa ASTM D877, como referencia para la interpretación de los resultados.

Haciendo uso de un equipo especial para la extracción de la muestra de aceite, se obtiene esta para posteriormente hacer uso del equipo mostrado en la figura 2.23, las muestras extraídas a los transformadores monofásicos se presenta en la figura 2.24.



Figura 2.24: Muestras de aceite extraídas a los transformadores monofásicos de la escuela de Ingeniería eléctrica UES

CAPITULO 3: DESARROLLO DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES

En este apartado se presenta el desarrollo de las pruebas con la finalidad de presentar de forma más detallada el procedimiento a seguir para la realización de las pruebas en el laboratorio y en campo. Posteriormente los resultados de cada una de las pruebas serán presentados en un reporte técnico.

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PAD MOUNTED (IR)

En la prueba de aislamiento se realiza la evaluación de tres conexiones diferentes, las cuales son: Conexión entre devanado primario con respecto a tierra (P-T), conexión entre devanado secundario a tierra (S-T) y conexión entre devanado primario y secundario (P-S). Debido a que el valor de IR es susceptible a los cambios de temperatura, es necesaria la implementación de un factor de corrección, el cual permite el análisis de los resultados a una temperatura de prueba. Por tal razón, se toma como base los valores de temperatura a 20 °C. De tal manera que es necesario realizar el cálculo del factor de corrección por temperatura.

Las pruebas de diagnóstico IR se realizan basadas en el estándar IEEE C57.12.90 – 1999.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 1 – 15kVA – SERIE: 0202074230

SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 1



Figura 3.1: Toma de temperatura para selección del factor de corrección – T1

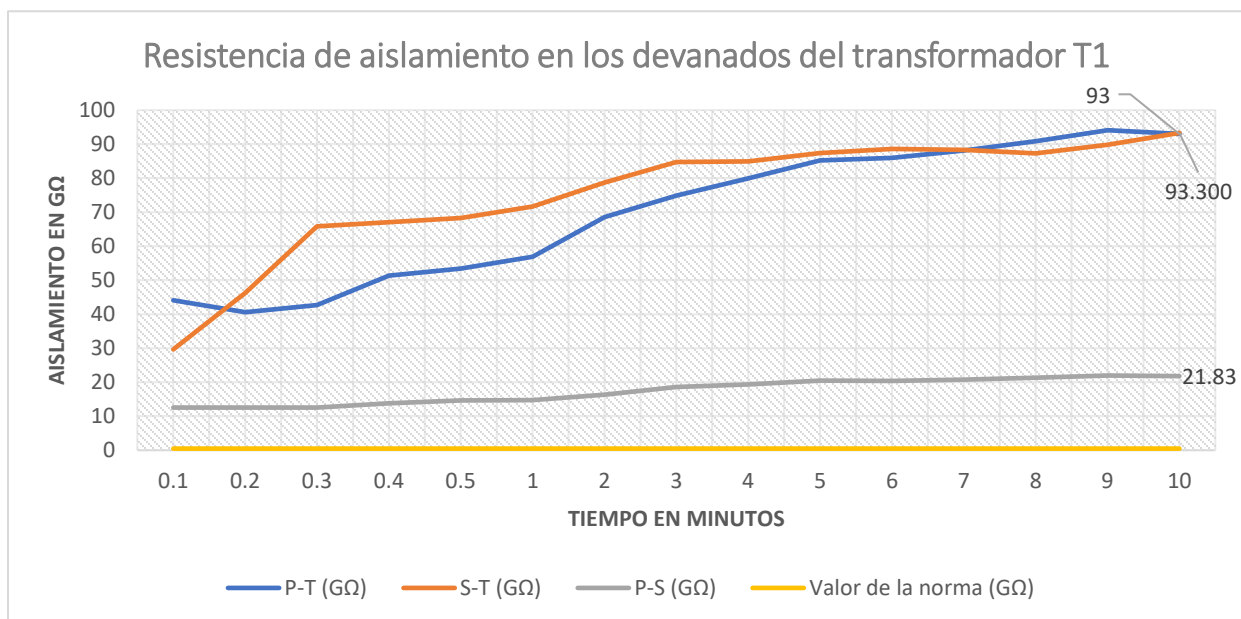
El valor de temperatura encontrado en el transformador 1 fue de 26.4 °C, por lo que es necesario interpolar para encontrar el factor. Utilizando la Tabla 1.2 del libro “guía para el mantenimiento de transformadores”, factores de corrección de temperatura para transformadores inmersos en aceite y con ayuda de una hoja de cálculo en Excel obtendremos el siguiente factor:

°C	factor
25	1.4
30	1.98
26.4	1.5624

MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 1

RESULTADO DE PRUEBA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR 1							
Factor de corrección a 20°C	1.5624	SERIE: 0202074230 - 15kVA					
Tiempo en minutos	P-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	S-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	P-S (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	Valor de la norma (GΩ)
0.1	44.1	68.90184	29.66	46.340784	12.560	19.623744	0.5
0.2	40.6	63.43344	46.3	72.33912	12.560	19.623744	0.5
0.3	42.7	66.71448	65.8	102.80592	12.560	19.623744	0.5
0.4	51.3	80.15112	67.1	104.83704	13.830	21.607992	0.5
0.5	53.4	83.43216	68.3	106.71192	14.640	22.873536	0.5
1	56.9	88.90056	71.7	112.02408	14.760	23.061024	0.5
2	68.6	107.18064	78.7	122.96088	16.33	25.513992	0.5
3	74.9	117.02376	84.7	132.33528	18.61	29.076264	0.5
4	79.900	124.83576	84.900	132.64776	19.4	30.31056	0.5
5	85.2	133.11648	87.4	136.55376	20.53	32.076072	0.5
6	86	134.3664	88.600	138.42864	20.43	31.919832	0.5
7	88.100	137.64744	88.3	137.95992	20.77	32.451048	0.5
8	90.9	142.02216	87.3	136.39752	21.34	33.341616	0.5
9	94.1	147.02184	89.8	140.30352	21.98	34.341552	0.5
10	93	145.3032	93.300	145.77192	21.83	34.107192	0.5
¿Cumple?	SÍ		SÍ		SÍ		
IP	1.63		1.30		1.48		
DAR	1.22		1.18		1.02		

Tabla 3.1: Resultados de la prueba de aislamiento del transformador 1 de 15 kVA.



Gráfica 3.1: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento transformador 1 de 15 kVA

RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR 1 – 15 KVA



Figura 3.2: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a tierra transformador 1



Figura 3.3: Resultado de prueba de aislamiento, conexión secundaria a tierra transformador 1



Figura 3.4: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primaria a secundario transformador 1

Calculando el índice de polarización en la conexión primario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{93G\Omega}{56.9G\Omega}$$

$$I_p = 1.63$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{93.30G\Omega}{71.7G\Omega}$$

$$I_p = 1.30$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{21.83G\Omega}{14.76G\Omega}$$

$$I_p = 1.48$$

En nuestro caso el megóhmetro AEMC 6555 nos proporciona el índice de polarización automáticamente cuando este cumple el tiempo de programación de 10 minutos. Para el transformador 1, serie 0202074230 de 15kVA presenta índices de polarización en las tres conexiones mayores a 1.25, y dado que los valores de resistencia de aislamiento aumentaron con el potencial aplicado siguiendo una tendencia ascendente mayor a 500 MΩ se considera que estos se encuentran dentro de los parámetros aceptables según lo establecido en [2], [3], [4] y según [5], evaluación del índice de polarización (ver tabla 1.3.).

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 2 – 25kVA – SERIE: 0202059978

SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 2



Figura 3.5: Toma de temperatura para selección del factor de corrección – T2

El valor de temperatura encontrado en el transformador 2 fue de 26.3 °C, por lo que es necesario interpolar para encontrar el factor. Utilizando la Tabla 1.2 del libro “guía para el mantenimiento de transformadores”, factores de corrección de temperatura para transformadores inmersos en aceite y con ayuda de una hoja de cálculo en Excel obtendremos el siguiente factor:

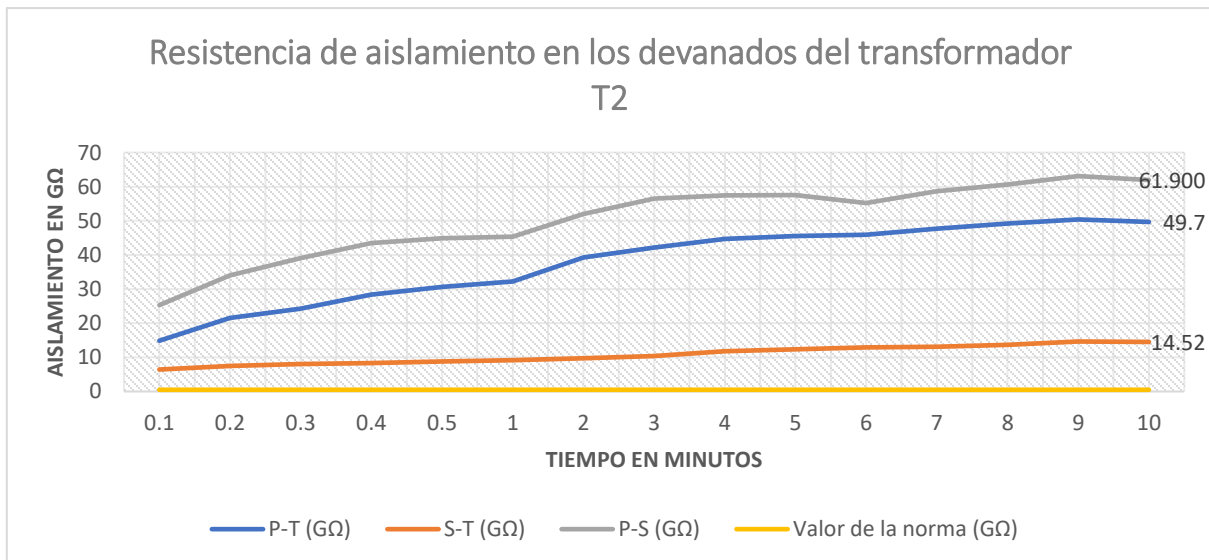
X	Y
25	1.4
30	1.98
26.3	1.5508

Factor de corrección por temperatura para el transformador 2, **1.5508**

MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 2

RESULTADO DE PRUEBA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR 2							
Factor de corrección a 20°C	1.5508	SERIE: 0202059978- 25kVA					
Tiempo en minutos	P-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	S-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	P-S (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	Valor de la norma (GΩ)
0.1	14.87	23.232888	6.440	10.061856	25.3	39.52872	0.5
0.2	21.54	33.654096	7.530	11.764872	33.97	53.074728	0.5
0.3	24.28	37.935072	8.060	12.592944	39.11	61.105464	0.5
0.4	28.4	44.37216	8.320	12.999168	43.5	67.9644	0.5
0.5	30.66	47.903184	8.760	13.686624	44.9	70.15176	0.5
1	32.22	50.340528	9.130	14.264712	45.4	70.93296	0.5
2	39.28	61.371072	9.73	15.202152	52	81.2448	0.5
3	42.2	65.93328	10.37	16.202088	56.5	88.2756	0.5
4	44.700	69.83928	11.76	18.373824	57.400	89.68176	0.5
5	45.5	71.0892	12.4	19.37376	57.5	89.838	0.5
6	45.9	71.71416	12.9	20.15496	55.200	86.24448	0.5
7	47.700	74.52648	13.09	20.451816	58.7	91.71288	0.5
8	49.2	76.87008	13.7	21.40488	60.6	94.68144	0.5
9	50.4	78.74496	14.65	22.88916	63.1	98.58744	0.5
10	49.7	77.65128	14.52	22.686048	61.900	96.71256	0.5
¿Cumple?	Sí		Sí		Sí		
IP	1.54		1.59		1.36		
DAR	1.21		1.12		1.12		

Tabla 3.2: Resultados de la prueba de aislamiento del transformador 2 de 25 kVA



Gráfica 3.2: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento transformador 2 de 25kVA

RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR 2 – 25 KVA



Figura 3.6: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a tierra transformador 2



Figura 3.7: Resultado de prueba de aislamiento, conexión secundario a tierra transformador 2



Figura 3.8: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a secundario transformador 2

Calculando el índice de polarización en la conexión primario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{49.7G\Omega}{32.22G\Omega}$$

$$I_p = 1.54$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{14.52G\Omega}{9.130G\Omega}$$

$$I_p = 1.59$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{61.90G\Omega}{45.4G\Omega}$$

$$I_p = 1.36$$

En nuestro caso el megóhmetro AEMC 6555 nos proporciona el índice de polarización automáticamente cuando este cumple el tiempo de programación de 10 minutos. Para el transformador 2, serie 0202059978 de 25kVA presenta índices de polarización en las tres conexiones mayores a 1.25, y dado que los valores de resistencia de aislamiento aumentaron con el potencial aplicado siguiendo una tendencia ascendente mayor a 500 MΩ se considera que estos se encuentran dentro de los parámetros aceptables según lo establecido en la normativa [2], [3], [4] y según [5], evaluación del índice de polarización (ver tabla 1.3.)

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 3 – 100 KVA – SERIE: 91A050840

SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 3

El valor de temperatura encontrado en el transformador 3 fue de 27.5 °C, por lo que es necesario interpolar para encontrar el factor. Utilizando la Tabla 1.2 del libro “guía para el mantenimiento de transformadores”, factores de corrección de temperatura para transformadores inmersos en aceite y con ayuda de una hoja de cálculo en Excel obtendremos el siguiente factor:

X	Y
25	1.4
30	1.98
26.3	1.5508

Factor de corrección por temperatura para el transformador 3, **1.5508**

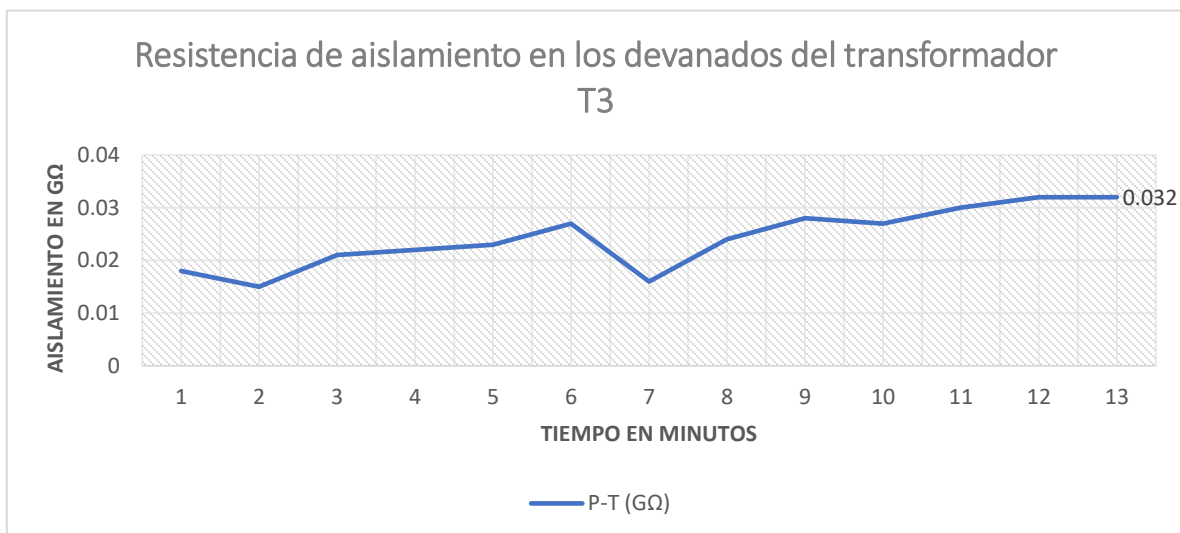


Figura 3.9: Realización de prueba de aislamiento en transformador 3 de 100 kVA

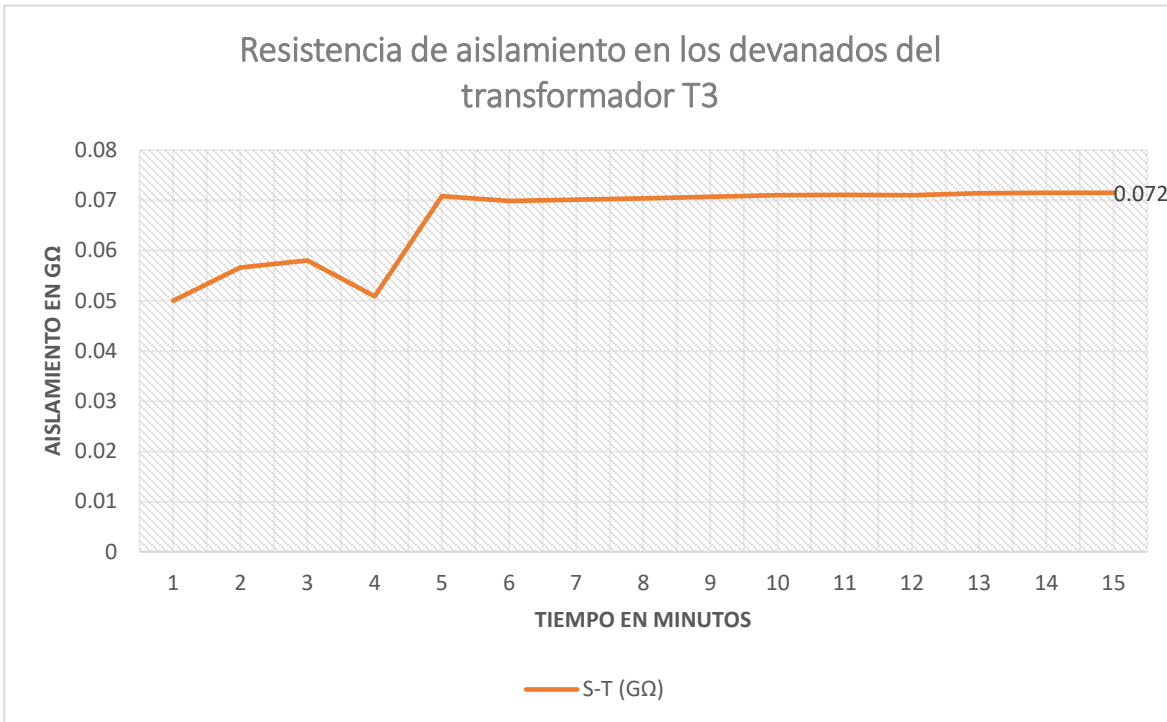
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 3

RESULTADO DE PRUEBA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR 3							
Factor de corrección a 20°C	1.5508	SERIE: 91A50840 - 100kVA					
Tiempo en minutos	P-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	S-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	P-S (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	Valor de la norma (GΩ)
0.1	0.018	0.027	0.05	0.075	0.038	0.057	0.5
0.2	0.015	0.0225	0.0566	0.0849	0.037	0.0555	0.5
0.3	0.021	0.0315	0.058	0.087	0.036	0.054	0.5
0.4	0.022	0.033	0.0509	0.07635	0.037	0.0555	0.5
0.5	0.023	0.0345	0.0708	0.1062	0.037	0.0555	0.5
1	0.027	0.0405	0.0699	0.10485	0.035	0.0525	0.5
2	0.016	0.024	0.0701	0.10515	0.034	0.051	0.5
3	0.024	0.036	0.0704	0.1056	0.0354	0.0531	0.5
4	0.028	0.042	0.071	0.10605	0.037	0.0555	0.5
5	0.027	0.0405	0.071	0.1065	0.037	0.0555	0.5
6	0.03	0.045	0.071	0.10665	0.036	0.054	0.5
7	0.032	0.048	0.071	0.1065	0.036	0.054	0.5
8	0.032	0.048	0.0714	0.1071	0.036	0.054	0.5
9	EQUIPO RPOTEGIDO	EQUIPO RPOTEGIDO	0.0715	0.10725	0.036	0.054	0.5
10	EQUIPO RPOTEGIDO	EQUIPO RPOTEGIDO	0.072	0.10725	0.036	0.054	0.5
¿Cumple?	NO CUMPLE		NO		NO		
IP	EQUIPO RPOTEGIDO		1.03		1.02		
DAR	EQUIPO RPOTEGIDO		1.01		0.96		

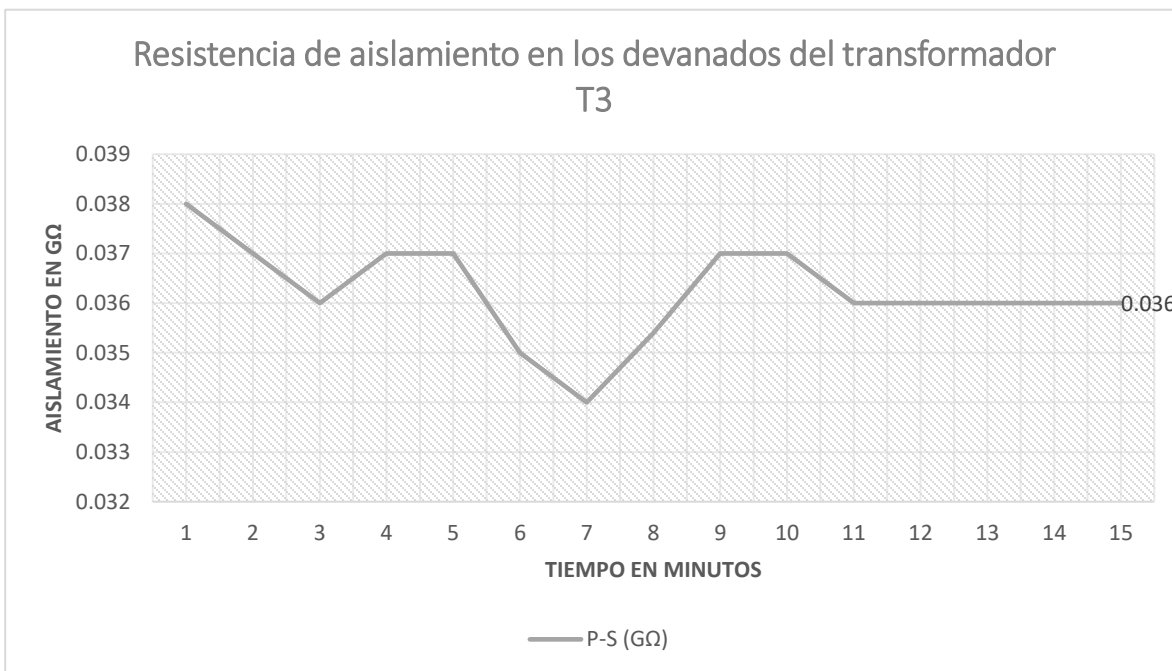
Tabla 3.3: Resultados de la prueba de aislamiento del transformador 3 de 100 kVA



Gráfica 3.3: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento transformador 3 de 100 kVA – prueba Primario a tierra



Gráfica 3.4: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento transformador 3 de 100 kVA – Secundario a tierra



Gráfica 3.5: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento transformador 3 de 100 kVA – primario a secundario

Para el cálculo del índice de polarización del transformador 3 en el caso de la conexión primario a tierra, en el minuto 9 el equipo se protegió automáticamente debido a una anomalía detectada al interior del transformador, por lo que no se obtuvo un valor final de resistencia de aislamiento.

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$Ip = \frac{R \text{ aisl. } 10 \text{ min}}{R \text{ aisl. } 1 \text{ min}}$$

$$Ip = \frac{0.072G\Omega}{0.0699G\Omega}$$

$$Ip = 1.03$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$Ip = \frac{R \text{ aisl. } 10 \text{ min}}{R \text{ aisl. } 1 \text{ min}}$$

$$Ip = \frac{0.036G\Omega}{0.035G\Omega}$$

$$Ip = 1.02$$

En nuestro caso el megóhmetro AEMC 6555 nos proporciona el índice de polarización automáticamente cuando este cumple el tiempo de programación de 10 minutos. Para el transformador 3, serie 91A050840 de 100 kVA presenta índices de polarización en las tres conexiones menores, y dado que los valores de resistencia de aislamiento se encuentran por debajo del mínimo recomendado a 500 MΩ se considera que estos se encuentran dentro de los parámetros inaceptables según lo establecido en la normativa [2], [3], [4] y según [6], evaluación del índice de polarización (ver tabla 1.3.)

Para el transformador 3 donde durante la prueba de aislamiento de primario a tierra se buscaba verificar el estado funcional de este posterior a una falla provocada por un ave, se confirmó que la bobina primaria sufrió daños internos provocados por la falla, pues el equipo detectó una anomalía interna de este lo que dio como resultado a la finalización de la prueba y protección del equipo.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN 4 – 100 KVA – SERIE: M98J11260

SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR 4

El valor de temperatura encontrado en el transformador 4 fue de 28.1 °C, por lo que es necesario interpolar para encontrar el factor. Utilizando la Tabla 1.2 del libro “guía para el mantenimiento de transformadores”, factores de corrección de temperatura para transformadores inmersos en aceite y con ayuda de una hoja de cálculo en Excel obtendremos el siguiente factor:

X	Y
25	1.4
30	1.98
28.1	1.7596

Factor de corrección por temperatura para el transformador 4, 1.7596

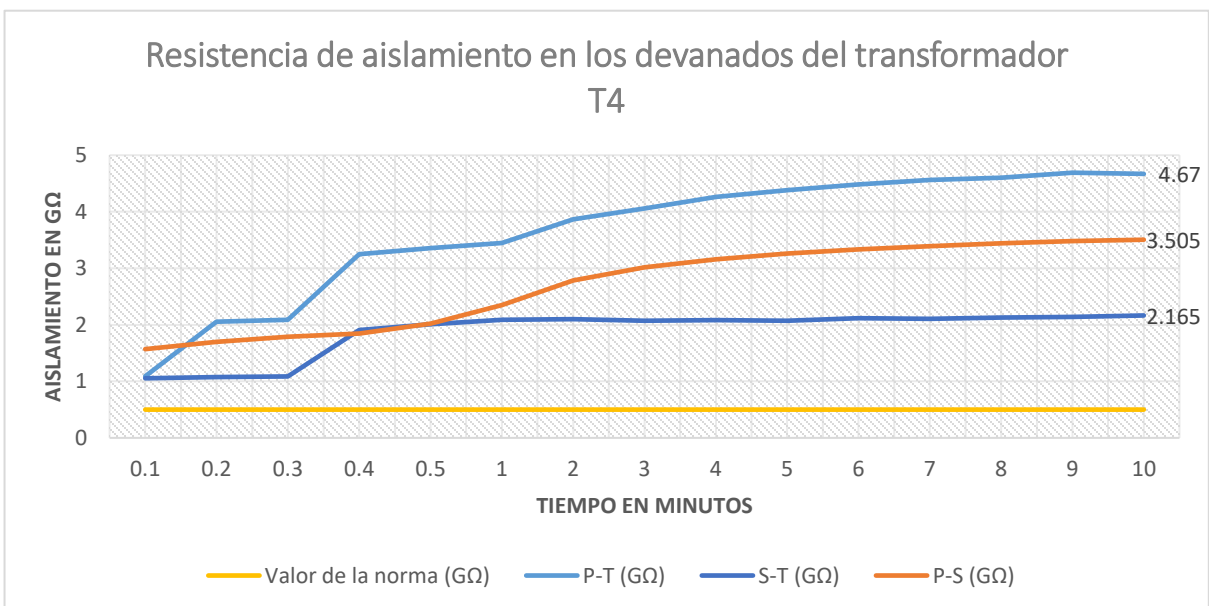


Figura 3.10: Realización de prueba de aislamiento en transformador 4 de 100 kVA

MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR 4

RESULTADO DE PRUEBA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR 4							
Factor de corrección a 20°C	1.7596	SERIE: M98J11260 – 100 kVA					
Tiempo en minutos	P-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	S-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	P-S (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	Valor de la norma (GΩ)
0.1	1.089	1.7014536	1.054	1.6467696	1.570	2.452968	0.5
0.2	2.057	3.2138568	1.078	1.6842672	1.698	2.6529552	0.5
0.3	2.0892	3.26416608	1.089	1.7014536	1.789	2.7951336	0.5
0.4	3.25	5.0778	1.905	2.976372	1.845	2.882628	0.5
0.5	3.354	5.2402896	2.01	3.140424	2.020	3.156048	0.5
1	3.447	6.0653412	2.089	3.6758044	2.351	4.1368196	0.5
2	3.868	6.8061328	2.098	3.6916408	2.785	4.900486	0.5
3	4.06	7.143976	2.069	3.6406124	3.014	5.3034344	0.5
4	4.260	7.495896	2.082	3.6634872	3.161	5.5620956	0.5
5	4.38	7.707048	2.072	3.6458912	3.262	5.7398152	0.5
6	4.48	7.883008	2.115	3.721554	3.336	5.8700256	0.5
7	4.560	8.023776	2.108	3.7092368	3.388	5.9615248	0.5
8	4.6	8.09416	2.13	3.747948	3.44	6.053024	0.5
9	4.69	8.252524	2.14	3.765544	3.479	6.1216484	0.5
10	4.67	8.217332	2.165	3.809534	3.505	6.167398	0.5
¿Cumple?	SÍ		NO		SI		
IP	1.35		1.04		1.49		
DAR	1.12		1.02		1.24		

Tabla 3.4: Resultados de la prueba de aislamiento del transformador 4 de 100 kVA



Gráfica 3.6: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento transformador 4 de 100 kVA

RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR 4 – 100 KVA



Figura 3.11: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a tierra transformador 4



Figura 3.12: Resultado de prueba de aislamiento, conexión secundario a tierra transformador 4



Figura 3.13: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a secundario transformador 4

Calculando el índice de polarización en la conexión primario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{3.497G\Omega}{4.67G\Omega}$$

$$I_p = 1.35$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{2.165G\Omega}{2.089G\Omega}$$

$$I_p = 1.04$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{3.505G\Omega}{2.351G\Omega}$$

$$I_p = 1.49$$

En nuestro caso el megóhmetro AEMC 6555 nos proporciona el índice de polarización automáticamente cuando este cumple el tiempo de programación de 10 minutos. Para el transformador 4, serie M98J11260 de 100 kVA presenta un índice de polarización menor a 1.1, lo cual se considera pobre, esto puede indicar existencia de humedad al interior del transformador, pero los resultados de resistencia de aislamiento se encuentran por encima de lo recomendado por la normativa, con una tendencia ascendente según lo establecido en la normativa [2], [3], [4] y según [5], evaluación del índice de polarización (ver tabla 1.3.)

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1 – 500 kVA – SERIE: 20111237886

SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1

Este equipo cuenta con termómetro de temperatura, por lo que la temperatura encontrada en el equipo fue de 40 °C. De tal manera que el factor de corrección por temperatura es de 3.95, según la tabla 1.2 del libro “guía para el mantenimiento de transformadores”, factores de corrección de temperatura para transformadores inmersos en aceite.



Fig. 3.14: Termómetro de transformador PAD MOUNTED 1

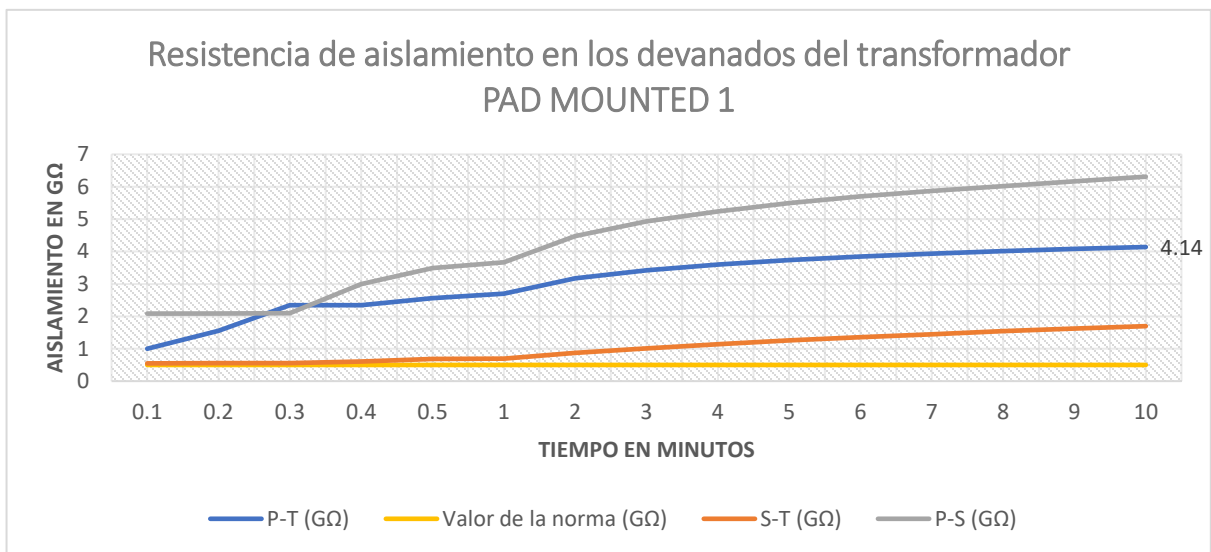


Figura 3.15: Realización de prueba de aislamiento en transformador PAD MOUNTED 1 de 500 kVA

MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1

RESULTADO DE PRUEBA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1							
Factor de corrección a 20°C	3.95	SERIE: 20111237886 (500 KVA)					
Tiempo en minutos	P-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	S-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	P-S (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	Valor de la norma (GΩ)
0.1	1	3.95	0.548	2.1646	2.085	8.23575	0.5
0.2	1.55	6.1225	0.557	2.20015	2.087	8.24365	0.5
0.3	2.345	9.26275	0.554	2.1883	2.102	8.3029	0.5
0.4	2.344	9.2588	0.608	2.4016	2.995	11.83025	0.5
0.5	2.564	10.1278	0.685	2.70575	3.487	13.77365	0.5
1	2.695	10.64525	0.699	2.76105	3.671	14.50045	0.5
2	3.171	12.52545	0.874	3.4523	4.48	17.696	0.5
3	3.423	13.52085	1.015	4.00925	4.93	19.4735	0.5
4	3.599	14.21605	1.141	4.50695	5.24	20.698	0.5
5	3.737	14.76115	1.26	4.977	5.49	21.6855	0.5
6	3.842	15.1759	1.357	5.36015	5.7	22.515	0.5
7	3.931	15.52745	1.449	5.72355	5.870	23.1865	0.5
8	4.01	15.8395	1.541	6.08695	6.02	23.779	0.5
9	4.08	16.116	1.62	6.399	6.17	24.3715	0.5
10	4.14	16.353	1.697	6.70315	6.31	24.9245	0.5
¿Cumple?	Sí		Sí		Sí		
IP	1.53		2.43		1.71		
DAR	1.16		1.16		1.22		

Tabla 3.5: Resultados de la prueba de aislamiento del transformador PAD MOUNTED 1



Gráfica 3.7: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento transformador

RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR PAD MOUNTED– 500 KVA



Figura 3.14: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a tierra transformador PAD MOUNTED 1



Figura 3.15: Resultado de prueba de aislamiento, conexión secundario a tierra transformador PAD MOUNTED 1



Figura 3.16: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a secundario transformador PAD MOUNTED 1

Calculando el índice de polarización en la conexión primario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{4.14G\Omega}{2.695G\Omega}$$

$$I_p = 1.53$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{1.697G\Omega}{0.699G\Omega}$$

$$I_p = 2.43$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{6.31G\Omega}{3.671G\Omega}$$

$$I_p = 1.71$$

En nuestro caso el megóhmetro AEMC 6555 nos proporciona el índice de polarización automáticamente cuando este cumple el tiempo de programación de 10 minutos. Para el transformador PAD MOUNTED 1, serie 20111237886 de 500 kVA presenta un índice de polarización mayor a 1.25, lo cual se considera Aceptable, así como también los valores de resistencia de aislamiento obtenidos en la prueba se encuentra por encima de lo recomendado por la normativa de 500 MΩ, con una tendencia ascendente según lo establecido en la normativa [2], [3], [4] y según [5], evaluación del índice de polarización (ver tabla 1.3.)

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2 – 50 kVA – SERIE: 04J099203

SELECCIÓN DEL FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2

El valor de temperatura encontrado en el transformador PAD MOUNTED 2 fue de 26.5 °C, por lo que es necesario interpolar para encontrar el factor. Utilizando la Tabla 1.2 del libro “guía para el mantenimiento de transformadores”, factores de corrección de temperatura para transformadores inmersos en aceite y con ayuda de una hoja de cálculo en Excel obtendremos el siguiente factor:

X	Y
25	1.4
30	1.98
26.5	1.52

Factor de corrección por temperatura para el transformador PAD MOUNTED 2, 1.52

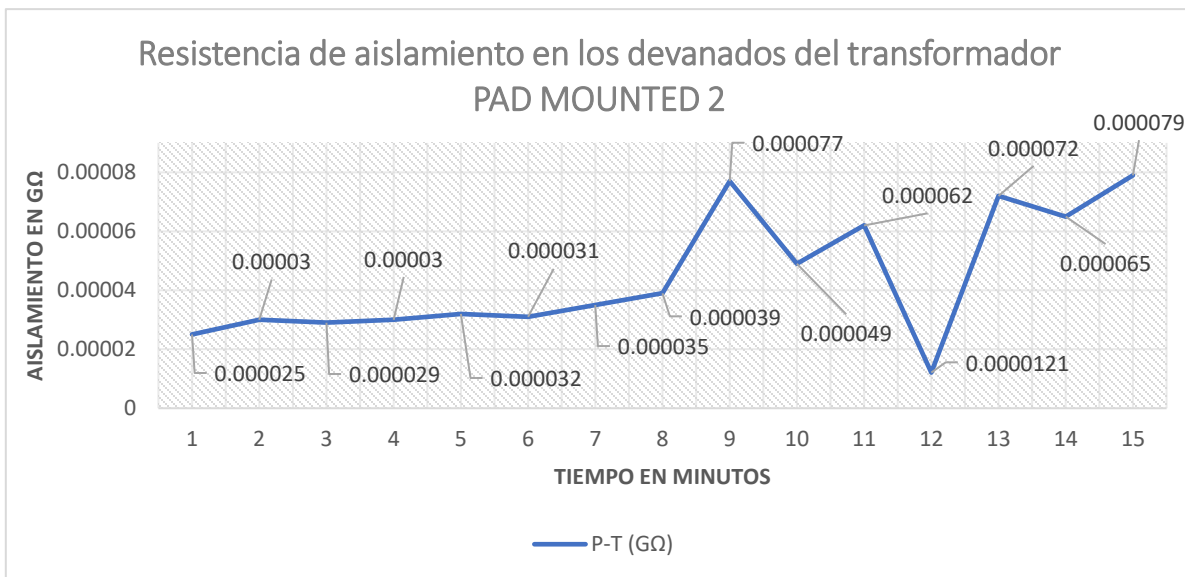


Figura 3.17: Realización de prueba de aislamiento en transformador PAD MOUNTED 2 de 50 kVA

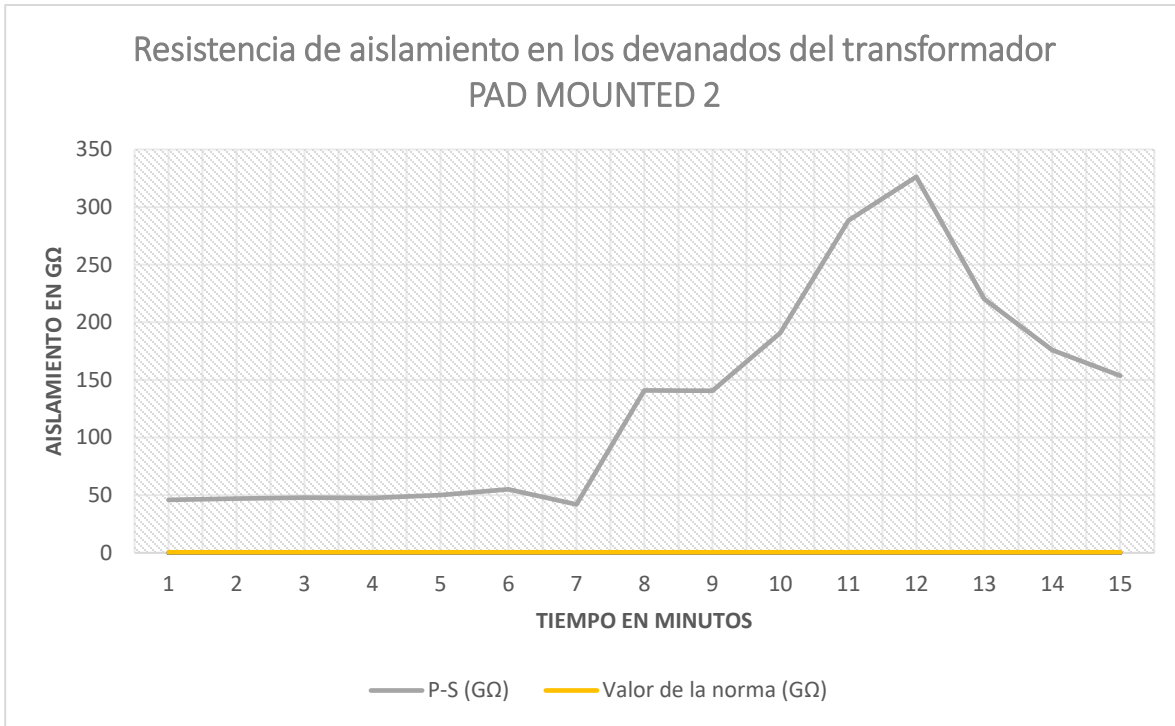
MEDICIONES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2

RESULTADO DE PRUEBA DE AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2							
Factor de corrección a 20°C	1.52	SERIE: 04J099203 (50 KVA)					
Tiempo en minutos	P-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	S-T (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	P-S (GΩ)	Factor de corrección (20°C)	Valor de la norma (GΩ)
0.1	0.000025	0.000038	10.000	15.2	46.000	69.92	0.5
0.2	0.00003	0.0000456	13.890	21.1128	47.000	71.44	0.5
0.3	0.000029	0.00004408	14.750	22.42	47.900	72.808	0.5
0.4	0.00003	0.0000456	15.900	24.168	47.650	72.428	0.5
0.5	0.000032	0.00004864	15.950	24.244	50.000	76	0.5
1	0.000031	0.00004712	16.77	25.4904	55.1	83.752	0.5
2	0.000035	0.0000532	10.57	16.0664	42	63.84	0.5
3	0.000039	0.00005928	15.15	23.028	141	214.32	0.5
4	0.000077	0.00011704	42.6	64.752	140.6	213.712	0.5
5	0.000049	0.00007448	47.8	72.656	191	290.32	0.5
6	0.000062	0.00009424	59.7	90.744	288.3	438.216	0.5
7	0.0000121	0.000018392	73.9	112.328	326.3	495.976	0.5
8	0.000072	0.00010944	88.4	134.368	220.2	334.704	0.5
9	0.000065	0.0000988	122.5	186.2	175.8	267.216	0.5
10	0.000079	0.00012008	164.1	249.432	153.7	233.624	0.5
¿Cumple?	NO		SÍ		SÍ		
IP	2.54		9.78		2.79		
DAR	1.06		0.69		2.45		

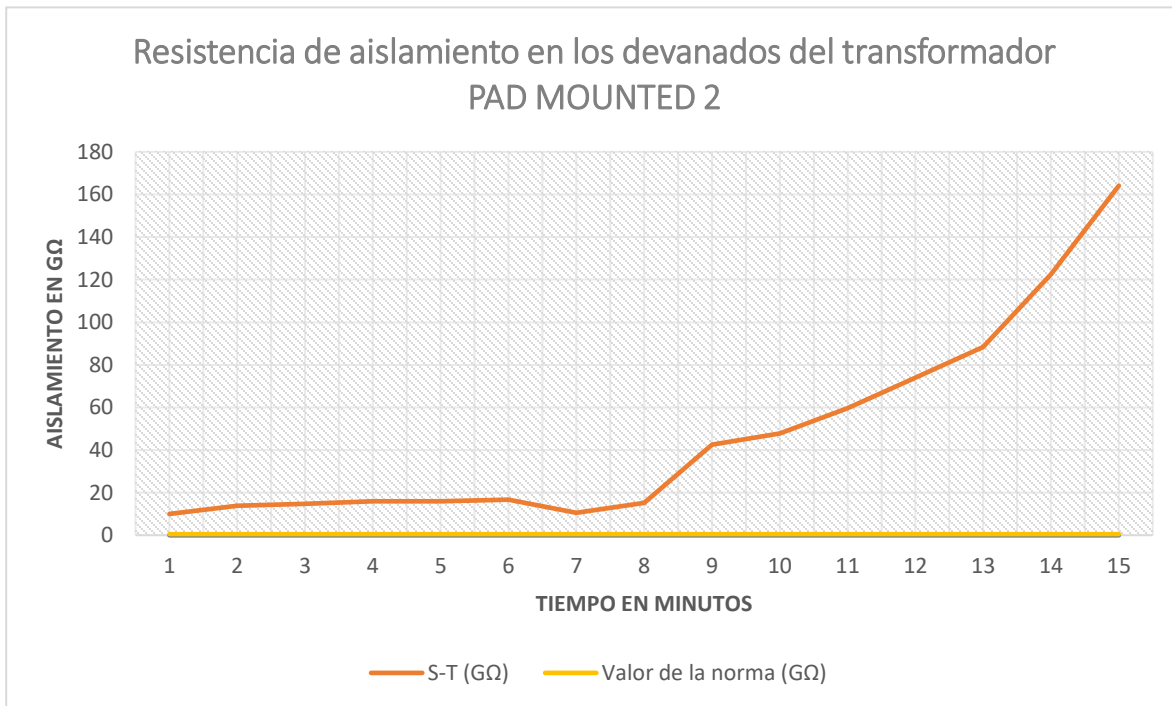
Tabla 3.6: Resultados de la prueba de aislamiento del transformador PAD MOUNTED 2



Gráfica 3.8: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento prueba P-T



Gráfica 3.9: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento prueba P-S



Gráfica 3.10: Tendencias de los valores de IR durante las pruebas de aislamiento prueba S-T

RESULTADOS DE PRUEBA DE AISLAMIENTO CON MEGOHMETRO AEMC 6555 – TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2 – 50 KVA



Figura 3.18: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a tierra transformador PAD MOUNTED 2



Figura 3.19: Resultado de prueba de aislamiento, conexión secundario a tierra transformador PAD MOUNTED 2



Figura 3.20: Resultado de prueba de aislamiento, conexión primario a secundario transformador PAD MOUNTED 2

Calculando el índice de polarización en la conexión primario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{0.000079G\Omega}{0.000031G\Omega}$$

$$I_p = 2.548$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{164.1G\Omega}{16.77G\Omega}$$

$$I_p = 9.7855$$

Calculando el índice de polarización en la conexión secundario a tierra, haciendo uso de la ecuación 1.1:

$$I_p = \frac{R_{\text{aisl. 10 min}}}{R_{\text{aisl. 1 min}}}$$

$$I_p = \frac{153.7G\Omega}{55.1G\Omega}$$

$$I_p = 2.79$$

En nuestro caso el megóhmetro AEMC 6555 nos proporciona el índice de polarización automáticamente cuando este cumple el tiempo de programación de 10 minutos. Para el transformador PAD MOUNTED 2, serie 20111237886 de 50 kVA presenta un índice de polarización mayor a 1.25, lo cual se considera Aceptable sin embargo los valores de resistencia obtenidos en la prueba primario a tierra se encuentran muy por debajo de lo recomendado por la normativa, siguiendo una tendencia descendente lo cual puede considerarse como indicios de deterioro en el aislamiento del transformador, según lo establecido en la normativa [2], [3], [4] y según [5], evaluación del índice de polarización (ver tabla 1.3.).

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PAD MOUNTED

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

Previo a realizar la prueba, calcular la relación de transformación esperada o teórica por medio de la ecuación siguiente:

$$a = \frac{N1}{N2} = \frac{V1}{V2}$$

Normalmente la relación es calculada con la tensión de línea a neutro, estando el tap del transformador posicionado en su valor más grande. En campo la prueba de relación se realiza en el tap en el que se encuentra, a menos que a petición del cliente y posterior a autorización se realiza en cada una de las posiciones, por lo general esto último se realiza solo cuando se ha manipulado el tap del transformador ya sea por un mantenimiento correctivo u otra situación, para verificar el buen estado funcional de este.

En nuestro caso el equipo nos proporciona la opción para transformadores monofásico y transformadores trifásicos, solo es necesario configurar de la manera correcta. Reportar la relación de transformación calculada y medida para cada fase en el tap encontrado, calcular el porcentaje de diferencia con la ecuación, el cual no debe de exceder el 0.5%

Dicha prueba se realiza inyectando una corriente de prueba que circula a través de los devanados del transformador, pues de esta forma nos permite cuantificar el número de espiras en los devanados. Las pruebas realizadas se basan en el estándar IEEE C57.12.00-2000.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) DE TRANSFORMADOR 1 – 15KVA – SERIE: 0202074230

Realizada el 04 de julio del 2024 a las 14:41 horas.

Método de prueba: Método del transformador Patrón (T.T.R).

Transformador monofásico de distribución 1 de 15 kVA con número de serie 0202074230, tap encontrado en transformador es tap A correspondiente a los niveles de tensión del 100%, es decir que el valor esperado sería:

$$a = \frac{V1}{V2} = \frac{14,400}{240} = 60$$

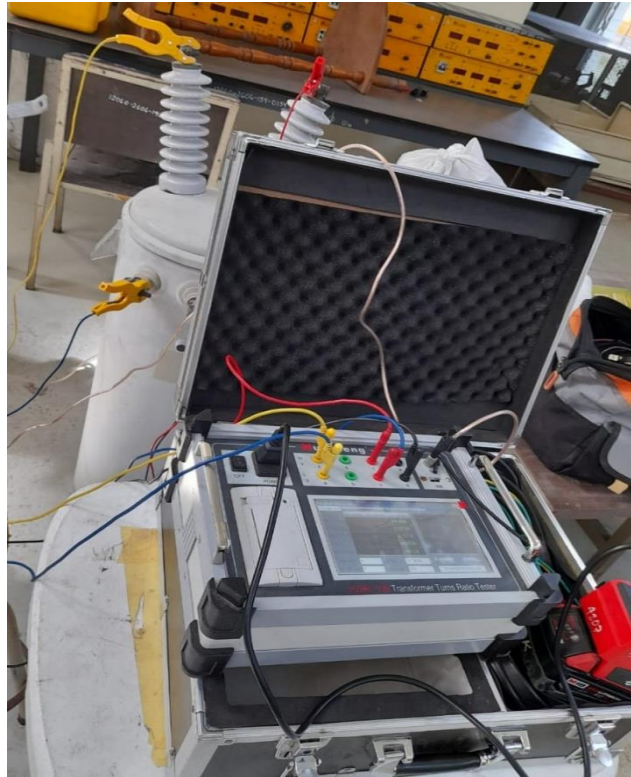


Figura 3.21: Realización de prueba de relación de transformación del transformador de distribución 1 de 15 kVA

Parameter	AB phase	BC phase	CA phase
HV Voltage			34.486
LV Voltage			0.5735
Angle(°)			0.1278
Ratio			60.130
Error (%)			-42.13

Figura 3.22: Resultado de la prueba de relación de transformación a transformador de distribución 1 de 15 kVA

Calculando el porcentaje de error:

$$\%diferencia = \left| \frac{60 - 60.130}{60} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 0.2167\%$$

Resultados prueba de relación de transformación T1								
TAP	Fase	SERIE	Corriente de prueba	Relación requerida	Relación obtenida	Error máx. ±%	Error obtenido %	Condición
A (1)	AB	202074230	242 mA	60	60.13	0.5000%	0.2167%	ACEPTABLE

Tabla 3.7: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador 1 ---
RESULTADO: ACEPTABLE

De esta prueba se puede concluir que el transformador probado presenta una relación de transformación aceptable, pues el porcentaje de error de la prueba no supera el 0.50%, por otra parte se comprueba que no hay devanados con polaridades encontradas, derivaciones sin continuidad o en corto circuito.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN(TTR) DE TRANSFORMADOR 2 – 25KVA – SERIE: 0202059978

Realizada el 04 de julio del 2024 a las 14:55 horas.

Método de prueba: Método del transformador Patrón (T.T.R).

Transformador monofásico de distribución 2 de 25 kVA con número de serie 0202059970, tap encontrado en transformador es tap C correspondiente a los niveles de tensión del 95%, es decir que el valor esperado sería:

Voltaje en tap C =14,400*95%=13,680

$$a = \frac{V1}{V2} = \frac{13,680}{240} = 57$$



Figura 3.23: Realización de prueba de relación de transformación a transformador de distribución 2 de 25 kVA

Program Ratio_V4.2			
Parameter	Oscillogram	Harmonic	Record
	AB phase	BC phase	CA phase
HV Voltag			34.351
LV Voltag			0.6020
Angle(°)			0.1475
Ratio			57.057
Error (%)			-45.09

Figura 3.24: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador de distribución 2 de 25 kVA

Calculando el porcentaje de error:

$$\%diferencia = \left| \frac{57 - 57.057}{57} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 0.100\%$$

Resultados prueba de relación de transformación T2								
TAP	Fase	SERIE	Corriente de prueba	Relación requerida	Relación obtenida	Error máx. ±%	Error obtenido %	Condición
C	AB	202059970	242 mA	57	57.057	0.5000%	0.1000%	ACEPTABLE

Tabla 3.8: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador 2 ---
RESULTADO: ACEPTABLE

De esta prueba se puede concluir que el transformador probado presenta una relación de transformación aceptable, pues el porcentaje de error de la prueba no supera el 0.50%, por otra parte se comprueba que no hay devanados con polaridades encontradas, derivaciones sin continuidad o en corto circuito.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR) DE TRANSFORMADOR 3 – 100 KVA – SERIE: 91A050840

Realizada el 22 de agosto del 2024 a las 08:41 horas.

Método de prueba: Método del transformador Patrón (T.T.R).

Transformador monofásico de distribución 3 de 100 kVA con número de serie 91A050840, tap encontrado en transformador es tap E (5) correspondiente a los niveles de tensión del 100%, es decir que el valor esperado sería:

$$a = \frac{V1}{V2} = \frac{12,540}{120} = 104.5$$



Figura 3.25: Realización de prueba de relación de transformación del transformador de distribución 3 de 100 kVA

Parameter	AB phase	BC phase	CA phase
HV Voltage			34.361
LV Voltage			0.2472
Angle (°)			1.7843
Ratio			139.03
Error (%)			30.436

Figura 3.26: Resultado de la prueba de relación de transformación a transformador de distribución 3 de 100 kVA

Calculando el porcentaje de error:

$$\%diferencia = \left| \frac{104.5 - 139.03}{104.5} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 33.043\%$$

Resultados prueba de relación de transformación T3								
TAP	Fase	SERIE	Corriente de prueba	Relación requerida	Relación obtenida	Error máx. ±%	Error obtenido %	Condición
E	AB	91A050840	242 mA	104.5	139.03	0.5000%	33.0431%	RECHAZADO

Tabla 3.9: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador 3 ---
RESULTADO: INACEPTABLE

De esta prueba se puede concluir que el transformador probado presenta una relación de transformación INACEPTABLE, pues el porcentaje de error es mayor a lo permitido por la normativa, donde es probable que existan daños en los devanados del transformador , derivaciones sin polaridad o en corto circuito.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE TRANSFORMADOR 4 – 100 KVA – SERIE: M98J11260

Realizada el 20 de septiembre del 2024 a las 13:55 horas.

Método de prueba: Método del transformador Patrón (T.T.R).

Transformador monofásico de distribución 4 de 100 kVA con número de serie M98J11260, tap encontrado en transformador es tap D (4), es decir que el valor esperado sería:

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{12,870}{120} = 107.25$$

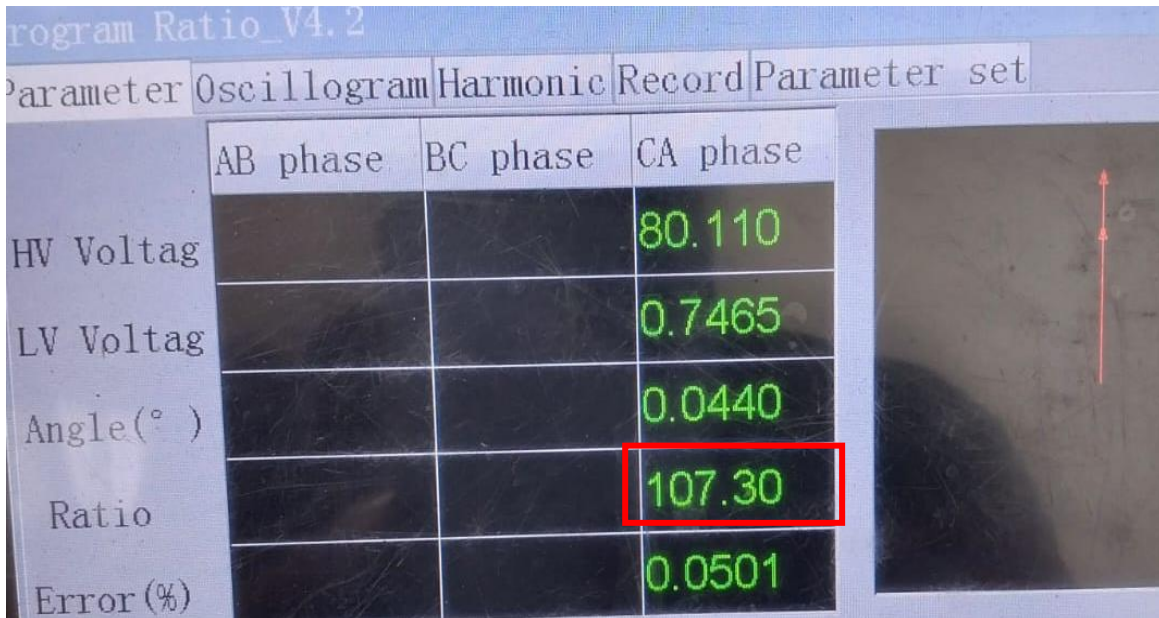


Figura 3.27: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador de distribución 3 de 100 kVA

Calculando el porcentaje de error:

$$\%diferencia = \left| \frac{107.25 - 107.30}{107.25} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 0.0466\%$$

Resultados prueba de relación de transformación T4								
TAP	Fase	SERIE	Corriente de prueba	Relación requerida	Relación obtenida	Error máx. ±%	Error obtenido %	Condición
D	AB	M98J11260	242 mA	107.25	107.3	0.5000%	0.0466%	ACCEPTABLE

Tabla 3.10: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador 4 --- RESULTADO: INACEPTABLE

De esta prueba se puede concluir que el transformador probado presenta una relación de transformación aceptable, pues el porcentaje de error de la prueba no supera el 0.50%, por otra parte se comprueba que no hay devanados con polaridades encontradas, derivaciones sin continuidad o en corto circuito.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN(TTR) DE TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 1 – 500 KVA – SERIE: 20111237886

Realizada el 26 de mayo del 2024 a las 09:00 horas.

Método de prueba: Método del transformador Patrón (T.T.R).

Transformador trifásico tipo PAD MOUNTED de 500 kVA con número de serie 20111237886, tap encontrado en transformador es tap C (3) es decir que el valor esperado sería:

$$a = \frac{V1}{V2} = \frac{13,200}{120} = 110$$

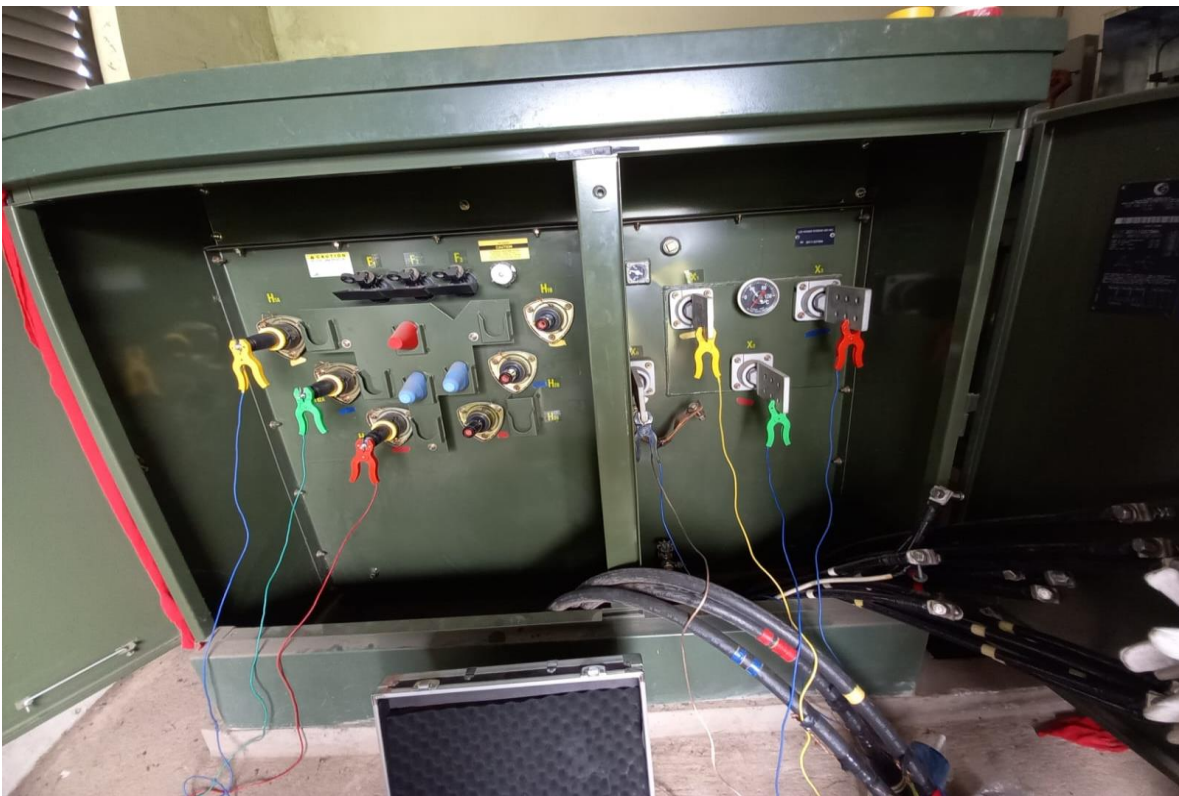


Figura 3.28: Realización de prueba de relación de transformación a transformador PAD MOUNTED 1 de 500 kVA



Figura 3.29: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador PAD MOUNTED 1 de 500 kVA

Calculando el porcentaje de error fase AB

$$\%diferencia = \left| \frac{110 - 110.07}{110} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 0.0636\%$$

Calculando el porcentaje de error fase BC

$$\%diferencia = \left| \frac{110 - 110.03}{110} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 0.0273\%$$

Calculando el porcentaje de error fase CA

$$\%diferencia = \left| \frac{110 - 110.04}{110} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 0.0364\%$$

Resultados prueba de relación de transformación PAD MOUNTED 1								
TAP	Fase	SERIE	Corriente de prueba	Relación requerida	Relación obtenida	Error máx. ±%	Error obtenido %	Condición
C	AB	20111237886	242 mA	110	110.07	0.5000%	0.0636%	ACEPTABLE
C	BC	20111237886	243 mA	110	110.03	0.5000%	0.0273%	ACEPTABLE
C	CA	20111237886	244 mA	110	110.04	0.5000%	0.0364%	ACEPTABLE

Tabla 3.11: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador PAD MOUNTED 1---RESULTADO: ACEPTABLE

De esta prueba se puede concluir que el transformador probado presenta una relación de transformación aceptable, pues el porcentaje de error de la prueba no supera el 0.50%, por otra parte se comprueba que no hay devanados con polaridades encontradas, derivaciones sin continuidad o en corto circuito.

DESARROLLO DE LA PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN(TTR) DE TRANSFORMADOR PAD MOUNTED 2 – 50 KVA – SERIE: 04J099203

Realizada el 03 de octubre del 2024 a las 08:00 horas.

Método de prueba: Método del transformador Patrón (T.T.R).

Transformador trifásico tipo PAD MOUNTED 2 de 50 kVA con número de serie 04J099203, tap encontrado en transformador es tap C (3) es decir que el valor esperado sería:

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{13,200}{240} = 55$$



Figura 3.30: Realización de prueba de relación de transformación a transformador PAD MOUNTED 2 de 50 kVA

Program Ratio_V4.2

Parameter	Oscillogram	Harmonic	Record	Parameter
	AB phase	BC phase	CA phase	
HV Voltag			34.580	
LV Voltag			0.5905	
Angle(°)			0.5759	
Ratio			58.559	
Error (%)			5.4177	
Tap No.	1	%Tap T.	1.00%	

Figura 3.31: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador PAD MOUNTED 2 de 50 kVA

Calculando el porcentaje de error

$$\%diferencia = \left| \frac{55 - 58.559}{55} \right| \times 100\%$$

$$\%diferencia = 6.4709\%$$

Resultados prueba de relación de transformación PAD MOUNTED 2								
TAP	Fase	SERIE	Corriente de prueba	Relación requerida	Relación obtenida	Error máx. ±%	Error obtenido %	Condición
C	AB	04J099203	242 mA	55	58.559	0.5000%	6.4709%	RECHAZADO

Tabla 3.12: Resultado de la prueba de relación de transformación del transformador PAD MOUNTED 2 --- RESULTADO: INACEPTABLE

De esta prueba se puede concluir que el transformador probado presenta una relación de transformación INACEPTABLE, pues el porcentaje de error es mayor a lo permitido por la normativa, donde es probable que existan daños en los devanados del transformador, derivaciones sin polaridad o en corto circuito.

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA Y COLOR DEL ACEITE EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y PAD MOUNTED

La prueba se llevará a cabo con un probador de aceite para este caso se trata de un probador de la marca Megger Modelo OTS60SX.

Los resultados de estas pruebas se diagnosticaron conforme a los estándares de voltaje de ruptura dieléctrica (DBV) y coloración del aceite según las normativas ASTM D877, IEEE 62-1995 y normativa ASTM D-1500. Según esta prueba se realiza llenando con la muestra de aceite un recipiente con un agitador y dos electrodos semiesféricos. Estos electrodos poseen entre sí una separación de 1mm (para equipos en servicio) o 2mm (equipos nuevos). Luego se inyecta un voltaje de prueba y se registra el valor en el cual el aceite presentó una ruptura, perdiendo sus propiedades dieléctricas por fracciones de segundo. El experimento se repite otras cuatro veces en intervalos de 3 a 5 minutos de separación. Para nuestro caso, la prueba se realizó con una separación de 1mm entre ambos electrodos.

DESARROLLO DE PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA A TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

Se procede a utilizar el equipo probador de aceite como se muestra en la siguiente figura, donde seleccionamos la normativa con ayuda del botón que se encuentra señalado en la figura 3.32 con la flecha roja.

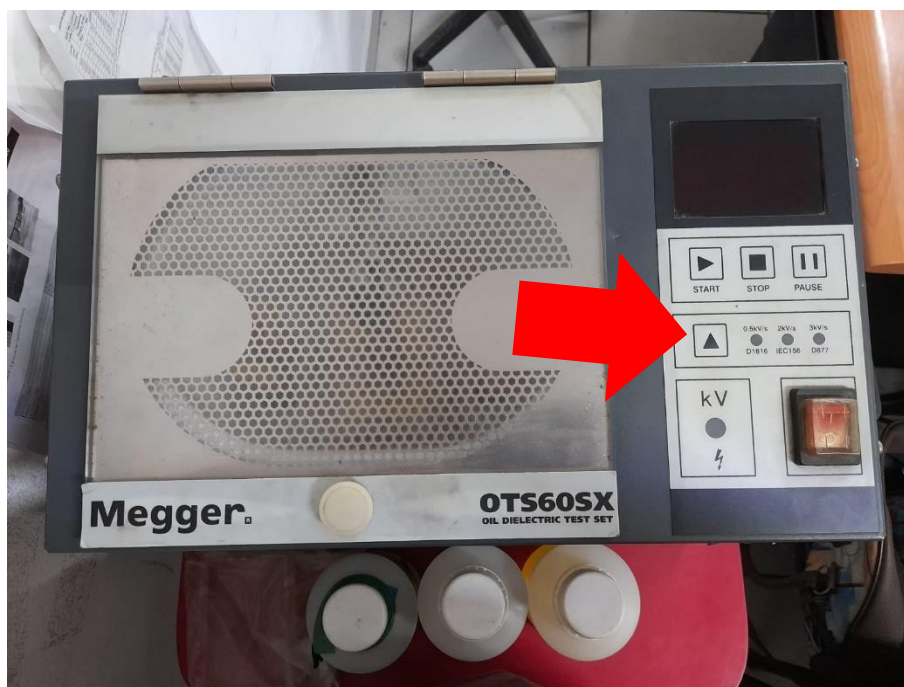


Figura 3.32: Equipo probador de aceite a utilizar

También haremos uso de la clasificación mostrada en la figura 3.33 y de la tabla 3.13

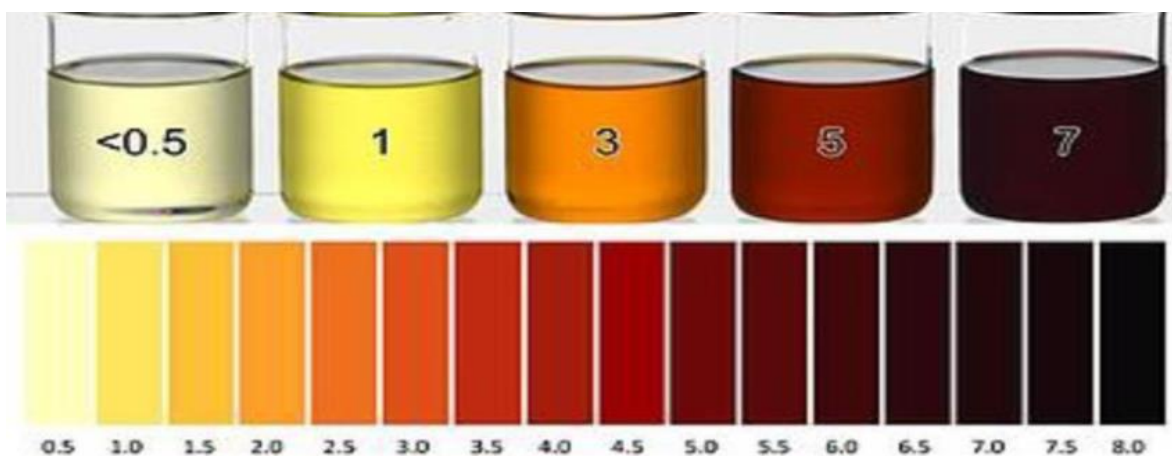


Figura 3.33: Clasificación del color del aceite según su descomposición

Color comparator number ASTM	Color	Condición del aceite
0.0-0.5	Limpio	Aceite nuevo
0.5-1.0	Amarillo pálido	Aceite bueno
1.0-2.5	Amarillo	Aceite en servicio envejecido
2.5-4.0	Amarillo oscuro	Condición marginal
4.0-5.5	Ámbar	Condición mala
5.5-7.0	Café	Condición severa
7.0-8.5	Café oscuro	Condición extrema

Tabla 3.13: Tabla de indicador de color para condición del aceite dieléctrico, según normativa ASTM D 1500

DETERMINACIÓN DE LA CONDICIÓN DEL ACEITE BASADA EN COLOR

Capacidad	Serie	Color comparator number ASTM	Color	Condición
15 kVA	0202074230	1.0	Amarillo pálido	Aceite bueno
25 kVA	0202059978	1.5	Amarillo	Aceite en servicio envejecido
100 kVA	91A050840	3.0	Amarillo oscuro	Condición marginal
100 kVA	M98J11260	2.5	Amarillo	Aceite en servicio envejecido
500 kVA	20111237886	0.5	Amarillo pálido	Aceite bueno
50 kVA	04J099203	0.5	Amarillo pálido	Aceite bueno

Tabla 3.14: Tabla de condición del aceite dieléctrico basada en el color, según normativa ASTM D 1500

Resultado de rigidez dielectrica en aceite del transformador 1



Figura 3.34: Primer resultado de rigidez dieléctrica transformador 1



Figura 3.35: Segundo resultado de rigidez dieléctrica transformador 1



Figura 3.36: Tercer resultado de rigidez dieléctrica transformador 1

Resultado de rigidez dielectrica en aceite del transformador 2



Figura 3.37: Primer resultado de rigidez dieléctrica transformador 2



Figura 3.38: Segundo resultado de rigidez dieléctrica transformador 2



Figura 3.39: Tercer resultado de rigidez dieléctrica transformador 2

Potencia	Serie	DBV (kV)	Límite promedio DBV de norma (kV)	Cumplimiento
15 kVA	0202074230	47.3	ACEPTABLE ≥30, 30≤DUDOSO≥25, INACEPTABLE≤25	SI CUMPLE
		47.2		
		41.5		
PROMEDIO		45.33		

Tabla 3.15: Resultado de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador de distribución 1 de 15 kVA según normativa ASTM D877

Potencia	Serie	DBV (kV)	Límite promedio DBV de norma (kV)	Cumplimiento
25 KVA	0202059978	42.5	ACEPTABLE ≥30, 30≤DUDOSO≥25, INACEPTABLE≤25	SI CUMPLE
		47.5		
		47.7		
PROMEDIO		45.9		

Tabla 3.16: Resultado de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador de distribución 2 de 25 kVA según normativa ASTM D877

Potencia	Serie	DBV (kV)	Límite promedio DBV de norma (kV)	Cumplimiento
100 KVA	91A050840	20.15	ACEPTABLE ≥30, 30≤DUDOSO≥25, INACEPTABLE≤25	NO CUMPLE
		19.25		
		21.12		
PROMEDIO		20.17		

Tabla 3.17: Resultado de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador de distribución 3 de 100 kVA según normativa ASTM D877

Potencia	Serie	DBV (kV)	Límite promedio DBV de norma (kV)	Cumplimiento
100 KVA	M98J11260	25.15	ACEPTABLE ≥30, 30≤DUDOSO≥25, INACEPTABLE≤25	SI CUMPLE
		30.45		
		45.2		
PROMEDIO	33.6			

Tabla 3.18: Resultado de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador de distribución 4 de 100 kVA según normativa ASTM D877

DESARROLLO DE PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA A TRANSFORMADORES PAD MOUNTED

Para los transformadores PAD MOUNTED se realiza una extracción de la muestra de aceite de manera particular, pues un experto se encarga de extraer la muestra con un procedimiento adecuado para posteriormente enviar la muestra de aceite al laboratorio químico, es importante mencionar que para un diagnóstico certero y completo es necesaria la realización de las pruebas adicionales, tales como:

- Número de acidez basado en la Norma ASTM D-971
- Gravedad específica basado en la Norma ASTM D – 1298
- Examinación visual basado en la Norma ASMT D -1524
- Tensión de ruptura dieléctrica basada en la Norma ASTM D -877
- Color Norma ASTM D-1500
- Humedad o Karl Fisher Norma ASMT D -1533
- Cromatografía de gases disueltos basado en la Norma ASTM D-3612
- Contenido de inhibidor de oxidación (DBPC) basado en la norma ASTM D - 2668
- Factor de potencia líquida basado en la Norma ASTM D-924
- Contenido de metales disueltos en aceite basado en la Norma ASTM D -7151
- Contenido de furanos basado en la Norma ASTM D-583

A este paquete de pruebas también se le conoce como Critical Pack, solo haremos mención de ellas pues el objetivo será la prueba de color y tensión de ruptura dieléctrica.

La hoja de resultados de los transformadores PAD MOUNTED se presentan en las figuras 3.40, 3.41, 3.42 y 3.43.

Customer		City	Santa Tecla, La Libertad		Location					
Sub-Name		Unit No.			Other					
NAMEPLATE DATA										
Manufacturer	CG POWER	Equipment Type	TRANSFORMER	Radiators	Yes					
Manufacture Date	8/1/2012	Transformer Class	ONAN	Fans	No					
Serial No.	20111237886	Impedance %	4.45	Water Cooled	No					
KVA Rating	500	Phase/Cycle	3/60	Oil Pumps	No					
High Voltage	13,200	Liquid Type	OIL	Top FPV (inch)	0					
Low Voltage	208	Gallons	195	Bottom FPV (inch)	0					
Weight	4,241	Other Access		InsulationType	65C					
ADDITIONAL EQUIPMENT										
		Conservator Tank	No							
		LTC Compartment	No							
		Bushing Location	TOP AND SIDE							
		Breather	N2 BLANKET							
		Hose Length (feet)								
		Service Online	Yes							
		Power Available	Yes							
VISUAL INSPECTION										
DATE	LEVEL	SAMPLE TEMP	TOP TEMP	P/V	PAINT	LEAKS	DATE	SERVICE		
10/15/23		32	40		GOOD	NONE				
FIELD SERVICE										
Additional Information										
Reason Not Tested										
LIQUID SCREEN TEST DATA										
DATE	SERVICE	ACID	IFT	DIEL 877	DIEL 1816	GAP	COLOR	SP. GRAV.	VISUAL	SEDIMENT
10/15/23		0.020 AC	32.6 AC	54 AC			0.50 AC	0.873 AC	CLEAR AC	NONE AC
INHIBITOR CONTENT										
DATE	PCT. BY WEIGHT									
10/15/23	0.20% AC									
NOTE - STUDIES SHOW THAT A LEVEL OF 0.3% INHIBITOR IS OPTIMUM FOR PRESERVATION OF IN-SERVICE TRANSFORMER OILS. OILS WITH A LEVEL BELOW 0.08% ARE CONSIDERED TO BE UNINHIBITED.										
LIQUID POWER FACTOR										
DATE	25 C	100 C								
10/15/23	0.027 AC	0.299 AC								
KEY TO ABBREVIATIONS: AC - ACCEPTABLE QU - QUESTIONABLE UN - UNACCEPTABLE RS - RESAMPLE										
NOTE: * After a result indicates that the test or service was performed by an outside source.										

Figura 3.40: Hoja de resultados correspondiente al transformador PAD MOUNTED 1

Customer
Sub-Name
Location

S/N 20111237886
Mfg. CG POWER
Unit No.

Gallons 195
KVA 500

High Volt. 13,200
Low Volt. 208

KARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	AVG. TEMP	PPM	PCT. SATURATION	MOISTURE BY DRY WEIGHT PCT.
10/15/23	37	7	6.0 AC	0.58

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR
The moisture content in this baseline data is acceptable based on the equipment class and liquid type. Normal monitoring is indicated.

FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPB

DATE	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
10/15/23	ND	ND	ND	ND	ND	ND

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR
THESE BASELINE DATA INDICATE THE CELLULOSIC INSULATION IS IN GOOD CONDITION.

CALCULATED DP 800 **EST. LIFE REMAINING** 100%

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON MONOXIDE	CARBON DIOXIDE	ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUST.	TOTAL GAS
10/15/23	12	1,200	69,800	6	563	3,560	ND	ND	ND	581	75,141

RECOMMENDATION RETEST 6 MONTHS
C-ELEVATED LEVELS OF CARBON MONOXIDE AND/OR CARBON DIOXIDE INDICATE THE CELLULOSIC INSULATION MAY HAVE BEEN OVERHEATED OR IS DETERIORATING. POSSIBLE CAUSES INCLUDE OVERLOADING THE UNIT FOR EXTENDED PERIODS OF TIME, INEFFECTIVE COOLERS, AND OXIDATION. IF APPLICABLE, FURAN RESULTS SHOULD BE CONSULTED TO AID DIAGNOSIS.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	COPPER
10/15/23	<0.1	<0.03	<0.01

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR
THERE ARE NO DIAGNOSTIC LEVELS OF METALS IN THIS SAMPLE. THESE DATA CAN SERVE AS A BASELINE FOR FUTURE ANALYSES.

PCB CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	1242	1254	1260	OTHER	TOTAL

NOTE: * After a result indicates that the test or service was performed by an outside source.

Figura 3.41: Hoja de resultados correspondiente al transformador PAD MOUNTED 1

Customer City Santa Tecla, La Libertad **Location** INDOOR
Sub-Name Unit No. Other

NAMEPLATE DATA				ADDITIONAL EQUIPMENT			
Manufacturer	ABB	Equipment Type	TRANSFORMER	Radiators	No	Conservator Tank	Yes
Manufacture Date	8/1/2004	Transformer Class		Fans	No	LTC Compartment	No
Serial No.	04J099203	Impedance %		Water Cooled	No	Bushing Location	SIDE ENCL.
KVA Rating	50	Phase/Cycle	1/60	Oil Pumps	No	Breather	FREE/DESICCA
High Voltage	24,940	Liquid Type	OIL	Top FPV (inch)	0	Hose Length (feet)	***
Low Voltage	120	Gallons	66	Bottom FPV (inch)	0	Service Online	Yes
Weight		Other Access		InsulationType	65C	Power Available	Yes

VISUAL INSPECTION							FIELD SERVICE	
DATE	LEVEL	SAMPLE TEMP	TOP TEMP	P/V	PAINT	LEAKS	DATE	SERVICE
07/27/22		26	32					
10/04/24	NORMAL	29	33		GOOD	NONE		

Additional Information
Reason Not Tested

LIQUID SCREEN TEST DATA										
DATE	SERVICE	ACID	IFT	DIEL 877	DIEL 1816	GAP	COLOR	SP. GRAV.	VISUAL	SEDIMENT
07/27/22		0.010 AC	47.0 AC	48 AC			0.50 AC	0.880 AC	CLEAR AC	NONE AC
10/04/24		0.010 AC	41.3 AC	55 AC			0.50 AC	0.851 AC	CLEAR AC	NONE AC

INHIBITOR CONTENT	
DATE	PCT. BY WEIGHT
07/27/22	<0.02% UN
10/04/24	0.33% AC

NOTE - STUDIES SHOW THAT A LEVEL OF 0.3% INHIBITOR IS OPTIMUM FOR PRESERVATION OF IN-SERVICE TRANSFORMER OILS. OILS WITH A LEVEL BELOW 0.08% ARE CONSIDERED TO BE UNINHIBITED.

LIQUID POWER FACTOR		
DATE	25 C	100 C
07/27/22	0.022 AC	0.983 AC
10/04/24	0.025 AC	0.713 AC

KEY TO ABBREVIATIONS: AC - ACCEPTABLE QU - QUESTIONABLE UN - UNACCEPTABLE RS - RESAMPLE
NOTE: * After a result indicates that the test or service was performed by an outside source.

Figura 3.42: Hoja de resultados correspondiente al transformador PAD MOUNTED 2

Customer
Sub-Name
Location INDOOR

S/N 04J099203
Mfg. ABB
Unit No.

Gallons 66
KVA 50

High Volt. 24,940
Low Volt. 120

KARL FISCHER TESTING MOISTURE CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	AVG.		PCT.		MOISTURE BY DRY
	TEMP	PPM	SATURATION	AC	WEIGHT PCT.
07/27/22	31	9	10.5	AC	1.12
10/04/24	34	15	15.5	QU	1.61

RECOMMENDATION RETEST 6 MONTHS
The moisture content has increased and is now questionable. A shorter test interval is recommended to monitor this unit. Retest for moisture when the load and temperature of the unit are as stable as possible.

FURAN ANALYSIS EXPRESSED IN PPB

DATE	5H2F	2FOL	2FAL	2ACF	5M2F	TOTAL
07/27/22	ND	ND	ND	ND	ND	ND
10/04/24	ND	ND	ND	ND	ND	ND

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR
NO DIAGNOSTIC CHANGES ARE NOTED IN FURAN LEVELS SINCE THE PREVIOUS ANALYSIS. THE CELLULOSIC INSULATION APPEARS TO BE IN GOOD CONDITION.

CALCULATED DP 800 EST. LIFE REMAINING 100%

GAS-IN-OIL ANALYSIS GAS CHROMATOGRAPHY EXPRESSED IN PPM

DATE	HYDROGEN	OXYGEN	NITROGEN	METHANE	CARBON		ETHANE	ETHYLENE	ACETYLENE	TOTAL COMBUST.	TOTAL GAS
					MONOXIDE	DIOXIDE					
07/27/22	16	14,400	64,700	29	445	5,410	5	22	1	518	85,028
10/04/24	5,290	8,600	42,200	860	81	1,370	355	4	ND	6,590	58,760

RECOMMENDATION RETEST 3 MONTHS
JP-ELEVATED LEVELS OF HYDROGEN ALONG WITH HYDROCARBONS INDICATE A PARTIAL DISCHARGE CONDITION. POSSIBLE CAUSES INCLUDE ABNORMAL ELECTRICAL STRESSES AND MANUFACTURING/DESIGN ISSUES.

ICP METALS-IN-OIL EXPRESSED IN PPM

DATE	ALUMINUM	IRON	COPPER
07/27/22	<0.1	<0.03	<0.01
10/04/24	<0.1	<0.03	<0.01

RECOMMENDATION RETEST 1 YEAR
THERE HAS BEEN NO DIAGNOSTIC CHANGE SINCE THE PREVIOUS ANALYSIS. THESE DATA INDICATE NORMAL OPERATION.

PCB CONTENT EXPRESSED IN PPM

DATE	1242	1254	1260	OTHER	TOTAL

NOTE: * After a result indicates that the test or service was performed by an outside source.

Figura 3.43: Hoja de resultados correspondiente al transformador PAD MOUNTED 2



Figura 3.44: Extracción de la muestra de aceite del transformador PAD MOUNTED

Potencia	Serie	DBV (kV)	Límite promedio DBV de norma (kV)	Cumplimiento
500 KVA	20111237886	54	ACEPTABLE ≥ 30 , 30 ≤ DUDOSO ≥ 25 , INACEPTABLE ≤ 25	SI CUMPLE
Promedio				

Tabla 3.19: Resultado de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador PAD MOUNTED 1 de 500 kVA según normativa ASTM D877

Potencia	Serie	DBV (kV)	Límite promedio DBV de norma (kV)	Cumplimiento
50 KVA	04J099203	55	ACEPTABLE ≥ 30 , 30 ≤ DUDOSO ≥ 25 , INACEPTABLE ≤ 25	SI CUMPLE
Promedio				

Tabla 3.20: Resultado de la prueba de rigidez dieléctrica del aceite del transformador PAD MOUNTED de 50 kVA según normativa ASTM D877

CAPITULO 4: RESUMEN DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

RESUMEN DE RESULTADOS PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (IR) EN DEVANADOS

TX	CAP. (KVA)	SERIE	P-T		S-T		P-S		RESULTADO	NORMATIVA DE REFERENCIA
			IP	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (GΩ)	IP	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (GΩ)	IP	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO (GΩ)		
T1	15	0202074230	1.63	145.3032	1.30	145.77192	1.48	34.107192	ACEPTABLE	
T2	25	0202059978	1.54	77.65128	1.59	22.686048	1.36	96.71256	ACEPTABLE	IEEE STD 62 1995
T3	100	91A50840	EQUIPO PROTEGIDO		1.03	0.10725	1.02	0.054	INACEPTABLE	IEEE C57.106.2015
T4	100	M98J11260	1.35	8.217332	1.04	3.809534	1.49	6.167398	DUDOSO	IEEE STD 43.200
PAD MOUNTED 1	500	20111237886	1.53	16.353	2.43	6.70315	1.71	24.9245	ACEPTABLE	LIBRO GUIA PARA EL MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES
PAD MOUNTED 2	50	04J099203	2.54	0.00012008	9.78	249.432	2.79	233.624	INACEPTABLE	

Tabla 4.1: Cuadro resumen de la prueba de aislamiento e índice de polarización en transformadores de distribución y PAD MOUNTED

RESUMEN DE RESULTADOS PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (TTR)

TX	CAPACIDAD (kVA)	SERIE	TAP ENCONTRADO	RELACIÓN REQUERIDA	RELACIÓN OBTENIDA	PORCENTAJE DE ERROR OBTENIDO	RESULTADO	NORMATIVA DE REFERENCIA	
T1	15	0202074230	A	60	60.130	0.2167%	ACEPTABLE	IEEE C57.12.00 - 2000	
T2	25	0202059978	C	57	57.057	0.10%	ACEPTABLE		
T3	100	91A050840	E	104.5	139.03	33.043%	INACEPTABLE		
T4	100	M98J11260	D	107.25	107.30	0.0466%	ACEPTABLE		
PAD MOUNTED 1	500	20111237886	C	110	AB	110.07	0.0636%		ACEPTABLE
					BC	110.03	0.0273%		
					AC	110.04	0.0364%		
PAD MOUNTED 2	50	04J099203	C	55	58.559	6.4709%	INACEPTABLE		

Tabla 4.2: Cuadro resumen de la prueba de relación de transformación (TTR) en transformadores de distribución y PAD MOUNTED

RESUMEN DE RESULTADOS PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

TX	CAPACIDAD (KVA)	SERIE	LIMITE POR LA NORMA	RIGIDEZ DIELECTRICA (KV)	CONDICIÓN DEL ACEITE POR COLOR	RESULTADO	NORMATIVA DE REFERENCIA
T1	15	0202074230	ACEPTABLE ≥30, 30≤DUDOSO≥25, INACEPTABLE≤25	45.33	ACEITE BUENO	ACEPTABLE	ASTM D877 ASTM d 1500
T2	25	0202059978		45.9	ACEITE EN SERVICIO ENVEJECIDO	ACEPTABLE	
T3	100	91A050840		20.17	CONDICIÓN MARGINAL	INACEPTABLE	
T4	100	M98J11260		33.6	ACEITE EN SERVICIO ENVEJECIDO	ACEPTABLE	
PAD MOUNTED 1	500	20111237886		54	ACEITE BUENO	ACEPTABLE	
PAD MOUNTED 2	50	04J099203		55	ACEITE BUENO	ACEPTABLE	

Tabla 4.3: Cuadro resumen de la prueba de rigidez dieléctrica en transformadores de distribución y PAD MOUNTED

CUADRO COMPARATIVO DE RESULTADOS

TX	CAPACIDAD (KVA)	SERIE	RESULTADO DE LA PRUEBA		
			RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN	RIGIDEZ DIELECTRICA Y COLOR
T1	15	0202074230	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
T2	25	0202059978	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
T3	100	91A50840	INACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
T4	100	M98J11260	DUDOSO	ACEPTABLE	ACEPTABLE
PAD MOUNTED 1	500	20111237886	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
PAD MOUNTED 2	50	04J099203	INACEPTABLE	INACEPTABLE	ACEPTABLE

Tabla 4.4: Cuadro comparativos de resultados de las pruebas realizadas en los transformadores de distribución y PAD MOUNTED

CONCLUSIONES

- Se realizaron las pruebas eléctricas en devanados para el transformador 1 de 15 kVA serie 0202074230 dando como resultado que las pruebas de aislamiento en devanados, se encuentran dentro de los parámetros aceptables pues los valores de resistencia de aislamiento obtenidos se encuentran por encima de lo recomendado por las normativas ([2], [3] y [4]), así como también los valores de índice de polarización indican que este no presenta humedad en su interior, pues los valores obtenidos para las tres conexiones (P-T, S-T, P-S), son mayores a 1.25 que es el mínimo recomendado[5], lo cual concuerda con los resultados de la prueba de rigidez dieléctrica pues el voltaje de ruptura del aceite fue de 45.33kV valor que se encuentra dentro de los parámetros aceptables[6], y la prueba de color indicando que el aceite del transformador se encuentra en buenas condiciones, según lo establecido en la normativa ASTM d 1500. También se realizó la prueba de relación de transformación con un porcentaje de error de 0.2167% cumpliendo con lo establecido en la normativa [1], de tal manera que, el transformador se encuentra en buenas condiciones para su operación.
- Se realizaron las pruebas eléctricas en devanados para el transformador 2 de 25 kVA serie 0202059978 dando como resultado que las pruebas de aislamiento en devanados, se encuentran dentro de los parámetros aceptables pues los valores de resistencia de aislamiento obtenidos se encuentran por encima de lo recomendado por las normativas ([2], [3] y [4]), así como también los valores de índice de polarización indican que este no presenta humedad en su interior, pues los valores obtenidos para las tres conexiones (P-T, S-T, P-S), son mayores a 1.25 que es el mínimo recomendado [5], lo cual concuerda con los resultados de la prueba de rigidez dieléctrica pues el voltaje de ruptura del aceite fue de 45.9kV valor que se encuentra dentro de los parámetros aceptables [6], y la prueba de color indicando que el aceite del transformador se encuentra en buenas condiciones, según lo establecido en la normativa ASTM d 1500. También se realizó la prueba de relación de transformación con un porcentaje de error de 0.100% cumpliendo con lo establecido en la normativa [1], de tal manera que, el transformador se encuentra en buenas condiciones para su operación.

- Se realizaron las pruebas de diagnóstico al transformador 3 de 100 kVA serie 91A50840, donde durante la prueba de resistencia de aislamiento en el devanado primario contra tierra, el equipo se protegió esto debido a la detección de una falla interna dentro del transformador en prueba, también los valores de resistencia de aislamiento obtenidos en las conexiones S-T y P-S se consideran deficientes según lo recomendado por las normativas ([2], [3] y [4]), así como también los valores de índice de polarización indican que este transformador podrían presentar humedad en su interior, pues los valores obtenidos para las conexiones (S-T, P-S), son menores a 1.25 que es el mínimo recomendado por la guía para mantenimiento en transformadores, lo cual concuerda con los resultados de la prueba de rigidez dieléctrica pues el voltaje de ruptura del aceite fue de 20.17 kV valor que se encuentra dentro de los parámetros inaceptables [6], y la prueba de color indicando que el aceite del transformador no se encuentra en buenas condiciones, según lo establecido en la normativa ASTM d 1500. También se realizó la prueba de relación de transformación con un porcentaje de error de 33.043% incumpliendo con lo establecido en la normativa [1], de tal manera que, el transformador no se encuentra apto para continuar en operación, pues es probable que éste presente problemas de devanados con polaridades encontradas, derivaciones sin continuidad o en corto circuito
- Se realizaron las pruebas de diagnóstico al transformador 4 de 100 kVA serie M98J11260, donde durante la prueba de resistencia de aislamiento para las tres conexiones diferentes (P-T, S-T y P-S), se obtuvieron valores mayores a lo recomendado por la normativa ([2], [3] y [4]), sin embargo, en la prueba de resistencia de aislamiento conexión S-T , se obtuvo un índice de polarización de 1.04, el cual se considera pobre [5], posteriormente se realizó la prueba de rigidez dieléctrica del aceite el cual resultó de 33.6kV, aunque este se considera Aceptable según lo establecido en la normativa [6], se encuentra cercano al límite de la normativa el cual es de 30 kV, y considerando que el resultado de la prueba de color arroja una condición de aceite en servicio envejecido según lo establecido en la normativa ASTM d 1500, esto podría indicar inicios de deterioro en el aceite dieléctrico del transformador. También se realizó la prueba de relación de transformación con un porcentaje de error de 0.0466%, el cual se considera aceptable [1], de tal manera que el transformador se encuentra apto para continuar en operación, sin embargo, se recomienda mantener en observación y comparar los resultados de este en las próximas pruebas de mantenimiento, pues si el deterioro del aislamiento del aceite progresa será necesario realizar su reemplazo.

- Se realizaron las pruebas eléctricas en devanados para el transformador PAD MOUNTED 1 de 500 kVA serie 20111237886 dando como resultado que las pruebas de aislamiento en devanados, se encuentran dentro de los parámetros aceptables pues los valores de resistencia de aislamiento obtenidos se encuentran por encima de lo recomendado por las normativas ([2], [3] y [4]), así como también los valores de índice de polarización indican que este no presenta humedad en su interior, pues los valores obtenidos para las tres conexiones (P-T, S-T, P-S), son mayores a 1.25 que es el mínimo recomendado [5], lo cual concuerda con los resultados de la prueba de rigidez dieléctrica pues el voltaje de ruptura del aceite fue de 54 kV valor que se encuentra dentro de los parámetros aceptables según la normativa [6], y la prueba de color indicando que el aceite del transformador se encuentra en buenas condiciones, según lo establecido en la normativa ASTM d 1500. También se realizó la prueba de relación de transformación con un porcentaje de error entre terminal AB de 0.0636%, porcentaje de error entre terminal BC de 0.0273% y porcentaje de error entre terminal AC de 0.0364%, cumpliendo con lo establecido en la normativa [1], de tal manera que, el transformador se encuentra en buenas condiciones para su operación.
- Se realizaron las pruebas eléctricas en devanados para el transformador PAD MOUNTED 2 de 50 kVA serie 04J099203 dando como resultado que las pruebas de resistencia de aislamiento en devanados, se encuentran dentro de los parámetros inaceptables debido a que los valores obtenidos se están por debajo de lo recomendado por las normativas ([2], [3] y [4]), aunque los índices de polaridad son altos los valores de resistencia de aislamiento se consideran demasiado bajos, también se realizó la prueba de rigidez dieléctrica donde se obtuvo un valor de resistencia de aislamiento de 55 kV y una condición del aceite considerada como buena, sin embargo tomando en cuenta la hoja de resultados del laboratorio químico, en la prueba Karl Fisher presenta un contenido de humedad alto por lo que ahora se considera cuestionable, además que presenta niveles elevados de Hidrogeno junto con hidrocarburos indicando una condición de descarga parcial. Entre las posibles causas se incluyen las siguiente: Tensiones eléctricas anormales y problemas de fabricación o diseño, esto sumado a que se obtuvo un porcentaje de error del 6.4709% en la prueba TTR incumpliendo con lo establecido en la normativa [1], de tal manera que el transformador no se encuentra apto para continuar en operación.

BIBLIOGRAFÍA

1. IEEE Std C57.12.00-2000, IEEE Standard General Requirements for liquid-immersed Distribution, Power and Regulating Transformers. (Norma del “Instituto de Ingenieros en Electricidad y en Electrónica” y Requerida para transformadores de Distribución, Potencia y Reguladores en líquido Sumergido).
2. IEEE Std. C57.109-1993; Guide for liquid-immersed Transformer Through-Fault-Current Duration.(Dirigido para transformadores, líquidos-sumergidos, falla-Duración de corriente).
3. “Manual de Diseño de subestaciones “. Luz y fuerza del centro. México D.F.2003.
4. IEEE Std 62 1995- IEEE Guide for diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators and reactors.(Guía IEEE para pruebas de campo de diagnóstico de aparatos de energía eléctrica – Parte 1: Transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.
5. IEEE C57.106-2015 – IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment. (Guía para la aceptación y mantenimiento de aceite mineral aislante en equipos eléctricos).
6. IEEE STD 43 – 2000 -IEEE Recommended Practice for Testing insulation Resistance of Rotating Machinery. (Práctica recomendada por IEEE para probar la resistencia de aislamiento de maquinaria rotativa).
7. C57.12.00-2000 – IEEE Standard General Requirements for liquid – immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers (Requisitos generales de la norma IEEE para transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquido).
8. Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of insulating Liquids Using Disk Electrodes (Método de prueba estándar para la tensión de ruptura dieléctrica de líquidos aislantes usando electrodos de disco).

9. ASTM d 1500 Standard Test Method for ASTM color of Petroleum Products (ASTM Color Scale), (Método de prueba estándar para el color de productos derivados del petróleo ASTM (escala de colores ASTM)).
10. Guía para el mantenimiento del transformador Tercera Edición M. Horning, J. Kelly, S. Myers, R. Stebbins.
11. Manual de pruebas a transformadores de distribución, Instituto Politécnico Nacional de México, Escuela superior de ingeniería mecánica y eléctrica Unidad Zacatenco.
12. Ing. Marvin Camilo de Jesús Villeda. Comunicación personal.
13. Jorge Alberto Pérez Ayala. Comunicación personal.

REFERENCIAS

- [1] IEEE C57.12.00-2000 General Requirements for Distribution. Power and Regulating Transformres.
- [2] IEEE STD 62 1995, Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulator, and reactor
- [3] IEEE STD C57.106.2015, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of insulating Mineral Oil in Electrical Equipment
- [4] IEEE STD 43 2000, IEEE Recommended Practice for Testing insulation Resistance of Rotating Machinery.
- [5] ISBN 0-939320-06-1 – “Guía para el Mantenimiento del Transformador”. 2005.
- [6] ASTM D 877 Standard Test Method For Dielectric Breakdown voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes
- [7] ASTM d 1500 Standard Test Method for ASTM color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)