

NOMBRE DEL TRABAJO

**PRUEBAS ELÉCTRICAS CON EL EQUIPO
TRAX-MEGGER PARA VERIFICAR EL FUN
CIONAMIENTO ÓPTIMO DEL TRANSFOR
MAD**

AUTOR

DAYVI MIGUEL LOPEZ JARAMILLO

RECUENTO DE PALABRAS

16475 Words

RECUENTO DE CARACTERES

90955 Characters

RECUENTO DE PÁGINAS

106 Pages

TAMAÑO DEL ARCHIVO

2.1MB

FECHA DE ENTREGA

Apr 19, 2024 11:00 AM GMT-5

FECHA DEL INFORME

Apr 19, 2024 11:02 AM GMT-5

● 9% de similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para cada base de datos.

- 9% Base de datos de Internet
- Base de datos de Crossref
- 0% Base de datos de trabajos entregados
- 0% Base de datos de publicaciones
- Base de datos de contenido publicado de Crossref

● Excluir del Reporte de Similitud

- Material bibliográfico
- Material citado
- Material citado
- Material citado
- Coincidencia baja (menos de 10 palabras)



UNIVERSIDAD NACIONAL
TECNOLÓGICA DE LIMA SUR

**FORMULARIO DE AUTORIZACIÓN PARA LA
PUBLICACIÓN DE TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN EN
EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNTELS**
(Art. 45° de la ley N° 30220 – Ley)

Autorización de la propiedad intelectual del autor para la publicación de tesis en el Repositorio Institucional de la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur (<https://repositorio.unfels.edu.pe>), de conformidad con el Decreto Legislativo N° 822, sobre la Ley de los Derechos de Autor, Ley N° 30035 del Repositorio Nacional Digital de Ciencia, Tecnología e Innovación de Acceso Abierto, Art. 10° del Rgto. Nacional de Trabajos de Investigación para optar grados académicos y títulos profesionales en las universidades – RENATI Res. N° 084-2022-SUNEDU/CD, publicado en El Peruano el 16 de agosto de 2022; y la RCO N° 061-2023-UNTELS del 01 marzo 2023.

TIPO DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

- 1). TESIS () 2). TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL (X)

DATOS PERSONALES

Apellidos y Nombres: Lopez Jaramillo Dayvi Miguel
D.N.I.: 48453566
Otro Documento:
Nacionalidad: PERUANA
Teléfono: 965 762 794
e-mail: 2013100245 @unfels.edu.pe

DATOS ACADÉMICOS

Pregrado

Facultad: FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN.
Programa Académico: TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL.
Título Profesional otorgado: INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA.

Postgrado

Universidad de Procedencia:
País:
Grado Académico otorgado:

Datos de trabajo de investigación

Título: "PRUEBAS ELÉCTRICAS CON EL EQUIPO TRAX-MEGGER PARA VERIFICAR EL FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 210 MVA DE LA EMPRESA KALLPA GENERACIÓN SAC - CHILCA"
Fecha de Sustentación: 20 de Diciembre del 2020
Calificación: APROBADO
Año de Publicación: 2024



AUTORIZACIÓN DE PUBLICACIÓN EN VERSIÓN ELECTRÓNICA

A través de la presente, autorizo la publicación del texto completo de la tesis, en el Repositorio Institucional de la UNTELS especificando los siguientes términos:

Marcar con una X su elección.

- 1) Usted otorga una licencia especial para publicación de obras en el REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR.

Si autorizo No autorizo

- 2) Usted autoriza para que la obra sea puesta a disposición del público conservando los derechos de autor y para ello se elige el siguiente tipo de acceso.

Derechos de autor		
TIPO DE ACCESO	ATRIBUCIONES DE ACCESO	ELECCIÓN
ACCESO ABIERTO 12.1(*)	info:eu-repo/semantics/openAccess (Para documentos en acceso abierto)	<input checked="" type="checkbox"/>

- 3) Si usted dispone de una **PATENTE** puede elegir el tipo de **ACCESO RESTRINGIDO** como derecho de autor y en el marco de confiabilidad dispuesto por los numerales 5.2 y 6.7 de la directiva N° 004-2016-CONCYTEC DEGC que regula el Repositorio Nacional Digital de CONCYTEC (Se colgará únicamente datos del autor y el resumen del trabajo de investigación).

Derechos de autor		
TIPO DE ACCESO	ATRIBUCIONES DE ACCESO	ELECCIÓN
ACCESO RESTRINGIDO	info:eu-repo/semantics/restrictedAccess (Para documentos restringidos)	<input type="checkbox"/>
	info:eu-repo/semantics/embargoedAccess (Para documentos con períodos de embargo. Se debe especificar las fechas de embargo)	<input type="checkbox"/>
	info:eu-repo/semantics/closedAccess (para documentos confidenciales)	<input type="checkbox"/>

(*) <http://renati.sunedu.gob.pe>



UNIVERSIDAD NACIONAL
TECNOLÓGICA DE LIMA SUR

Rellene la siguiente información si su trabajo de investigación es de acceso restringido:

Atribuciones de acceso restringido:

Motivos de la elección del acceso restringido:

Lopez Jaramillo Dayu? Miguel

APELLIDOS Y NOMBRES

48453566

DNI

Firma y huella:



Lima, 18 de Diciembre del 2023

UNIVERSIDAD NACIONAL TECNOLÓGICA DE LIMA SUR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**“PRUEBAS ELÉCTRICAS CON EL EQUIPO TRAX-MEGGER PARA VERIFICAR
EL FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 210
MVA DE LA EMPRESA KALLPA GENERACIÓN SAC - CHILCA”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL
Para optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR EL BACHILLER

LOPEZ JARAMILLO, DAYVI MIGUEL
ORCID: 0009-0004-1400-0420

ASESOR

PFUYO MUÑOZ, ROBERTO
ORCID: 0000-0002-8823-413X

Villa el salvador
2020

IV Programa de la Modalidad de Titulación por Trabajo de Suficiencia Profesional
Facultad de Ingeniería y Gestión

**ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA OBTENER EL
TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

En Villa El Salvador, siendo las **11:45 horas** del día domingo **20 de diciembre de 2020**, y debido a la emergencia sanitaria y aislamiento social por el COVID-19, se reunieron en la Sala Virtual N° 01 vía Google meet (<https://meet.google.com/pax-ddss-xxw>), los miembros del Jurado Evaluador del Trabajo de Suficiencia Profesional integrado por:

Presidente : DR. MARIO BARNABÉ CHAUCA SAAVEDRA CIP N°: 61215
Secretario : DRA. MARGARITA FREDESVINDA MURILLO MANRIQUE CIP N°: 59410
Vocal : MG. ÁLVARO ENRIQUE CHÁVEZ ZUBIETA CIP N°: 109559

Designados con RESOLUCIÓN DE FACULTAD DE INGENIERÍA Y GESTIÓN N° 500-2020-UNTELS-CO-V.ACAD-FIG, de fecha 10 de diciembre de 2020.

Se da inicio al acto público de sustentación y evaluación del Trabajo de Suficiencia Profesional, para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista, bajo la modalidad de Titulación por Trabajo de Suficiencia Profesional. (Resolución de Comisión Organizadora N° 119-2020-UNTELS de fecha 22 de julio de 2020, en la cual se APRUEBA el "Reglamento, Directiva, Cronograma y Presupuesto del IV Programa de la Modalidad de Titulación por Trabajo de Suficiencia Profesional de la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur", así como la Resolución Presidencial N°293-2020-unteles de fecha 14 de diciembre de 2020, que APRUEBA modificar el Artículo Segundo de la Resolución de Comisión Organizadora N° 119-2020-UNTELS, de fecha 22 de julio de 2020, que designa a la "Comisión del IV Programa de la Modalidad de Titulación por Trabajo de Suficiencia Profesional de la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur"); siendo que el Art. 4° del precitado Reglamento establece que: "**La Modalidad de Titulación prevista consiste en la presentación, aprobación y sustentación de un Trabajo de Suficiencia Profesional que dé cuenta de la experiencia profesional y además permita demostrar el logro de las competencias adquiridas en el desarrollo de los estudios de pregrado que califican para el ejercicio de la profesión correspondiente. Quienes participen en esta modalidad no podrán tramitar simultáneamente otras modalidades de titulación. Además, los participantes inscritos en esta modalidad, deberán acreditar un mínimo de seis (06) meses de experiencia laboral, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 174-2019- SUNEDU/CD y al anexo 1 sobre Glosario de Términos en el punto veinte (20)...**", en el cual;

El Bachiller: **LOPEZ JARAMILLO DAYVI MIGUEL**

Sustentó su Trabajo de Suficiencia Profesional: "**PRUEBAS ELÉCTRICAS CON EL EQUIPO TRAX-MEGGER PARA VERIFICAR EL FUNCIONAMIENTO ÓPTIMO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE 210 MVA DE LA EMPRESA KALLPA GENERACIÓN SAC - CHILCA**"

Concluida la Sustentación del Trabajo de Suficiencia Profesional, se procedió a la calificación correspondiente según el siguiente detalle:

Condición **Aprobado** Equivalencia **Regular** De acuerdo al Art. 65° del Reglamento General para el Otorgamiento de Grado Académico y Título Profesional de la UNTELS vigente.

Siendo las 12:30 **horas** del día domingo 20 de diciembre de 2020, se dio por concluido el acto de sustentación del Trabajo de Suficiencia Profesional, firmando la presente acta los miembros del Jurado.


SECRETARIO


PRESIDENTE


PARTICIPANTE

Bachiller **LOPEZ JARAMILLO DAYVI MIGUEL**


VOCAL

Nota: Art. 14°.- La sustentación del Trabajo de Suficiencia Profesional se realizará en un acto público. De faltar algún miembro del Jurado, la sustentación procederá con los dos integrantes presentes. En caso de ausencia del Presidente del jurado, asumirá la presidencia el docente de mayor categoría y antigüedad. En caso de ausencia de dos o más miembros del jurado, la sustentación será reprogramada durante los 05 días siguientes.

DEDICATORIA

A Dios, a mi familia que siempre estuvieron apoyándome en todo momento y depositaron su confianza en mí.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur, por ser lugar en donde se impartieron grandes lecciones para mi vida profesional, a mis docentes por sus enseñanzas y lecciones, a mi asesor el ingeniero Roberto Pfuyo, por sus enseñanzas y orientación y a mis revisores por su gran aporte en el trabajo realizado.

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTO	iii
LISTADO DE FIGURAS	vi
LISTADO DE TABLAS.....	ix
RESUMEN	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I:.....	3
MARCO TEÓRICO	3
1.1. Bases Teóricas.....	3
1.1.1. Referencias técnicas de mantenimiento.	3
1.1.2. Relación papel-aislante en el transformador.....	5
1.1.3. Fallas típicas en un transformador de potencia.	5
1.1.4. Transformador de potencia.	7
1.1.5. Partes del transformador de potencia.	10
1.1.6. Ensayos eléctricos para transformadores de potencia.....	18
1.1.7. Equipo Trax Megger.....	25
1.2. Definición de términos básicos.	27
CAPÍTULO II:.....	29
METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL.....	29
2.1. Delimitación temporal y espacial del trabajo.....	29
2.1.1. Delimitación temporal.....	29
2.1.2. Delimitación espacial del trabajo.....	29
2.2. Determinación y análisis del problema.	29
2.2.1. Problema general.....	30
2.2.2. Problemas específicos.	31
2.3. Modelo de solución.....	31

2.3.1. Prueba de medición eléctrica del factor de potencia.....	31
2.3.2. Prueba de corriente de excitación.....	38
2.3.3. Prueba de medición eléctrica de relación de transformación.....	42
2.3.4. Prueba de medición eléctrica de resistencia óhmica de devanado.	45
2.4. Resultados.....	49
2.4.1. Resultado de la prueba del factor de potencia.....	49
2.4.2. Resultado de la prueba de corriente de excitación.	52
2.4.3. Resultado de la prueba de relación de transformación.....	54
2.4.4. Resultado de la prueba de resistencia óhmica de devanado.....	57
CONCLUSIONES	59
RECOMENDACIONES	60
REFERENCIAS	61
ANEXOS.....	64
ANEXO A	64
ANEXO B	71
ANEXO C	93

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Problemas típicos que pueden detectarse con pruebas eléctricas.	4
Figura 2: Componentes que fallan en un transformador de potencia.....	7
Figura 3: Esquema simplificado de un sistema de potencia.	8
Figura 4: Transformador para dos circuitos conectados por un flujo.....	9
Figura 5: Tanque respirador libre.	11
Figura 6: Tanque conservador del transformador de potencia, 2020.....	12
Figura 7: Tanque sellado.	13
Figura 8: Tipo núcleo.	14
Figura 9: Tipo carcasa.	15
Figura 10: Bushing de 220KV del transformador de potencia.....	18
Figura 11: Sistema de aislamiento ideal.	19
Figura 12: Factor de potencia y factor de disipación.....	19
Figura 13: Error porcentual de la relación de vueltas a diferentes voltajes.	22
Figura 14: Método simplificado de cuatro hilos.	23
Figura 15: Medición de corriente de excitación conectado en estrella.	24
Figura 16: Medición de corriente de excitación conectado en triángulo.....	25
Figura 17: Panel frontal del equipo Trax Megger utilizado en las mediciones.	26
Figura 18: Representación de capacitancias entre devanados del transformador.	32
Figura 19: Instrumento para la prueba de factor de potencia.....	33
Figura 20: Conexión de la prueba de factor de potencia.....	35
Figura 21: Relación entre la corriente capacitiva y la corriente resistiva.....	36
Figura 22: Fallo entre espiras del transformador.....	39
Figura 23: Medición de la corriente de excitación conectado en estrella.	40
Figura 24: Conexión de la prueba de corriente de excitación.	40
Figura 25: Conexión para la prueba de relación de transformación.....	45
Figura 26: Método para tomar lecturas simultáneas de corriente y voltaje.	46

Figura 27: Conexionado para la prueba de resistencia óhmica.	47
Figura 28: Comportamiento de la tensión inducida en la prueba de factor de potencia.	51
Figura 29: Patrón predominante de la prueba de corriente de excitación.	53
Figura 30: Configuración vectorial del transformador de potencia	55
Figura 31: Datos del transformador de potencia y de los devanados primario y secundario.....	64
Figura 32: Resultado de la prueba tangente Delta realizado en campo.....	65
Figura 33: Resultado de la prueba de Corriente excitación realizado en campo.	66
Figura 34: Resultado de la prueba de relación de transformación realizado en campo.	67
Figura 35: Porcentaje de error de la prueba de relación de transformación. ...	68
Figura 36: Resultado de la prueba de resistencia óhmica de devanados lado de alta.	69
Figura 37: Resultado de la prueba de resistencia de devanado lado de baja y desmagnetización.	70
Figura 38: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 1... 72	
Figura 39: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 2... 73	
Figura 40: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 3... 74	
Figura 41: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 4... 75	
Figura 42: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 5... 76	
Figura 43: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 6... 77	
Figura 44: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 7... 78	
Figura 45: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 8... 79	
Figura 46: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 9... 80	
Figura 47: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 1.	81
Figura 48: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 2.	82

Figura 49: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 3.	83
Figura 50: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 4.	84
Figura 51: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 5.	85
Figura 52: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 1. .	86
Figura 53: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 2. .	87
Figura 54: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 3. .	88
Figura 55: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 4. .	89
Figura 56: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 5. .	90
Figura 57: Certificado de calibración TDX-120, febrero del 2020, página 1.....	91
Figura 58: Certificado de calibración TDX-120, febrero del 2020, página 2.....	92
Figura 59: Protocolo de pruebas de factor de potencia.....	93
Figura 60: Protocolo de pruebas eléctricas de corriente de excitación.	94
Figura 61: Protocolo de pruebas eléctricas de relación de transformación.....	95
Figura 62: Protocolo de pruebas eléctricas de resistencia óhmica de devanado.	96

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1: Diagnóstico de pruebas eléctricas.	4
Tabla 2: Causas de falla en transformadores de potencia	6
Tabla 3: Principios de funcionamiento de transformadores.	8
Tabla 4: Análisis modal de fallas y sus efectos de una bobina o devanado.....	16
Tabla 5: Límite de factor de potencia en transformadores de potencia.....	20
Tabla 6: Transformador de dos devanados.	34
Tabla 7: Factores de corrección por temperatura.	36
Tabla 8: Límites de factor de potencia para transformadores sumergidos en aceite.	38
Tabla 9: Procedimiento de prueba para un transformador en estrella.	41
Tabla 10: Factores de corrección para las configuraciones vectoriales.	44
Tabla 11: Datos de placa del Transformador de potencia.....	49
Tabla 12: Condiciones ambientales antes de la prueba de factor de potencia.	49
Tabla 13: Resultados de la prueba de factor de potencia en el lado de alta. ...	50
Tabla 14: Resultados de la prueba de factor de potencia en el lado de baja. ...	51
Tabla 15: Resultados de la prueba de corriente de excitación.....	52
Tabla 16: Resultado de la prueba de relación de transformación.	54
Tabla 17: Voltajes del conmutador de placa.	55
Tabla 18: Resultados de la prueba de resistencia óhmica de devanado en el lado alta.	57
Tabla 19: Resultados de la prueba de resistencia óhmica de devanado en el lado de baja.	58

RESUMEN

En el presente informe de suficiencia profesional, se presentan resultados de pruebas eléctricas que ayudaron a verificar el estado del transformador de potencia de la empresa Kallpa Generación sac., estas pruebas eléctricas fueron realizadas con el equipo multifunción Trax-Megger.

El transformador de potencia de la empresa Kallpa Generación SAC, representa un activo fundamental para el reparto de energía. Se emplearon metodologías la cual permitió analizar los valores obtenido al momento de realizar las pruebas eléctricas en el transformador de potencia inmerso en aceite.

Durante la ejecución de las pruebas eléctricas se obtuvieron valores de Factor de potencia en el lado primario y lado secundario del transformador de potencia inferiores al 1%, se obtuvieron valores de porcentaje de error de menos del $\pm 0.5\%$ en la prueba de relación de transformación, en la prueba realizada para la resistencia óhmicas del devanado se obtuvieron valores por debajo del 5% en comparativa entre cada una de las fases y en la prueba de corriente de excitación se obtuvieron valores típicos de un transformador trifásico inmerso en aceite como son los valores de las fases externas similares y la fase central más bajo, todos los valores obtenidos tienen como referencia a la normativa (IEEE std C57.152, 2013), la cual hace mención que las pruebas eléctricas son realizadas en campo para los transformadores inmersos en aceite.

INTRODUCCIÓN

El presente informe de suficiencia profesional consistió en realizar pruebas eléctricas con el equipo multifunción Trax-Megger al transformador de potencia de la empresa Kallpa Generación, con el objetivo de analizar los valores obtenidos y basándose en normas internacionales, para determinar si el transformador de potencia se encuentra en óptimas condiciones para que vuelva a entrar en servicio.

Hoy en día existen equipos que hacen un poco complicado entender y realizar las pruebas a transformadores de potencia, debido a que estos equipos necesitan de otros componentes adicionales. Las pruebas eléctricas realizadas en la empresa Kallpa Generación se realizó con el equipo Trax-Megger, este equipo tiene incorporado distintas pruebas eléctricas y cuenta con una pantalla táctil e indica la forma en cómo realizar las pruebas además de proporcionar un reporte automático de las pruebas realizadas en formato PDF, la cual será de gran ayuda al momento de interpretar los resultados.

El primer capítulo mostrará normas técnicas en donde indica las pruebas eléctricas que se emplean en un transformador de potencia sumergido en aceite mineral, además se podrá ver como estas normas se clasifican según el tipo de falla presente en el transformador. Explica también cuáles son las fallas más comunes que existe y cuáles son las consecuencias que causan en el transformador. También se explica las pruebas realizadas mediante el equipo Trax-Megger basándose en normas internacionales para verificar si los resultados obtenidos realizados al transformador de potencia se encuentran en óptimas condiciones.

En el segundo capítulo explicará cómo se ha desarrollado el trabajo, y las metodologías que se emplearon para cada tipo de pruebas eléctricas y analizando los distintos resultados obtenidos de las pruebas de Factor de potencia/Factor de disipación, prueba de relación de transformación, prueba de la resistencia óhmica de los devanados y aplicando la prueba de corriente de excitación.

Los resultados obtenidos de las distintas pruebas eléctricas cumplen con la normativa (IEEE std C57.152, 2013), los valores permitieron dar información de la

condición en que se encuentra el transformador de potencia para su posterior puesta en servicio y garantizar el correcto funcionamiento del mismo y evitar fallas.

OBJETIVOS

a) General

Analizar las pruebas de mediciones eléctricas con el equipo trax-megger para verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210 MVA de la Empresa Kallpa Generación SAC – Chilca.

b) Específicos

- Analizar los resultados de la prueba de medición eléctrica de la Resistencia óhmica de Devanado con el equipo trax-Megger para verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA.
- Analizar los resultados de la prueba de medición eléctrica de la Corriente de Excitación con el equipo trax-Megger para verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA.
- Analizar los resultados de la prueba de medición eléctrica de la Relación de Transformación con el equipo trax-Megger para verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA.
- Analizar los resultados de la prueba de medición eléctrica del Factor de potencia con el equipo trax-Megger para verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA.

CAPÍTULO I: MARCO TEÓRICO

1.1. Bases Teóricas.

1.1.1. Referencias técnicas de mantenimiento.

Los principales activos importantes en el sistema eléctrico de potencia se atribuyen a los transformadores de potencia. Gracias a estas máquinas es posible la distribución de carga de energía, permitiendo elevar su voltaje para luego ser transmitido a los consumidores finales garantizando la continuidad el suministro eléctrico.

Mantener en buen estado el transformador a través de ciertos diagnósticos y ensayos será de mucha importancia para prolongar la vida del transformador de potencia, así como también poder proponer otros tipos de prueba para un análisis más profundo en el caso se obtuvieran valores fuera de la normativa.

(Cigré Technical Brochure N°445, 2011), recomienda que se deben de realizar ciertas técnicas para el mantenimiento de los transformadores desde que se pone en servicio hasta que el transformador cumple con su vida útil. Estas técnicas lo representan a través de ciclos las cuales son:

- TBM (Mantenimiento basado en el tiempo).
- TBCM (Monitoreo de la condición basado en el tiempo).
- CBM (Mantenimiento basado en la condición).
- OLCM (Monitoreo de la condición en servicio).

Para los métodos de pruebas eléctricas o ensayos la norma (Cigré Technical Brochure N°445, 2011) los clasifica por el tipo de problema que pueda presentar el transformador de potencia y hace como referencia que tipo de método debe aplicar según el problema detectado.

Se puede ver en la figura 1 como ejemplo que, si se tiene un problema referente a la geometría del devanado del transformador, se puede realizar un diagnóstico utilizando el método de prueba de capacitancia y factor de disipación siendo esta prueba la que más problemas detecta.

Tipo de problema					
Integridad del circuito magnético					
Aislamiento del circuito magnético					
Geometría de devanado					
Continuidad de devanado, bushing y conmutador					
Aislamiento de devanado y bushing					
Aislamiento entre espiras					
Técnica de diagnóstico					
Relación de transformación	X				
Resistencia de devanado			X		
Corriente de excitación	X				X
Capacitancia y factor de disipación		X		X	X
Reactancia de dispersión				X	
Resistencia de aislamiento		X			X
Aislamiento del núcleo				X	

Figura 1: Problemas típicos que pueden detectarse con pruebas eléctricas.

Fuente: (Cigré Technical Brochure N°445, 2011), Guía para el mantenimiento de transformadores, elaboración propia.

La norma (IEEE Std C57.12.90, 2015), propone separar a los componentes que componen un transformador de potencia y le asigna tipos de pruebas para cada tipo de componente. Entre los componentes que separa dicha norma tenemos: bobinados, bushing, líquido aislante, cambiador de tomas, núcleo, tanques, dispositivos asociados, transformadores de corriente.

En la tabla 1, se muestra las pruebas que se realizan a los transformadores de potencia según la norma (IEEE std C57.152, 2013).

Tabla 1: Diagnóstico de pruebas eléctricas.

Prueba	Transformador	Reactor	Regulador
Resistencia de aislamiento	X	X	X
Relación de transformación	X		X
Corriente de excitación	X	X	X
Reactancia de dispersión	X		
Resistencia de devanados	X	X	X
Capacitancia	X	X	X
Factor de potencia (factor de disipación)	X	X	X
Tensión inducida / descargas parciales	X	X	
Análisis de respuesta en frecuencia	X	X	X

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite, elaboración propia.

1.1.2. Relación papel-aislante en el transformador.

Durante la vida útil de un transformador se evidencian distintas fallas durante la operación de los transformadores de potencia, las cuales durante mucho tiempo han sido estudiadas y se han desarrollado distintos controles que permiten asegurar el correcto funcionamiento del transformador de potencia.

Según (Flores, 2007), señala que el tiempo de vida de los transformadores de potencia están acondicionado por el papel aislante, un factor que causa el deterioro del papel aislante es la cantidad de concentración de humedad que podría existir en el transformador debido a ciertos problemas que puedan existir durante su funcionamiento.

(Álvarez, 2007), señala que el deterioro del papel aislante depende de las temperaturas que se generan internamente en el transformador ya sea por calentamiento normal de operación o por fallas externas, ocasionando la degradación del papel aislante y llegando a carbonizarse pequeñas fibras del papel aislante. Esto podría ayudar al aumento de agua y gases, siendo componentes potencialmente peligrosos para el deterioro del papel aislante.

Otro de los principales problemas en la vida útil del transformador es la degradación del aceite debido a temperaturas elevadas y al deterioro del papel aislante y la generación de corrosión en la cuba.

Es muy importante poder controlar y verificar el estado del aislamiento, para poder evitar problemas mucho mayores en el transformador de potencia. Para prolongar y detectar posibles fallas en el transformador será de suma importancia realizar un adecuado mantenimiento y en plazos establecidos según lo establezca cada empresa.

1.1.3. Fallas típicas en un transformador de potencia.

(Nnachi, GU y Nicolae, DV, 2016), Considera que para transformadores que tienen un nivel de tensión de 230KV las fallas que pudieran presentar en el transformador serian irreparables y traerían como consecuencia pérdidas económicas y un desabastecimiento de energía. La falla más resaltante en los transformadores se da en el

asilamiento principalmente en los devanados. En general un transformador durante su vida útil estará expuestas a esfuerzos mecánicas, eléctricas, térmicas y otras condiciones externas. En la siguiente tabla se observan algunas causas de fallas que se pueden dar en un transformador. En la tabla 2 se muestran las fallas internas y externas que se pueden dar en un transformador de potencia.

Tabla 2: Causas de falla en transformadores de potencia.

Internas	Externas
Envejecimiento del aislamiento	Descargas atmosféricas
Sobrecarga	Descargas por maniobra
Humedad	
Oxígeno	
Descargas parciales	Sobrecarga del sistema
Problemas mecánicos del devanado	
Partículas contaminantes	Fallas en la red
Problemas de diseño	

Fuente: (Martinez Betancourt, Rejón Garcia, Colorado Sosol, & Montes Fernández, 2013), Una propuesta para estimación de la condición de transformadores de potencia.

En la figura 2 se observa una estadística en la cual muestra que una de las fallas más representativas en un transformador de potencia se encuentra en los devanados. Es muy importante realizar un adecuado diagnóstico para ver si los devanados de los transformadores de potencia no presentan fallas producidas por diversos factores, las pruebas eléctricas se podrán realizar con equipos o maletas de prueba que permitirán diagnosticar la condición actual y cuales podrían ser las fallas que pudiera presentar un transformador de potencia.



Figura 2: Componentes que fallan en un transformador de potencia.

Fuente: (Martinez Betancourt, Rejón Garcia, Colorado Sosol, & Montes Fernández, 2013), Una propuesta para estimación de la condición de transformadores de potencia.

1.1.4. Transformador de potencia.

(Vergara, 2009), Hace referencia al transformador como una maquina estática que puede tener dos o más arrollamientos y mediante la inducción magnética que se produce en ella puede transformar la tensión y la corriente en otros valores distintos.

En el Perú existe una gran demanda de consumo eléctrico lo que conlleva a transmitir gran cantidad de potencia desde centrales generadoras hasta el consumo del usuario final. Estas centrales de generación tienen como componente importante al transformador de potencia. El fallo del transformador implicaría costos elevados y daños irreversibles.

Un adecuado diagnóstico en la condición de los transformadores de potencia es muy importante desde su fabricación hasta la puesta en servicio. Un correcto diagnóstico permitirá conocer la vida útil del transformador y el estado actual en que se encuentran sus componentes.

Para poder transmitir energía a distancia largas, es posible elevando el voltaje desde rango desde 100 a 500KV. La figura 3 muestra una representación simplificada de un sistema de potencia.

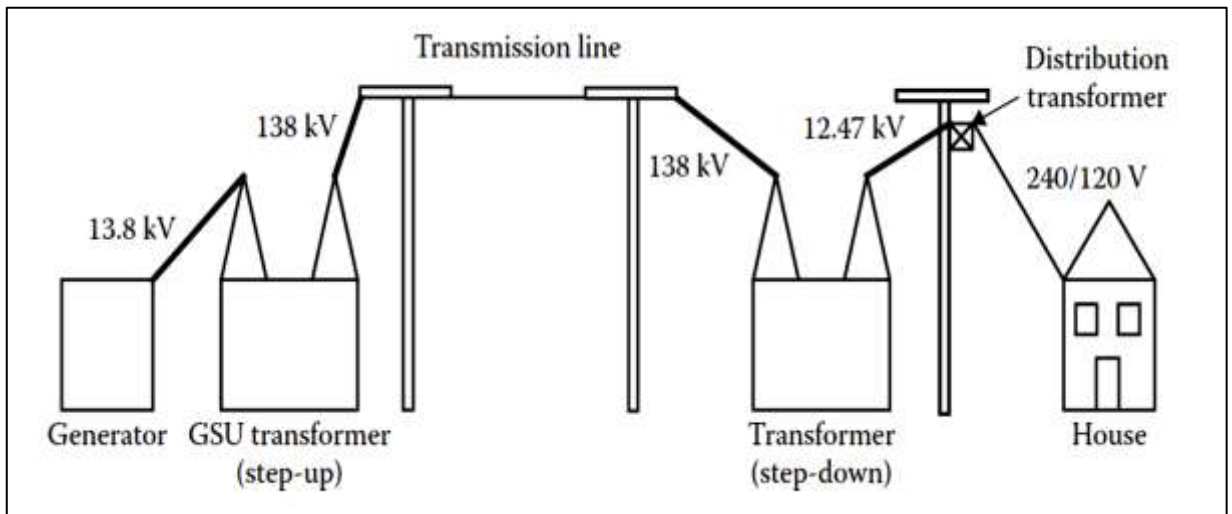


Figura 3: Esquema simplificado de un sistema de potencia.

Fuente: (Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), Principio de diseño de transformadores.

1.1.4.1. Principio de funcionamiento del transformador.

(Colque Ajpe, 2013), Indica que, para poder comprender el comportamiento del transformador, la cual es capaz de convertir valores de tensión y de corriente a otros niveles de la misma magnitud, es necesario saber cuáles son las leyes por las que se rige y los fenómenos que se presentan cuando entra en funcionamiento, dichos principios se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: Principios de funcionamiento de transformadores.

Transformador (Principios de funcionamiento)	Fenómenos Eléctricos	Campo Magnético
		Relación entre Densidad e Intensidad del flujo magnético
		Fuerza electromotriz (f.e.m)
		Inducción mutua y autoinducción
	Leyes	Ley de Faraday
		Ley de lenz
		La ley de Ampere
		La ley de Biota-Savart

Fuente: (Colque Ajpe, 2013), Mantenimiento preventivo en transformadores de potencia.

(Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), definen a los transformadores como equipos eléctricos con capacidad de modificar los niveles de tensión entre dos circuitos. La energía

que se transfiere entre los circuitos no varía, solo varían en pequeñas proporciones como pérdida. El principio de un transformador se basa principalmente por la inducción, que fue enunciada por Faraday. Principio que describe como un flujo magnético es capaz de inducir ciertos niveles de voltaje o fuerza electromotriz (fem) en otro circuito. El voltaje inducido es correspondiente al número de espiras o vueltas. Cuando dos circuitos estén asociados por medio de un flujo y exista vueltas distintas en la composición de sus circuitos, existirá cambios de voltaje. En la figura 4 se aprecia como un cambio de flujo existente en el núcleo de hierro que pasa por espiras de distinto número de vueltas se inducen en voltajes distintos.

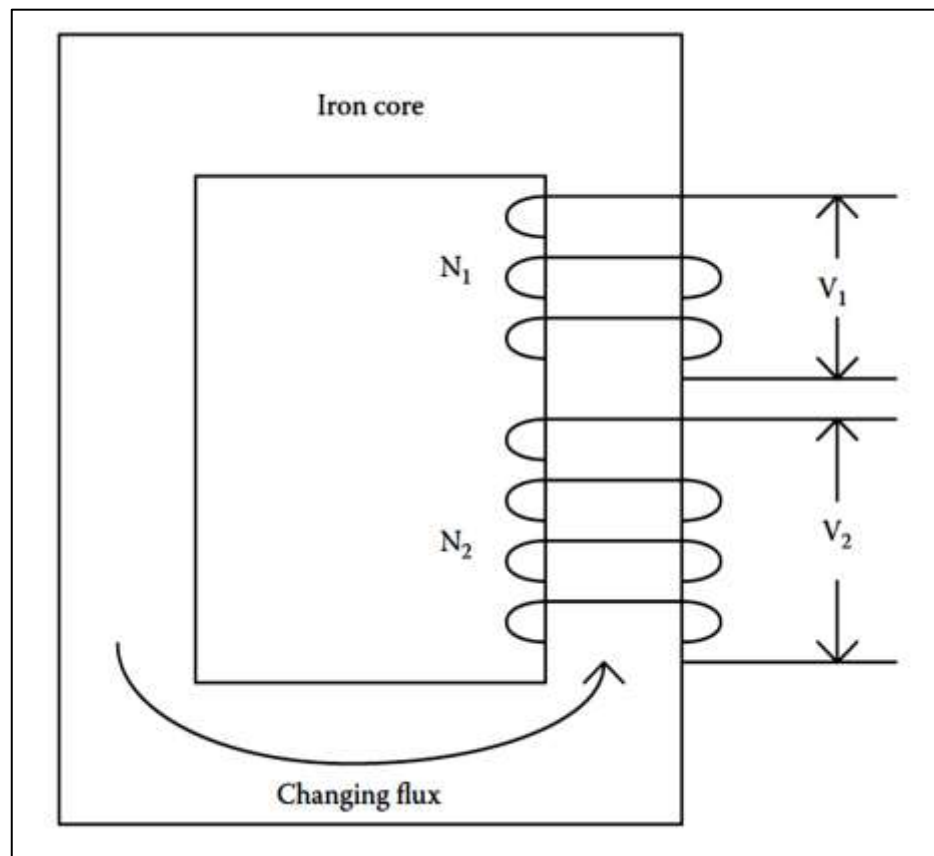


Figura 4: Transformador para dos circuitos conectados por un flujo.

Fuente: (Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), Principio de diseño de transformadores.

1.1.5. Partes del transformador de potencia.

1.1.5.1. Tanque.

Se construye generalmente de acero, el tanque de debe ser lo suficientemente hermético para no presentar fugas de aceite. El tanque debe de tener ciertas características para poder tolerar el vacío absoluto sin presentar deformaciones. Por lo general un tanque se encuentra recubierto con un tratamiento especial anticorrosivo debido a las condiciones ambientales que tiene que soportar según donde se encuentre ubicado.

Al tanque se le conoce como un cubo o carcaza y su diseño está sujeto a la potencia del transformador.

1.1.5.2. Funciones.

- a) Brindar protección eléctrica y mecánica al conjunto de núcleos y bobinas.
- b) Contener al líquido refrigerante/aislante.
- c) Proteger el aceite dieléctrico del aire, humedad y contaminación.
- d) Transmitir el calor interno hacia el exterior.

1.1.5.3. Tipo de tanques.

Actualmente existen diferentes tipos de tanques entre los más comunes son: tipo respirador libre, tipo tanque conservador y los tipos tanque sellado.

1.1.5.4. Tipo respirador libre.

En este tipo de construcción el tanque presenta un espacio de aire la cual está conectada al exterior por medio de una tubería, el cual tiene un doblez hacia abajo y cuenta con una rejilla para evitar el ingreso de animales y agentes contaminantes del mismo ambiente. En la figura 5 muestra un ejemplo de un tanque del tipo respirador libre.

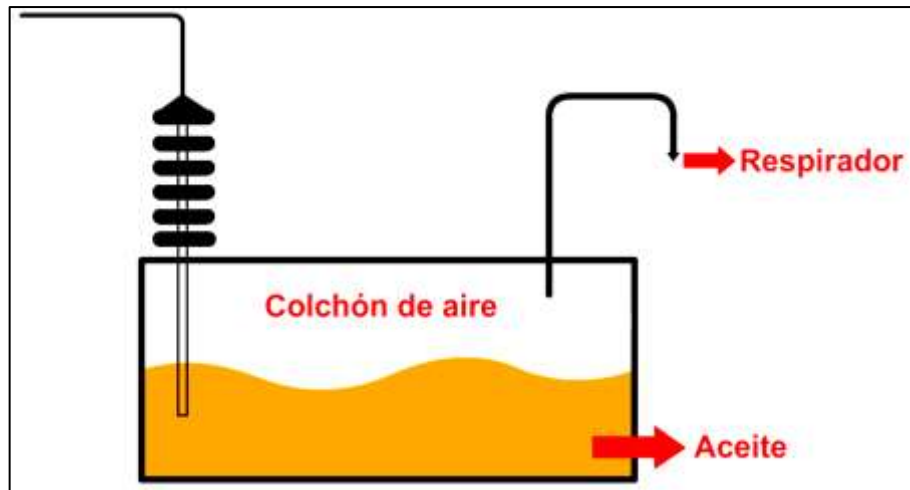


Figura 5: Tanque respirador libre.

Fuente: (Ruiz Giraldo & Mayor Cardona, 2013), Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite.

1.1.5.5. Tipo tanque conservador.

El diseño del tanque se caracteriza por tener en la parte alta del transformador un tanque denominado expansión o tanque conservador. El tanque principal estará lleno de aceite y tendrán indicadores para monitorear el estado del aceite y los niveles según aumente o disminuya la temperatura dentro del transformador.

La expansión del aceite debido a calentamientos internos y el intercambio de aire se producen lejos del tanque principal, los transformadores del tipo tanque conservador lleva en su interior un diafragma. Esto permitirá que el diseño del tipo tanque conservador pueda reducir la entrada de la humedad y el oxígeno al interior de los transformadores de potencia, logrando retardar la oxidación del aceite. En la figura 6 se puede observar un tanque del tipo conservador cuyo transformador está inmerso en aceite mineral y sometido a tensión nominal de 220KV.



Figura 6: Tanque conservador del transformador de potencia, 2020.

Fuente: C.T. Kallpa Generación, elaboración propia.

1.1.5.6. Tipo tanque sellado.

El diseño del tanque es parecido al tanque de respirador libre, pero sin la presencia de la tubería de respiración, pero cuenta con una válvula de alivio de presión.

La contaminación del transformador no es tan severa en comparación con el tanque de respirador libre ya que se encuentra acondicionado a través de una válvula de alivio de presión.

Cuando la presión interna exceda los 5 psi en el interior del transformador, el aire y el nitrógeno son expulsados al exterior por medio de la válvula de alivio de presión. Como se puede observar en la figura 7 se observa un tanque sellado que contiene una válvula de presión.

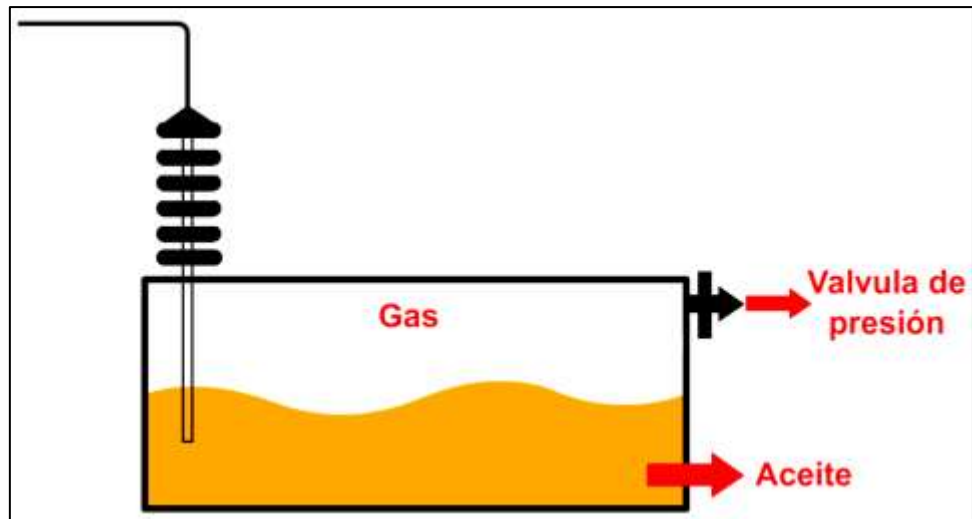


Figura 7: Tanque sellado.

Fuente: (Ruiz Giraldo & Mayor Cardona, 2013), Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite.

1.1.5.7. Núcleo del transformador.

(Cigré Technical Brochure N°445, 2011), indica que el núcleo del transformador es una de las partes activas que, ante cualquier fallo, el núcleo tendría como función la de derivar las corrientes circulantes producidas en ese instante a las conexiones de tierra de las laminaciones del núcleo

El núcleo del transformador de potencia es una de las partes de que ocupa un gran volumen considerable, cuya función principal es poder crear un camino para el flujo magnético originado debido a las corrientes que circulan a través de los devanados.

Por lo general el núcleo de transformador están conformados chapas magnéticas y estas pueden ser de acero al silicio, cuyo espesor varía de 0.35 a 0.50mm, aunque se puede fabricar de 1mm, están laminadas en frío (con esto se reduce en gran parte las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas).

(Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), considera que la clasificación más importante para los tipos de transformadores son la de transformadores tipo núcleo y transformadores de tipo carcasa.

1. Tipo núcleo.

(Saldivia, F., Acevedo, E., & Pérez, R., 2013), señala que el tipo núcleo se caracteriza por tener a los devanados o bobinas envuelto alrededor del núcleo magnético. Por lo regular las bobinas de alto y de bajo voltaje están envueltas concéntricamente. Regularmente las bobinas de este tipo son cilíndricas. Generalmente el tipo núcleo se utiliza para transformadores de potencia y se puede representar como la figura 8.

Las ventajas que tiene este tipo de núcleo es su costo bajo y además de poseer una impedancia alta, pero posee como desventaja una menor resistencia mecánica.

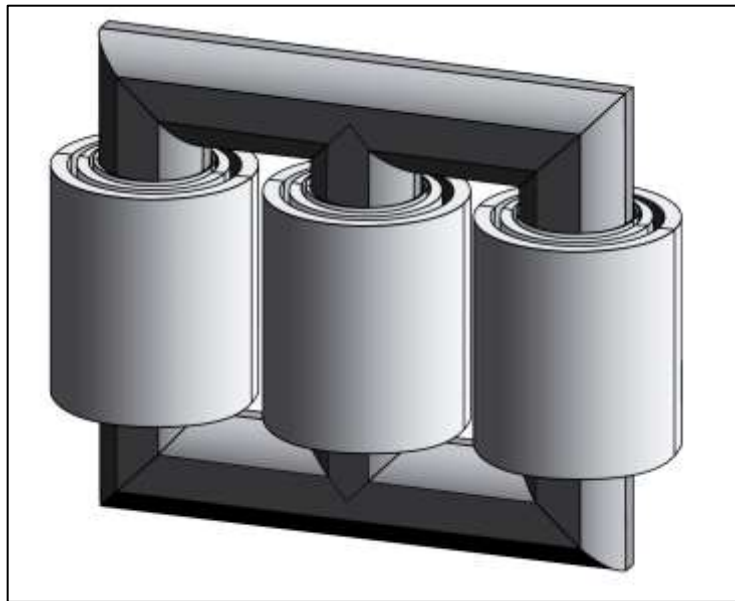


Figura 8: Tipo núcleo.

Fuente: (Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), Principio de diseño de transformadores.

2. Tipo carcasa.

(Saldivia, F., Acevedo, E., & Pérez, R., 2013), explica que en el diseño del tipo carcasa, el núcleo logra envolver alrededor de los devanados o bobinas. Generalmente las bobinas tienen una forma plana. Típicamente para transformadores de distribución, se utiliza el tipo carcasa como se muestra en la figura 9.

Algunas de las ventajas que presenta este tipo de núcleo es tener una alta resistencia mecánica y de poseer una impedancia baja, pero como desventaja es su elevado costo inicial.

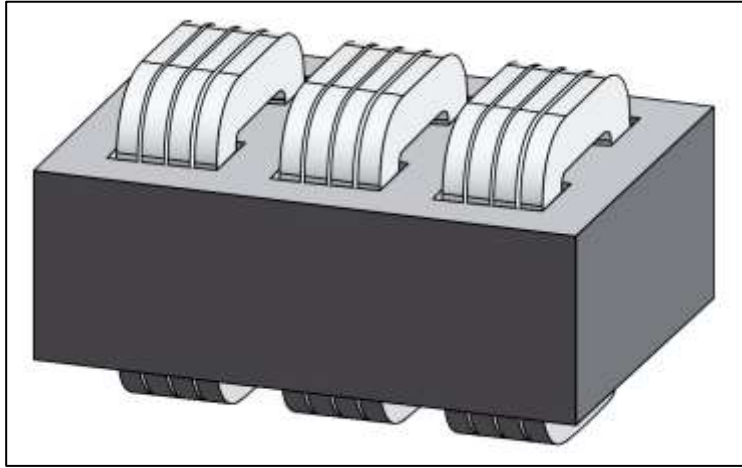


Figura 9: Tipo carcasa.

Fuente: (Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), Principio de diseño de transformadores.

(Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), Explican que los transformadores de potencia en la actualidad tienden a tener cambios muy bajos. Debido a la existencia de tecnología que permite que los transformadores de potencia sean confiables a la hora de entrar en servicio. Una de las mejoras que ha surgido a través del tiempo es en la composición del acero del núcleo. Los métodos utilizados actualmente para fabricar estos aceros han ido mejorando, como es el corte con láser, permitiendo mejorar las propiedades magnéticas y reduciendo las pérdidas en el núcleo.

1.1.5.8. Devanado.

(Cigré Technical Brochure N°445, 2011). Considera al bobinado de los transformadores como uno de los componentes más importantes, generalmente no requiere mantenimiento y de existir se debería a problemas graves que podrían afectar al transformador en gran medida. Por lo general los devanados pueden ser de una sola composición o de dos (primario y

secundario). Los devanados pueden ser fabricados de cobre o de aluminio y tienen una forma rectangular y por lo general los devanados están aislados por papel Kraft.

(Del Vecchio, Poulin, Feghali, Shah, & Ahuja, 2018), Explica que los devanados deben soportar tensiones elevadas. Esto hace que el devanado necesite del aceite para proporcionar una refrigeración adecuada para poder prevenir descargas parciales. Como elemento adicional, el papel es un componente importante debido a que posee una constante dieléctrica superior al aceite capaz de soportar tensiones elevadas. Se puede observar en la tabla 4 el análisis modal de fallas de una bobina.

Tabla 4: Análisis modal de fallas y sus efectos de una bobina o devanado.

ANALISIS MODAL DE FALLAS Y SUS EFECTOS - BOBINA			
Constituye el circuito eléctrico que transfiere la energía de un circuito a otro y su función principal es la de crear el flujo magnético			
Modo de falla	Causas (Posibles motivos)	Efectos (Qué ocurre)	Modo de control (Tarea propuesta)
Sobretensión. Sobrecarga. Cortocircuito. Cortocircuito entre espiras. Descargas parciales. Corrosión	Sobretensiones producidas por operaciones del sistema o descargas atmosféricas. Sobrecargas no admitidas. Circulación de altas corrientes producto de fallas externas al transformador	Pérdida de energía. Aumento de las corrientes de fuga (superficiales y volumétricas) que desencadenan y aceleran los procesos de envejecimiento. Formación de gases disueltos. Descomposición del aislamiento sólido. Chisporroteo a lo largo de grandes superficies. Pueden iniciarse descargas o una falla Deterioro del papel en la zona superficial en contacto con el aceite. Cortocircuito entre espiras	Evitar los sobre calentamientos en las bobinas. Monitorear las temperaturas. Realizar análisis físico químico y cromatografía de gases al aceite dieléctrico. Realizar mediciones de la resistencia del devanado. Realizar mediciones de la relación de transformación.

Fuente: (Saldivia, F., Acevedo, E., & Pérez, R., 2013), Estrategias de mantenimiento predictivo aplicables a transformadores de potencia de una empresa eléctrica

1.1.5.9. Bushing.

(Flores, 2007), define al bushing como un elemento capaz de brindar un aislamiento eléctrico para tensiones de operación normal, además tiene como función la de llevar los conductores de los devanados hacia el exterior. El bushing es capaz de resistir esfuerzos mecánicos producidos por el conductor y soporta las tensiones producidas por el transformador.

(Cigré Technical Brochure N°445, 2011), indica que para aislamientos en el núcleo con tensión mayor a 36KV estará constituido por una capacitancia graduada, para que pueda distribuir de manera uniforme el campo eléctrico.

(Saldivia, F., Acevedo, E., & Pérez, R., 2013), menciona que la función principal del bushing es la de proporcionar un camino para las corrientes que pasan por los devanados o bobinas del transformador.

El bushing está expuesto a contaminación del exterior, y uno de las principales causas es la humedad y las sobretensiones. Entre los efectos más conocidos están los puntos calientes y la generación de gases dentro del bushing.

Para poder determinar la condición de un bushing es necesario realizar pruebas como: termografía, pruebas de aislamiento y factor de potencia.

Los tipos de bushing van a depender del nivel de tensión de los transformadores, se puede observar la figura 10 un bushing de 220KV perteneciente al transformador de potencia de la empresa Kallpa Generación.



Figura 10: Bushing de 220KV del transformador de potencia.

Fuente: C.T. Kallpa Generación, elaboración propia.

1.1.6. Ensayos eléctricos para transformadores de potencia.

1.1.6.1. Factor de potencia/Tangente delta.

(ASTM D-924, 2015), define la prueba de factor de potencia como una prueba eléctrica que permite conocer las condiciones en que encuentra el aislante dieléctrico, permitiendo medir las pérdidas dieléctricas de los transformadores que se puedan generar por consecuencia de la humedad o contaminación.

La prueba de factor de potencia considera al aislante dieléctrico como un capacitor. La capacitancia del aislante dieléctrico dependerá de sus propiedades y también de su estructura de dicho aislante dieléctrico o medio aislante.

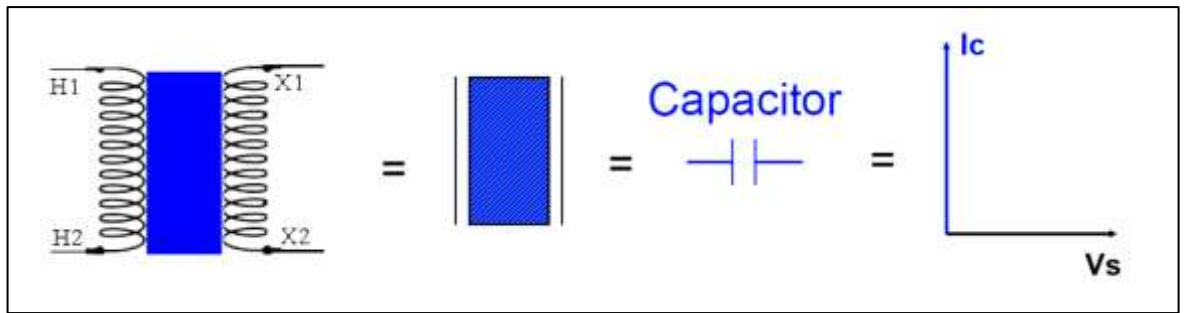


Figura 11: Sistema de aislamiento ideal.

Fuente: (Megger, 2012), Pruebas de factor de disipación/ factor de potencia en transformadores

En la actualidad no existen aislantes ideales por lo tanto todo material aislante es capaz de conducir corriente eléctrica, aunque en valores muy pequeños. En la figura 11 se muestra la representación de un capacitor y su medio aislante.

El medio aislante, en este caso un dieléctrico como el aceite mineral, al ser sometido a una tensión sinusoidal, circulará una pequeña corriente de fuga la cual estará compuesta de una corriente capacitiva, que estará adelantada a la tensión aplicada en 90° y una corriente resistiva, esta corriente resistiva es considerada corriente de pérdida y estará en fase con la tensión de prueba. En la figura 12 se muestra la corriente de pérdida generada en un medio aislante.

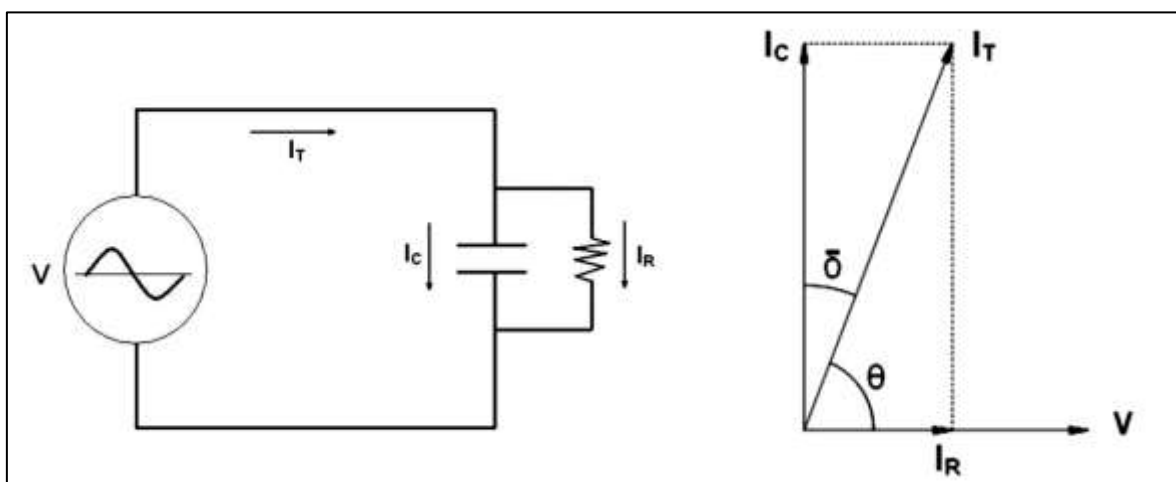


Figura 12: Factor de potencia y factor de disipación.

Fuente: (Megger, 2012), Pruebas de factor de disipación/ Factor de potencia en transformadores

(IEEE Std C57.12.90, 2015), define a la prueba de factor de potencia referido a una relación entre la potencia disipada entre la carga en volt-amperes.

La tangente delta o factor de disipación se define según (Megger, 2012) como la relación entre la corriente resistiva (I_r) y la corriente capacitiva (I_c). Es común que ciertos aislamientos tengan una corriente resistiva muy baja.

Esta prueba de tangente delta y factor de potencia es de gran ayuda para poder determinar si existe pérdida dieléctrica del medio aislante y determinar si existe cambio en su estructura.

En la actualidad existen referencias que ayudarán a corroborar valores de capacitancia y factor de disipación, cuyos valores estarán referenciados a una temperatura de 20°C. La prueba de factor de potencia se realizará a una tensión de 10KV en AC.

Tabla 5: Límite de factor de potencia en transformadores de potencia.

Normativa	Tipo de aislamiento	Nivel de tensión	FD para equipos nuevos	FD máximo admisible
IEEE C57.152	Aceite mineral	<230KV	0.5%	1.0%
IEEE C57.152	Aceite mineral	≥230KV	0.4%	1.0%
IEEE C57.152	Aceite mineral	Todos	1.0%	1.0%
TB 445	Todos	Todos	0.5%	1.0%

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

En los transformadores de potencia el aislante más usado es el aceite mineral debido a las tensiones elevadas que se podrían generar.

Como se observa en la tabla 5 para transformadores nuevos con una tensión inferior a 230KV sumergido en aceite mineral tiene un factor de potencia (FD) como límite del 0.5% con un máximo de 1% para transformadores en servicio.

1.1.6.2. Relación de transformación.

(IEEE std C57.152, 2013), en su cláusula 7.2.10, define a la prueba de relación de transformación como una relación que está conformada por el número de vueltas del bobinado de alta tensión con el devanado de baja tensión. Esta relación es el principio para poder hacer las comparaciones a la hora de realizar la prueba de relación de transformación (TTR), es por esto que será de mucha importancia tener los datos de placa del transformador.

En la prueba eléctrica de medición de la relación de transformación se tiene en cuenta la relación de la placa de identificación del transformador (TNR) y la relación de voltaje del transformador (TVR). La relación de voltaje del transformador (TVR) que será medio por un equipo que realice la prueba de relación de transformación (TTR) tendrá un valor aproximado a dicha prueba

$$TTR = \frac{N_P}{N_S} \approx \frac{V_P}{V_S} = TVR$$

Donde:

N_p: Número de espiras en el devanado primario.

N_s: Número de espiras en el devanado secundario

V_p: Tensión Primaria.

V_s: Tensión secundaria.

(IEEE std C57.152, 2013), recomienda que para tener una buena aclaración de los resultados de la prueba de relación de transformación se tiene que verificar que el porcentaje de error entre las relaciones de transformación de la placa y la relación medida por el equipo de prueba de relación de transformación deben ser inferiores al ±5%.

La prueba eléctrica de relación de transformación frecuentemente se realiza en el devanado de alta, donde se energizará y será medido por el lado de baja, debido a que en el lado de alta tensión se tienen corrientes bajas.

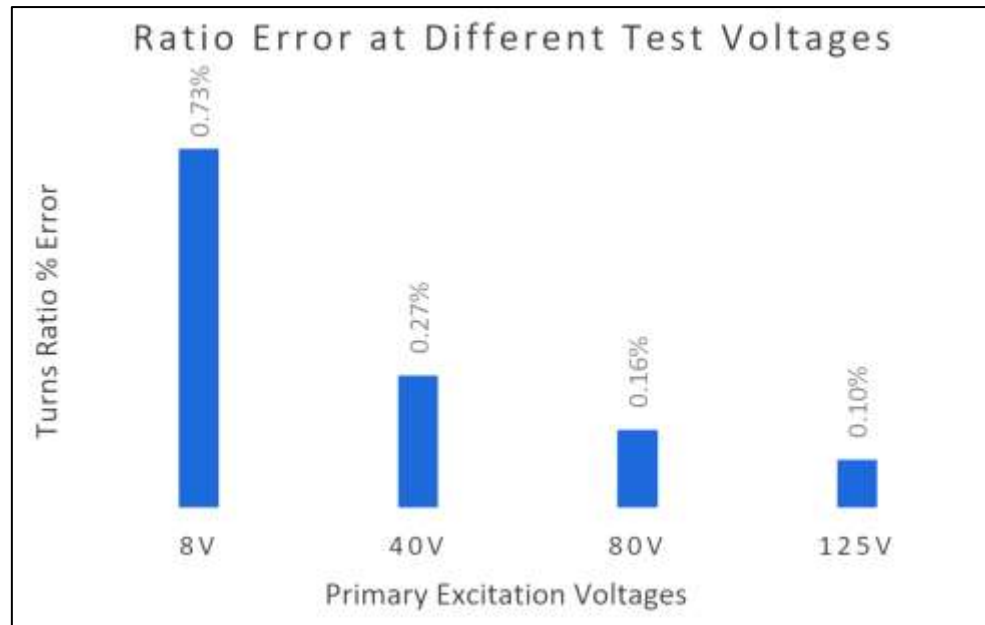


Figura 13: Error porcentual de la relación de vueltas a diferentes voltajes.

Fuente: (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020), Relación de vueltas del transformador.

En la figura 13 mostrada se puede observar el porcentaje de error cuando se inyecta por el lado de alta y como a mayor voltaje el error disminuye.

1.1.6.3. Resistencia óhmica de devanados.

Esta prueba permitirá verificar como se encuentran el estado actual de los devanados de un transformador, esta prueba se realizará con equipos que puedan inyectar corriente continua y se podrá obtener valores de resistencia óhmica de los devanados.

(Cigré Technical Brochure N°445, 2011), indica que los fallos que se pueden detectar con la prueba de resistencia óhmica son:

- Espiras cortocircuitadas.
- Bobinados abiertos o quemados.
- Hilos o conductores rotos.
- Cambiadores de toma con carga.
- Cambiadores de toma desenergizado.

El método que indica el (Cigré Technical Brochure N°445, 2011), consiste en inyectar una corriente constante en el

devanado, según esa norma establece ciertas discrepancias que son tolerables con respecto a resultados obtenidos en fábrica que deben ser hasta el 1% y las diferencias obtenidas entre fases debe considerarse como máximo entre el 2-3%. Este método recomienda realizar la prueba de resistencia óhmica de devanado en todas las posiciones del cambiador de tomas con carga (OLTC) y estar referido a 75°C según lo indica la (IEC 60076-1, 2011).

Para realizar la prueba de resistencia óhmica de devanado el método de cuatro puntas o método kelvin de 4 hilos es el más usado según la norma (IEEE std C57.152, 2013), en la figura 14 se muestra el método Kelvin.

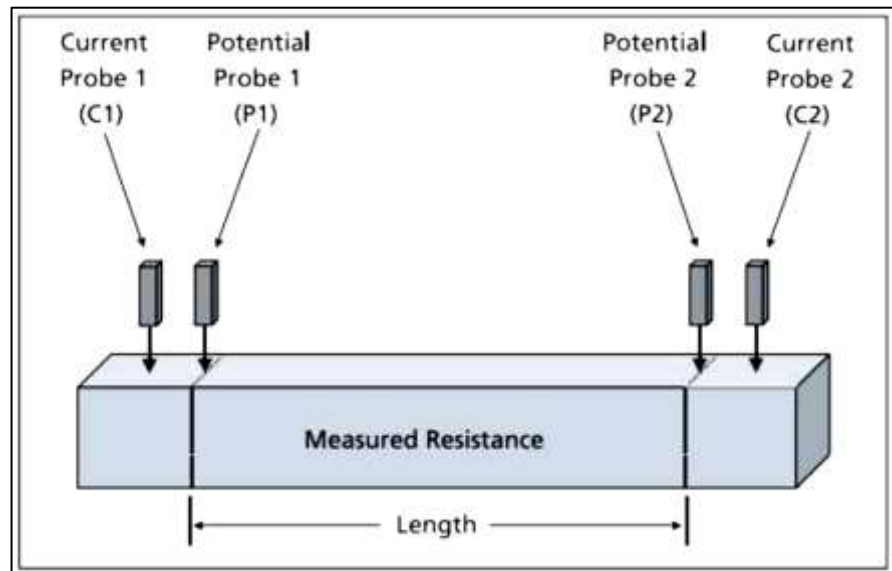


Figura 14: Método simplificado de cuatro hilos.

Fuente: (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020), Medición de la resistencia de devanado.

La prueba eléctrica de resistencia óhmica de devanado, al inducir una corriente continua el núcleo almacenará energía. Se tendrá como procedimiento en aplicar una desmagnetización al núcleo del transformador debido a la energía almacenada en el núcleo. Se recomienda aplicar este procedimiento de desmagnetización debido a que si no se aplicara se obtendrán resultados erróneos en las posteriores pruebas eléctricas.

1.1.6.4. Corriente de excitación.

(IEEE std C57.152, 2013), establece que la prueba de corriente de excitación ayudará a comprobar si existe falla en el núcleo y si las espiras se encuentran cortocircuitadas.

La prueba de corriente de excitación generalmente se realiza desde le devanado de alta tensión del transformador, la tensión inducida podrá tener un valor hasta los 10Kv y el resultado obtenido se podrá comparar con resultados anteriores a la prueba y con el mismo voltaje de prueba inducido.

La (IEEE std C57.152, 2013) establece ciertos patrones con respecto a las fases de los extremos con la fase del medio. Si la corriente de excitación es menor que 50mA entonces el porcentaje entre las fases más altas debería ser inferior del 10% entre los extremos, pero, si la corriente de excitación es mayor que 50mA entonces el porcentaje entre las fases más altas debería ser inferior del 5%. Se tienen en la figura 15 y figura 16 la manera en cómo se mide según el tipo de conexión.

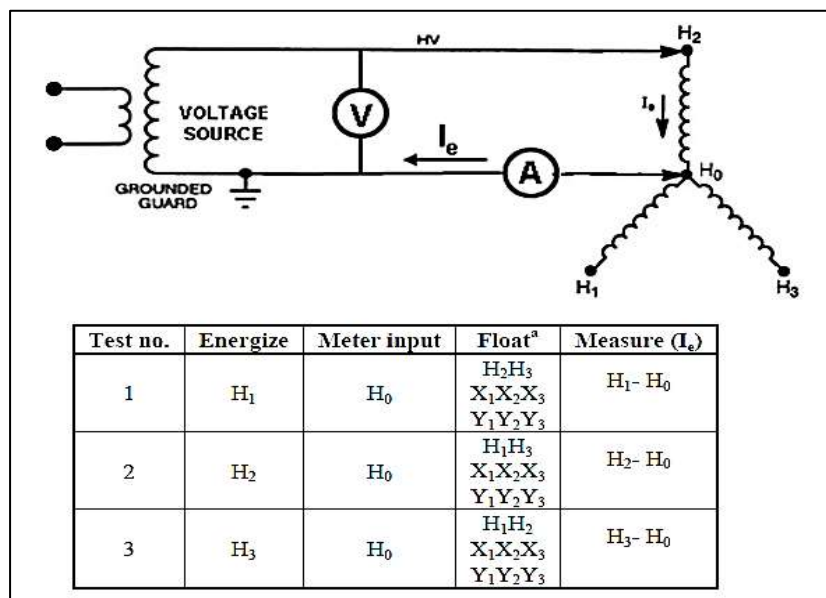


Figura 15: Medición de corriente de excitación conectado en estrella.

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

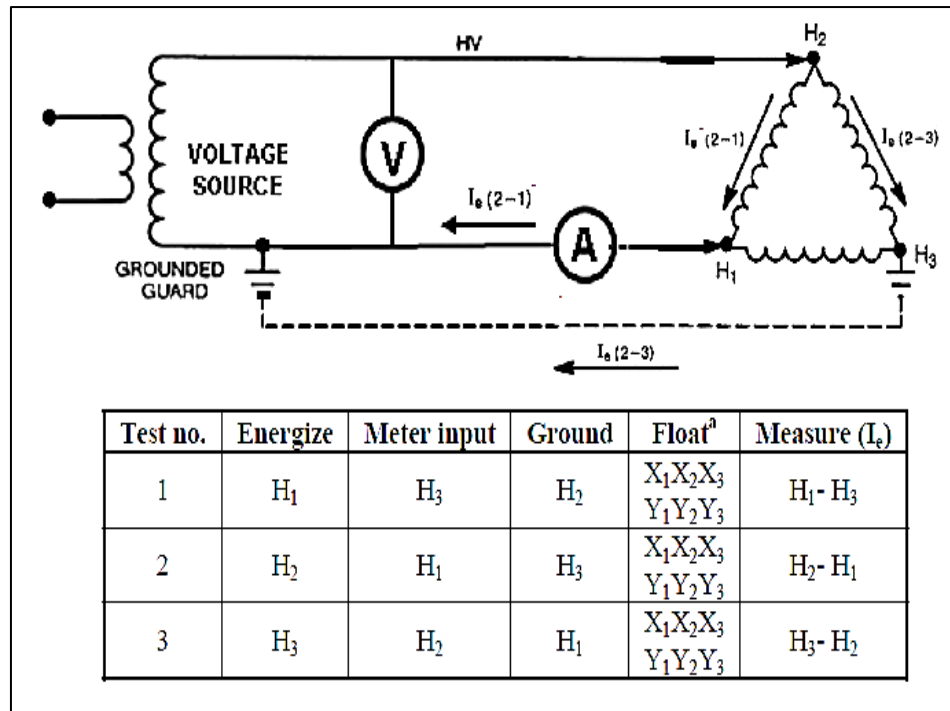


Figura 16: Medición de corriente de excitación conectado en triángulo.

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

En la figura 14 y 15 se muestran las mediciones de corriente de excitación tanto para estrella y delta.

1.1.7. Equipo Trax Megger.

Actualmente existen equipos que se encuentran posicionados en el mercado, que atienden los requerimientos necesarios para los ensayos eléctricos que se realizan para los transformadores de potencia. Algunas de las pruebas eléctricas necesitan de aparatos independientes para su realización.

Hoy en día surgen tecnologías que permite unificar los ensayos, la cual es una gran ventaja en ahorro de tiempo y rentabilidad. El equipo Trax Megger es una opción para realizar pruebas de mediciones eléctricas a transformadores y subestaciones. Para poder realizar distintas pruebas este equipo cuenta con un Software de muy alto nivel, la cual incluye aplicaciones que permitirán realizar las pruebas en menos tiempo.

El equipo Trax Megger cuenta con una pantalla táctil interactiva donde se muestra los tipos de pruebas a realizar para cada uso como:

- Transformador de potencia.
- Transformador de medida.
- Subestación.
- Impedancia de línea.

Las funciones que el equipo Trax Megger puede realizar se mencionan a continuación:

- Medición del devanado y de la resistencia de contacto de hasta 100A de auténtica CC para una mejor precisión.
- Algoritmo adaptativo para la desmagnetización más rápida y optimizada de los transformadores.
- Auténtica medición de resistencia dinámica de cambiadores de derivación de carga.
- Tangente delta/Factor de potencia con corrección individual de la temperatura y pruebas de capacitancia a 12KV/500mA.

El equipo Trax Megger puede generar informes de las pruebas realizadas, estas pruebas se pueden exportar en un formato pdf, cuenta con salidas de USB y con actualizaciones permanente y se puede controlar desde la pantalla de cualquier PC. Uno de sus atractivos es la fácil conexión de los accesorios para las distintas pruebas, permitiendo observar en la pantalla la manera en cómo conectar cada componente del equipo. En la figura 17 se muestra el panel frontal de equipo.



Figura 17: Panel frontal del equipo Trax Megger utilizado en las mediciones.

Fuente: Equipo Trax Megger, elaboración propia.

El equipo Trax Megger cuenta con suministro de 100-240V a frecuencia de 50/60Hz, tiene una pantalla táctil de 10.4" con resolución de 1024x768. Es un equipo que se puede transportar con facilidad debido a que tiene un peso de 32Kg.

1.2. Definición de términos básicos.

1. **Capacitancia.** Se puede expresar como la relación entre la carga eléctrica que se acumula entre los electrodos y la diferencia de potencial que se aplica ente los electrodos.
2. **Corriente de excitación.** Es una prueba eléctrica que se emplea para detectar condiciones de cortocircuitos ente espiras y brinda información sobre el estado del circuito magnético.
3. **Desmagnetización.** La desmagnetización es un proceso que consiste en aplicar corriente continua a los devanados e invertir la polaridad varias veces mientras se reduce la corriente aplicada hasta la desmagnetización del núcleo.
4. **Devanado del transformador.** Conjunto de espiras que forman un circuito eléctrico asociado con una de las tensiones asignado al transformador.
5. **Equipo Trax-Megger.** Es un sistema multifuncional que se utiliza para realizar pruebas a transformadores, además se pueden realizar pruebas en subestaciones, reemplazando equipo de pruebas de manera individual.
6. **Factor de disipación.** Es un indicar que se emplea para determina la calidad de un material dieléctrico.
7. **Factor de potencia.** Es una prueba que se realiza para verificar si existe humedad y contaminación dentro de un transformador y si existe daño mecánico.
8. **Núcleo del transformador.** El núcleo del transformador es una zona en donde recorre el campo magnético entre los devanados primario y secundario del transformador.
9. **Relación de transformación.** Es la relación de vueltas del devanado de más alta tensión y el devanado de baja tensión. cuando un transformador

está en circuito abierto, sus relaciones de vueltas se pueden considerar iguales.

10. Resistencia Óhmica de devanado. Tipo de prueba realizado en campo para verificar la existencia de hilos rotos y conexiones sueltas.

11. Relación de tensión nominal. La relación de tensión nominal de un devanado a la tensión nominal de otro devanado asociado a un voltaje nominal inferior o igual.

12. Transformador de potencia. Es un componente estático con dos o más devanados, cuya función principal es la de transformar la tensión y la corriente por otros valores diferentes, pero con la misma frecuencia para la transmisión de potencia eléctrica.

CAPÍTULO II:

METODOLOGÍA DE DESARROLLO DEL TRABAJO PROFESIONAL

2.1. Delimitación temporal y espacial del trabajo.

2.1.1. Delimitación temporal.

El presente informe de suficiencia profesional se desarrolló desde agosto hasta diciembre del año 2020, experiencia adquirida con la empresa SIENERG SAC.

2.1.2. Delimitación espacial del trabajo.

El trabajo de suficiencia profesional se desarrolló con la empresa SIENERG SAC, el servicio se realizó en las instalaciones de la empresa de generación eléctrica Kallpa Generación sac, donde se realizaron las pruebas eléctricas para verificar el estado del transformador de potencia utilizando el equipo de pruebas multifunción Trax-Megger.

2.2. Determinación y análisis del problema.

Las empresas de generación eléctrica tienen como componente principal al transformador de potencia, para poder asegurar el adecuado funcionamiento de los transformadores de potencia se adoptan políticas para desarrollar un mantenimiento apropiado para poder garantizar la continuidad del suministro eléctrico. El transformador durante su vida útil está sometido a ciertos esfuerzos como: mecánicos, eléctricos y térmicos, estos esfuerzos son perjudiciales y traen como consecuencias deterioros en el aislante papel-aceite u otras partes del transformador.

Por lo tanto, este trabajo tiene como propósito general, analizar las pruebas de mediciones eléctricas realizadas al transformador de potencia de la empresa Kallpa Generación SAC. para determinar si los valores obtenidos están dentro de parámetros según lo indica la normativa (IEEE std C57.152, 2013), para poder garantizar el correcto funcionamiento óptimo del transformador y el suministro de energía, se analizan lo siguiente:

- Analizar los resultados de la prueba eléctrica de medición del factor de potencia, resulta beneficioso para poder determinar si los niveles de contaminación están dentro de los valores aceptables o si existe daños en

los devanados del transformador, los resultados de capacitancia como parte de la prueba de factor de potencia puede ayudar a determinar si hubo movimiento en la bobina del transformador o si existe cortocircuito, como se indica en la Norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.14.

- Analizar los resultados de la prueba de medición eléctrica de Relación de Transformación, esta permitirá evaluar las condiciones actuales en las que se encuentra los devanados y el núcleo del transformador. La prueba se realiza como parte del mantenimiento para determinar la existencia de problemas como, sobrecarga y fallas existentes. La prueba se realiza en todas las posiciones del cambiador de tomas desenergizado (DETC), y se deberán comprobar con las especificaciones de la placa del transformador, según lo indica la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.10.
- Analizar los resultados de la prueba de medición eléctrica de la Resistencia óhmica de Devanado, permitirá determinar si existe evidencia de desplazamiento físico en los devanados, así como también hilos rotos, cortocircuito y defectos en el aislamiento. Las comparaciones se podrán realizar entre fases como lo indica la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.7.
- Analizar los resultados de la prueba de la Corriente de excitación, se podrá comparar los resultados con las fases del mismo transformador como lo indica la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.11.2.5. La gran mayoría de transformadores trifásicos presentan un patrón de las dos lecturas externas parecidas y la lectura de la fase del medio menor a las fases extremas. La prueba de corriente de excitación podrá proporcionar información sobre el estado magnético-térmico, dieléctrico y mecánico del transformador de potencia.

2.2.1. Problema general.

¿De qué manera el análisis de las pruebas de mediciones eléctricas con el equipo Trax-Megger permitirá verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210 MVA de la Empresa Kallpa Generación SAC – Chilca?

2.2.2. Problemas específicos.

¿Cómo el análisis de los resultados de la prueba de medición eléctrica de la Resistencia óhmica de Devanado con el equipo Trax-Megger permitirá verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA?

1. ¿Cómo el análisis de los resultados de la prueba de la Corriente de excitación con el equipo Trax-Megger permitirá verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA?
2. ¿Cómo el análisis de los resultados de la prueba de medición eléctrica de la Relación de Transformación con el equipo Trax-Megger permitirá verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA?
3. ¿Cómo el análisis de los resultados de la prueba de medición eléctrica del Factor de potencia con el equipo Trax-Megger permitirá verificar el funcionamiento óptimo del transformador de potencia de 210MVA de la empresa Kallpa Generación SAC – CHILCA?

2.3. Modelo de solución.

2.3.1. Prueba de medición eléctrica del factor de potencia.

La prueba de factor de potencia nos permitirá obtener el diagnóstico para detectar problemas existentes en el asilamiento eléctrico del transformador de potencia y su calidad del mismo aislamiento.

El factor de potencia se considera para fines práctico igual al factor de disipación, el factor de disipación también está asociada a la medición de capacitancia. Todos estos parámetros guardan relación directa con la prueba de tangente-delta. El equipo multifunción Trax Megger permitirá calcular la capacitancia y también el factor de potencia.

2.3.1.1. Instrucciones para realizar la prueba:

- El equipo de medición previamente fue inspeccionado y se verificó el asilamiento correcto.
- El transformador de potencia se desenergizó, y se procedió con la desconexión del pararrayo a los bornes de alta.
- Se ingresó los parámetros requeridos para la prueba tomando en consideración los datos de placa del transformador.
- Se configuró el equipo de medición para los modos de prueba de los devanados.
- Se inyectó una tensión recomendada, el mismo que no debe superar al devanado correspondiente para la prueba.
- Se tomo en cuenta que los cables utilizados para la prueba estén colocados según corresponda su diagrama de conexión.

2.3.1.2. Representación del transformador y sus capacitancias.

Se realizó el reconocimiento de la relación entre los devanados de alta y de baja, así como también su medio aislante. Se consideró al aislante como un condensador.

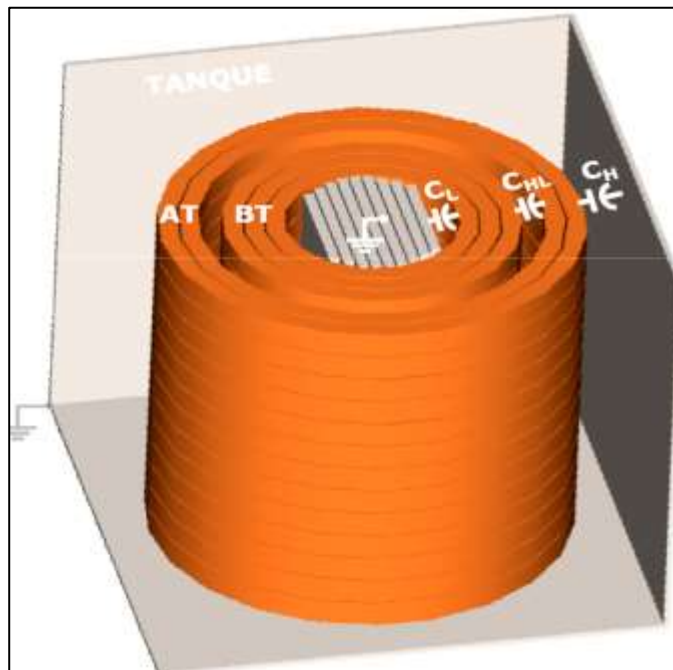


Figura 18: Representación de capacitancias entre devanados del transformador.

Fuente: (Doble Engineering Company), fundamento de ensayo de factor de potencia.

Las capacitancias que se observan en la figura 18, se tomó como referencia para representar las capacitancias que se encuentran entre los devanados del transformador bajo prueba, estas capacitancias serán:

- CL, es el medio aislante entre el devanado de baja tensión y tierra.
- CHL, es el medio aislante entre el devanado de alta y el devanado de baja tensión.
- CH, es el medio aislante entre el devanado de alta y de tierra.

2.3.1.3. Modo de prueba para dos devanados del transformador.

Para realizar la prueba se tomaron en consideración los dos modos de prueba como se muestra en la figura 19, el modo UST representa la prueba de un transformador no puesto a tierra y medirá la corriente que no circulo por tierra y el modo GST representa la prueba de un transformador puesto a tierra y medirá la corriente que circula por la tierra ya sea de fuga o al conductor de bajo voltaje.

- Modo de prueba UST (Ungrounded Specimen Test).
- Modo de prueba GST (Grounded Specimen Test).

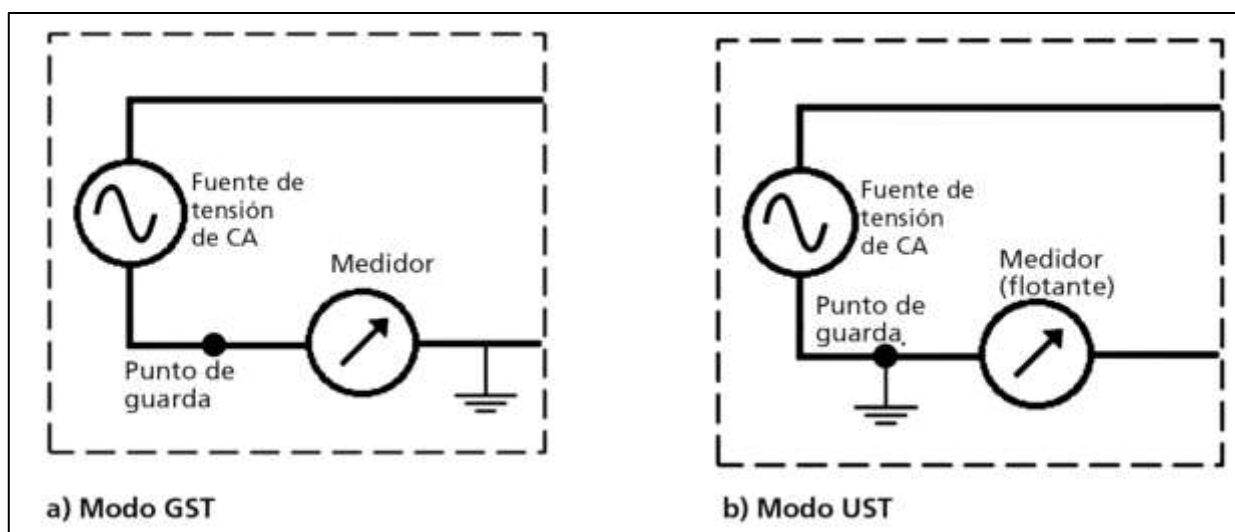


Figura 19: Instrumento para la prueba de factor de potencia.

Fuente: (Megger), Facto de potencia / factor de disipación y capacitancia.

De acuerdo a la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.14, se consideró los procedimientos que se tomaron para realizar la prueba al transformador de potencia de dos devanados como se puede observar en la tabla 6.

Tabla 6: Transformador de dos devanados.

Test	Energize	Ground	Guard	UST	Measured
1	HV	LV	-	-	CH + CHL
2	HV	-	LV	-	CH
3	HV	-	-	LV	CHL
4	LV	HV	-	-	CL + CHL
5	LV	-	HV	-	CL
6	LV	-	-	HV	CHL

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

Para comprobar los resultados de capacitancia se consideró la suma aritmética entre las capacitancias de baja y las capacitancias de alta con baja, que por lo general debería ser igual o aproximado, si existiera una diferencia notoria sería indicios de problemas en el devanado.

Se ejecutó la prueba de factor de potencia según el diagrama que muestra el equipo trax Megger al momento de introducir los parámetros del transformador de potencia, como se muestra en la figura 20, la configuración será según los datos del transformador de potencia. Cabe recordar que la prueba de factor de potencia se realizó con corriente alterna y a frecuencia de 60Hz.

Para la prueba de factor de potencia fue necesario conocer las condiciones ambientales durante la ejecución de la prueba, como la temperatura del ambiente la cual fue de 27°C. es importante realizar las pruebas de factor de potencia en condiciones similares a anteriores pruebas.

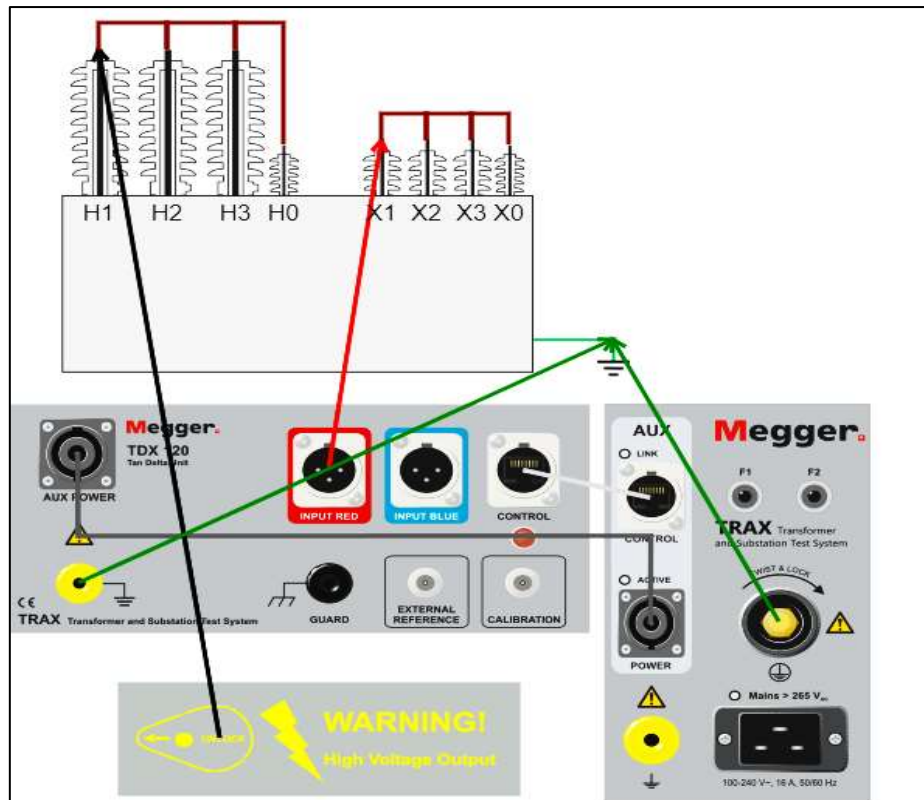


Figura 20: Conexión de la prueba de factor de potencia.

Fuente: Equipo Trax Megger, elaboración Propia.

2.3.1.4. Corrección por temperatura.

La prueba es sensible ante cambios de temperatura, debido a esto la prueba de factor de potencia se referenció a una temperatura de 20°, valor que es proporcionado por el equipo multifunción Trax-Megger, en la Tabla 7 se muestran factores de corrección descritas por la norma (IEEE Std C57.12.90, 1999) estos valores mostrados no siempre corresponden a los equipos de prueba. El factor de corrección también es proporcionado por fabricantes de transformadores y por fabricantes de equipos de prueba.

Al momento de realizar la prueba, el equipo Trax Megger no necesita que se le proporcione un valor de factor de corrección debido a que su sistema ya lo tiene incorporado por lo cual no fue necesario editarlo.

Tabla 7: Factores de corrección por temperatura.

Temperatura de prueba T (°C)	Factor de corrección K
10	0.80
15	0.90
20	1.00
25	1.12
30	1.25
35	1.40
40	1.55
45	1.75
50	1.95
55	2.18
60	2.42
65	2.70
70	3.00

Fuente: (IEEE Std C57.12.90, 1999), Código de prueba estándar IEEE para transformadores de distribución, potencia y regulación sumergidos en líquidos.

2.3.1.5. Factor de potencia y la capacitancia.

Para esta medición de factor de potencia y capacitancia se consideró que no existen aislantes ideales y al ser sometidos a una tensión alterna producirá en ella una corriente de fuga, esta corriente de fuga tendrá como componentes la corriente capacitiva y la corriente resistiva, en la figura 21 se muestra dicha relación.

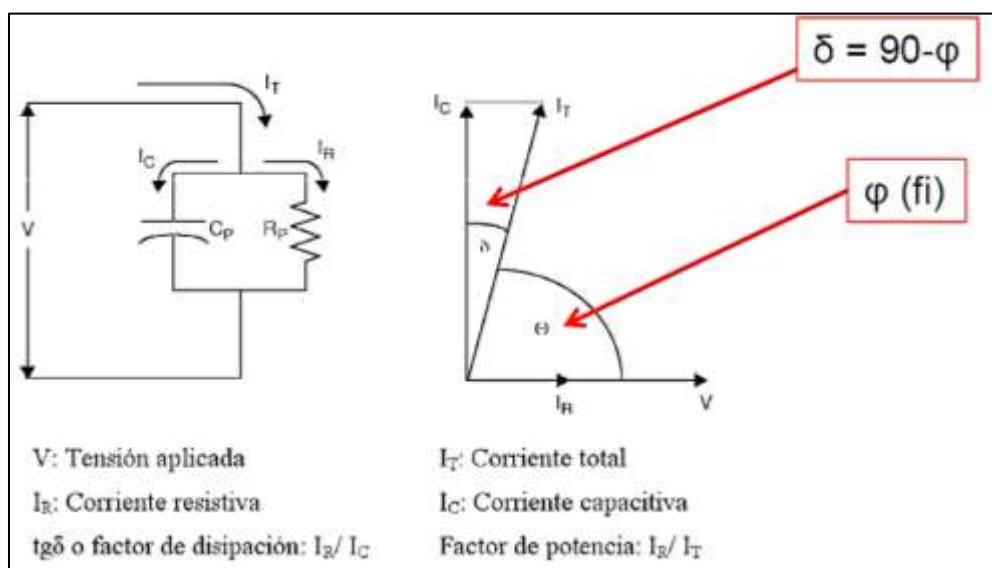


Figura 21: Relación entre la corriente capacitiva y la corriente resistiva.

Fuente: (Megger, 2012), pruebas eléctricas.

De la figura 21 se muestra la siguiente fórmula:

$$PF = \cos(\theta) \wedge DF = \tan(\delta)$$

Donde:

PF = Factor de potencia.

DF = Factor de disipación.

Debido que la corriente resistiva es aproximadamente cero se considera el factor de potencia igual al factor de disipación. El factor de potencia se multiplicará por 100 debido a los bajos valores del factor de potencia, y será representado de la siguiente manera tal como lo indica la (Comisión Federal de Electricidad, 2007).

$$\%Factor\ de\ potencia = \frac{P(w) \times 10}{I_T(mA)} \%$$

Donde:

P = Potencia de pérdida(w).

I_T = Corriente equivalente(mA).

La capacitancia será otro valor que se obtendrá de la prueba y se podrá representar de la siguiente manera como lo indica la (Comisión Federal de Electricidad, 2007).

$$C = \frac{I_T}{W \times V}$$

Donde:

I_T = Corriente equivalente.

W = frecuencia angular ($2\pi f$).

V = Tensión inducida.

2.3.1.6. Valores aceptables para el factor de potencia.

Se tomaron en consideración la normativa (IEEE std C57.152, 2013), la cual recomienda según un historial basado en diversas pruebas a transformadores de potencia como se puede observar en la Tabla 8, que los transformadores nuevos inmersos en aceite mineral menor de 230KV, deben de tener un factor de potencia

por debajo del 0.5% y los transformadores de potencia en servicio inmersos en aceite mineral menores de 230KV debe tener un factor de potencia por debajo del 1%. Si existiera valores de factor de potencia comprendidas entre 0.5 y 1% deberían de ser analizados con otros métodos de pruebas.

Tabla 8: Límites de factor de potencia para transformadores sumergidos en aceite.

Aislamiento	Tensión KV	Límite de PF para Transformador nuevo	Límite de PF para transformadores en servicio
Aceite mineral	< 230 KV	0.5%	1,0%
Aceite mineral	≥ 230 KV	0.5%	1.0%
Aceite vegetal	Todos	1.0%	1.0%

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

2.3.2. Prueba de corriente de excitación.

2.3.2.1. Fallas detectadas por el equipo.

La prueba de corriente de excitación nos permitirá determinar problemas que puedan existir en el núcleo y los devanados del transformador. En el núcleo se podrán detectar los siguientes problemas:

- Daños en las láminas del núcleo.
- Problemas de separaciones en las uniones o juntas.
- Corrientes indeseadas que circulan atreves del núcleo.

En el devanado se podrán encontrar los siguientes problemas:

- Cortocircuito entre espiras.
- Circuito abierto.
- Conexiones mal realizadas.

Los problemas que pueda haber en los devanados del transformador se verán reflejada en el aumento de la corriente de excitación como se puede observar en la figura 22.

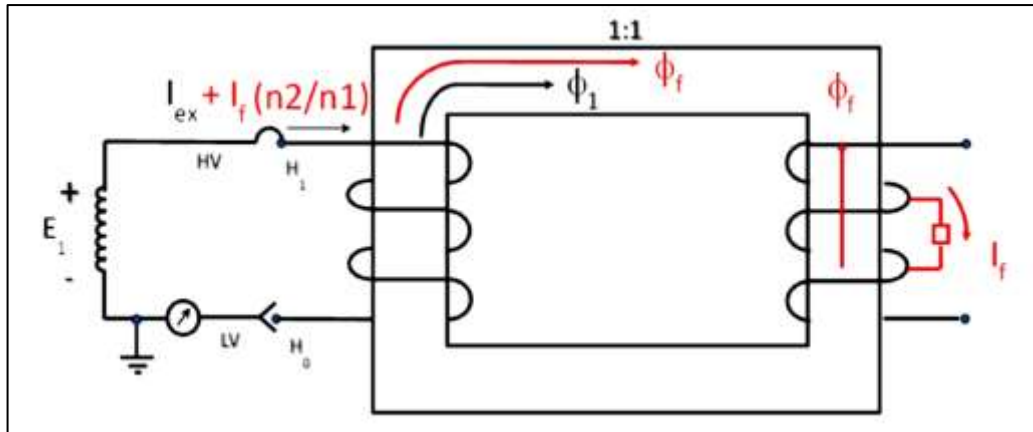


Figura 22: Fallo entre espiras del transformador.

Fuente: (Megger), Factor de potencia / Factor de disipación y capacitancia

Como se puede observar, cuando se induce una tensión en la prueba de corriente de excitación, por lo general en el lado de alta, al existir un problema en el otro devanado en condición abierta o sin carga, se producirá un lazo de fallo la cual será capaz de crear un flujo de corriente en dirección opuesta. Al existir una corriente de falla demasiado grande el equipo se verá obligado a parar la prueba automáticamente.

2.3.2.2. Medición de la prueba.

Para realizar la prueba de corriente excitación se tomó en consideración que la tensión de prueba se ejecutó con 10KV a frecuencia nominal de 60Hz. La prueba de corriente de excitación podrá determinar parámetros esenciales como es la corriente total y la pérdida(W). La prueba se realizará solo al devanado de alta tensión. En caso de que existiera problemas en la medición de la prueba se podría realizar en el lado de baja.

La prueba de corriente de ecitación se debe de realizar bajo el modo UST, la cual no podrá realizar mediciones de la corriente de tierra. Esta prueba se realiza en todas las posiciones del DETC (Cambiador de tomas desenergizado).

Existe determinados procedimientos para la medición de acuerdo con la norma (IEEE std C57.152, 2013), la cual recomienda para un transformador de potencia trifásico con el tipo

de conexión estrella-delta, en donde el lado de alta pertenece a la conexión en estrella y el devanado de baja a la conexión delta.

El tipo de conexión para un un transformador trifásico de puede observar en la figura figura 23.

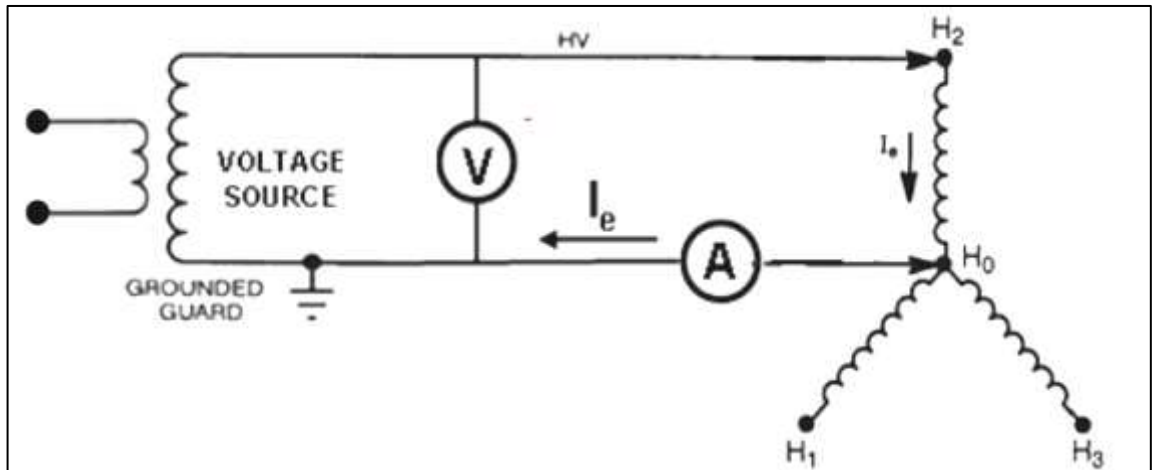


Figura 23: Medición de la corriente de excitación conectado en estrella.

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

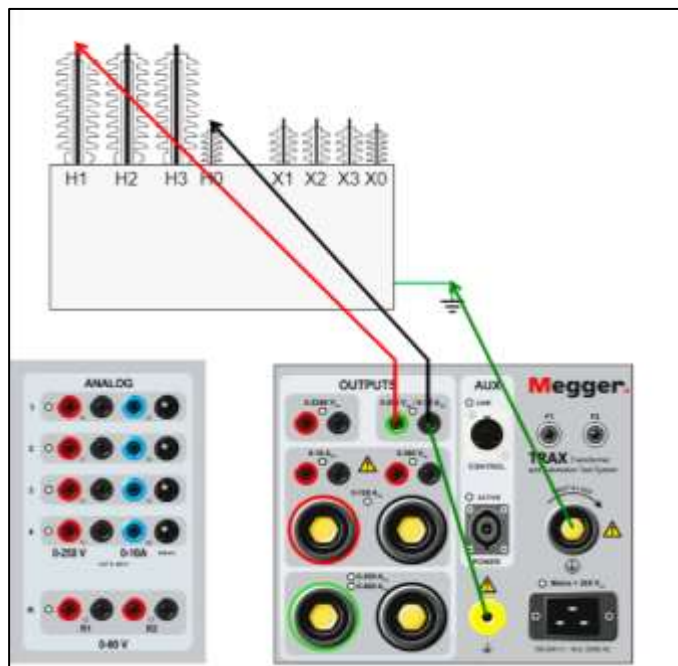


Figura 24: Conexión de la prueba de corriente de excitación.

Fuente: Equipo Trax-Megger, elaboración propia.

Para realizar las conexiones para la medición de corriente de excitación se realizó según el diagrama mostrado en la Figura 24, figura que el equipo trax megger proporcionó al momento de

introducir los valores correspondientes para dicha prueba. También la normativa indica como es el procedimiento para un transformador en estrella en el lado de alta según la tabla 9.

Tabla 9: Procedimiento de prueba para un transformador en estrella.

Prueba	Energizar	Entrada del medidor	flotantes	Medida (Ie)
1	H1	H _o	H2,H3 X1,X2,X3	H1-H _o
2	H2	H _o	H1,H3 X1,X2,X3	H2-H _o
3	H3	H _o	H1,H2 X1,X2,X3	H3-H _o

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

2.3.2.3. Patrón de fase.

Para la realización de la prueba de corriente de excitación se tomó en consideración según la norma (IEEE std C57.152, 2013), que para poder realizar una comparación de los resultados entre las fases del transformador de potencia se debe tener en cuenta que existen tres patrones que nos permitirán analizar los resultados de la prueba de corriente de excitación.

- Patrón H-L-H: Alto-Bajo-Alto.
- Patrón L-H-L: Bajo-Alto-Bajo.
- Patrones similares.

Considerando que el transformador es trifásico, los resultados obtenidos deberán tener un patrón característico de los dos extremos del devanado parecido y un valor inferior en el devanado central. Para poder comparar los resultados, se toman en cuenta los dos valores más altos como se menciona en (Megger, 2012):

- Cuando se obtengan valor de corriente de excitación (I_{xe}) $>50\text{mA}$, la diferencia entre los dos valores más altos debería de ser menores del 10%.
- Cuando se obtengan valor de corriente de excitación (I_{xe}) $<50\text{mA}$, la diferencia entre los dos valores más altos debería de ser menores del 5%.

2.3.3. Prueba de medición eléctrica de relación de transformación.

Para la prueba de relación de transformación se toma en consideración que la prueba realizada por el equipo de medición se denomina con la abreviación TTR (Relación de espiras del transformador), que es el resultado obtenido por el equipo. Los resultados que mostrará el equipo se deben de comparar con los resultados obtenido de la placa del transformador en cada posición del cambiador de tomas DETC.

2.3.3.1. Fundamento teórico.

EL transformador de potencia es un equipo eléctrico capaz de convertir niveles de tensión otro nivel superior e inferior con el propósito de transferir energía, el principio básico para realizar esta conversión se debe a la relación que existe entre los devanados del transformador. La relación de espiras del transformador (TTR), será medido por el equipo de pruebas y se representará de la siguiente manera según (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020):

$$TTR = \frac{N_p}{N_s}$$

Donde:

N_p = Número de espiras o vueltas del devanado primario.

N_s = Número de espiras o vueltas del devanado secundario.

La prueba que realiza el equipo para determinar la relación de espiras del transformador (TTR), utilizará los valores de la placa del transformador según (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020)

$$TNR = \frac{V_{LLP}}{V_{LLS}}$$

Donde:

TNR = Relación de la placa de identificación del transformador.

V_{LLP} = Voltaje línea a línea del bobinado primario.

V_{LLS} = Voltaje línea a línea del bobinado secundario.

El equipo de pruebas podrá realizar las mediciones inyectando voltaje en el lado de alta tensión y podrá detectar el voltaje inducido en el devanado de baja, este cálculo estará dada por la ecuación:

$$TVR = \frac{V_P}{V_S}$$

Donde:

TVR = Relación de voltaje del transformador.

V_P = Voltaje inducido en el lado de alta tensión.

V_S = Voltaje medido en el lado de baja tensión.

Este resultado se verá afectado según la configuración vectorial del transformador. La prueba de relación de transformación será medida en condiciones sin carga por lo que el TVR será aproximadamente igual al TTR, según (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020):

$$TTR = \frac{N_P}{N_S} = \frac{V_P}{V_S}$$

2.3.3.2. Configuración del transformador.

Para la prueba de relación de transformación se verificó que el tipo de configuración vectorial del transformador de potencia es del tipo estrella-delta por lo cual se le aplicó un factor de corrección como lo indica la tabla 10, para poder determinar la relación de voltaje del transformador, por lo tanto, para dicha conversión se puede obtener mediante la fórmula según lo indica (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020).

$$TVR = K * TNR$$

Donde:

TVR = Relación de voltaje del transformador.

K = Factor de corrección.

TNR = Relación de la placa de identificación del transformador.

Tabla 10: Factores de corrección para las configuraciones vectoriales.

Configuración del transformador / Grupo vectorial	TVR Factor de recálculo (K), TVR = K * TNR
Dd	1
Dy	$\sqrt{3}$
Dyn	$\sqrt{3}$
Dz	1.5
Dzn	1.5
Yd	$\sqrt{3}/2$
YNd	$1/\sqrt{3}$
Yy	1
YNy	1
Yyn	1
YNyn	1

Fuente: (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020), Prueba de relación de vueltas del transformador

Para el conexaso de la prueba de relación de transformación se introdujeron los datos de placa del transformador de potencia y el tipo vectorial, por lo que el equipo automáticamente indica como es la forma correcta de conectar los conductores de prueba y en que posición deben de colorcarse para realizar la prueba, dicho conexaso se puede observar en la figura 25.

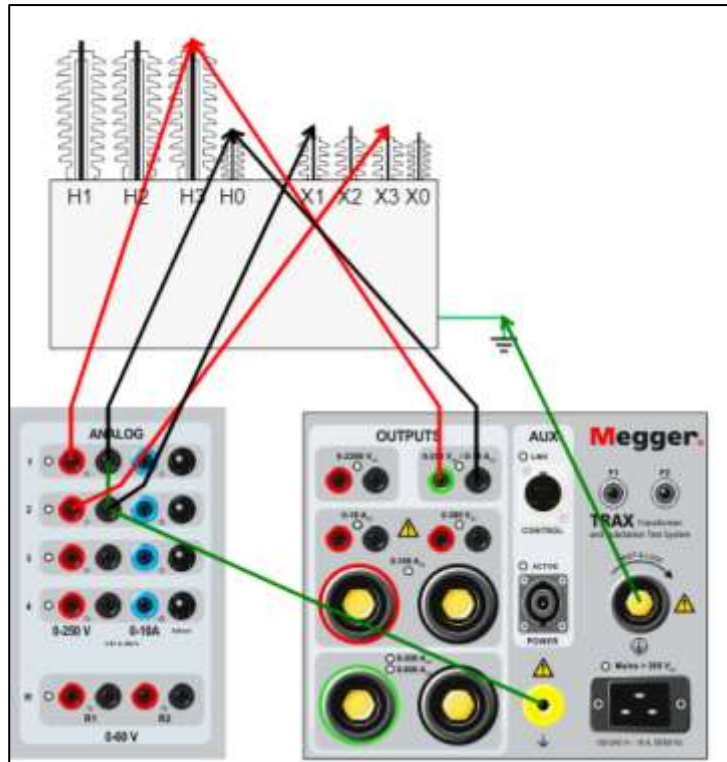


Figura 25: Conexión para la prueba de relación de transformación.

Fuente: Equipo Trax-Megger, Elaboración Propia

2.3.3.3. Valores aceptables de la prueba de TTR.

Para tomar en consideración los valores aceptables el equipo de pruebas debe registrar la relación de voltajes del transformador TVR cuando se inyecte tensión en el devanado de alta y se mida por el devanado de baja. Cuando se obtenga el valor mostrado por el equipo, se podrá calcular la relación de voltajes del transformador (TVR) y se podrá comparar con la relación de la placa de identificación del transformador (TNR) medido de manera manual, tanto el valor medido por el equipo como el valor calculado obtenido de la placa del transformador tienen que estar dentro de un rango de tolerancia del $\pm 0.5\%$ como indica la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.10.

2.3.4. Prueba de medición eléctrica de resistencia óhmica de devanado.

La prueba de resistencia óhmica de devanado, se le realizó al transformador de potencia teniendo los cuidados necesarios debido a que es una prueba que inyecta tensión continua, la gran ventaja que tiene esta

prueba es la de detectar problemas en el camino de la corriente en el devanado. Este tipo de prueba podrá detectar problemas en los devanados del transformador las cuales pueden ser:

- Alta resistencia en los contactos.
- Cortocircuito en el devanado del transformador.
- Conexiones deficientes.
- Problemas en los cambiadores de toma DETC.
- Hilos rotos.

2.3.4.1. Método utilizado.

Antes de realizar la prueba se esperó un tiempo de tres horas después de haber puesto fuera de servicio al transformador de potencia, según lo indica la norma (IEC 60076-1, 2011) y se aseguró que la temperatura del devanado sea aproximada a la temperatura del aceite, esto se hace para evitar errores de temperatura al momento de realizar la prueba.

Uno de los métodos más comunes que ofrece la gran mayoría de equipos es el método kelvin también llamado método voltímetro-amperímetro como indica la figura 26.

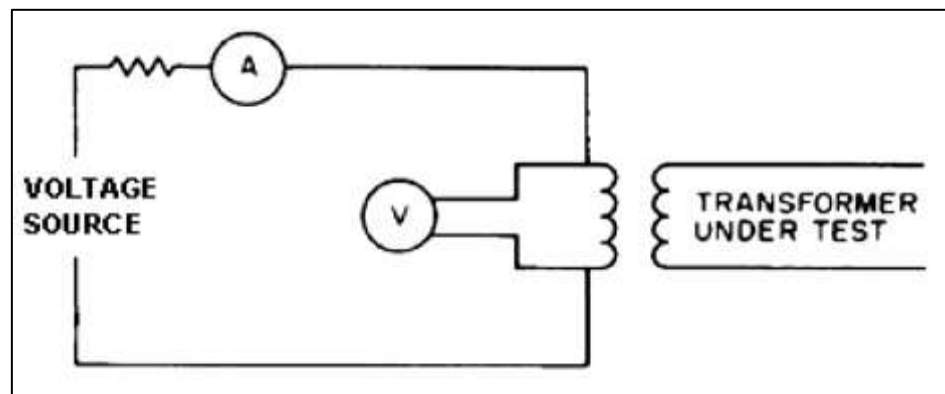


Figura 26: Método para tomar lecturas simultáneas de corriente y voltaje.

Fuente: (IEEE std C57.152, 2013), Guía para pruebas de diagnóstico de campo de transformadores de potencia, reguladores y reactores llenos de aceite.

Para la realización de la prueba de resistencia óhmica de devanados se realizó el conexionado como se observa en la figura 27, figura que es proporcionado por el equipo de medición

trax Megger al momento de introducir los datos correspondientes para la prueba.

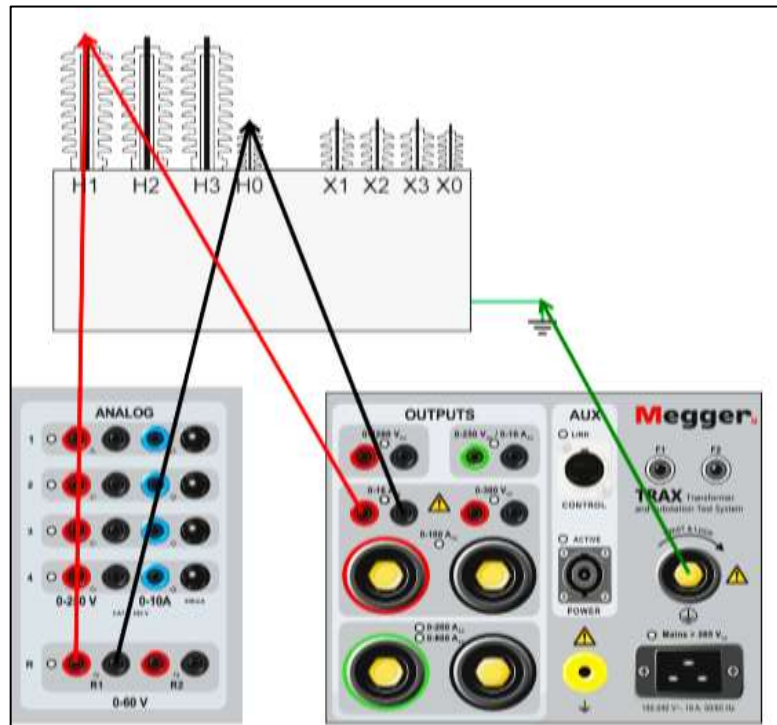


Figura 27: Conexión para la prueba de resistencia óhmica.

Fuente: Equipo Trax-Megger, elaboración propia.

La prueba se realiza con corriente continua, el equipo es capaz de tomar las lecturas de corriente y voltaje, el método Kelvin permite mostrar el resultado de la resistencia óhmica de los devanados.

Según la norma (IEEE std C57.152, 2013), se tomó en consideración que la corriente de prueba del equipo debe estar entre el 1 al 15% de la corriente nominal del transformador, esto es para no generar un aumento de temperatura al momento de realizar la prueba y de esa manera no se pueda ver afectada la resistencia de los devanados.

2.3.4.2. Corrección por temperatura.

Para realizar las comparaciones de las resistencias óhmicas el factor importante que se consideró es la temperatura. El equipo

nos mostrará la resistencia medida a una temperatura tomada del indicador de temperatura.

Para referenciar las resistencias medidas por el equipo trax Megger se tomó en consideración que dicho resultado debe de referenciarse a una resistencia requerida, la fórmula mostrada se tomó como referencia de la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.7.

$$R_s = R_m \frac{(T_s + T_k)}{(T_m + T_k)}$$

Donde:

R_s = Resistencia a la temperatura requerida.

R_m = Resistencia medida por el equipo.

T_s = Temperatura de referencia deseada (°C), 75° para 55° y 85° para 65° de elección.

T_m = Temperatura real medida (°C).

T_k = 234.5°C para cobre y 224°C para aluminio.

2.3.4.3. Recomendaciones para los resultados.

Para la prueba de resistencia óhmica de los devanados se debe tener en cuenta, se debe aplicar la prueba de resistencia óhmica de devanados en todas las posiciones del cambiador de tomas desenergizado (DETC) ubicado en el devanado de alta tensión.

Se debe considerar desmagnetizar después de realizar la prueba debido a la corriente continua inyectada por el equipo de medición para que no exista subidas de corriente cuando se vuelva a poner en servicio el transformador.

La norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.7, recomienda que la diferencia de los valores obtenidos sea menor al 5%.

2.4. Resultados.

Para analizar las pruebas del transformador de potencia se registraron una serie de características propias del transformador, dichos datos son importantes para poder ejecutar las pruebas eléctricas, dichos datos se muestran en la tabla 11 que son datos de placa del transformador bajo prueba.

Tabla 11: Datos de placa del Transformador de potencia.

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
Ubicación	Central Térmica Kallpa
Descripción	Transformador Principal TG3
Marca	Fortune Electric Co.
Número de serie	08053
Tensión	220/16.5 KV
Potencia	138/184/210 MVA
Grupo de conexión	YNd1
Peso del aceite	42710 kg
Peso total	188210 kg
Refrigeración	ONAN/ONAF/ONAF
Año de fabricación	2009
Cambiador de tomas	DECT (Lado primario)

Fuente: Placa del transformador de potencia de la C.T. Kallpa, elaboración propia

2.4.1. Resultado de la prueba del factor de potencia.

Para la ejecución de la prueba de factor de potencia se tomaron en consideración que la tensión suministrada por el equipo multifunción Trax Megger, tensión que no debe ser superior a la tensión de línea a línea del devanado bajo prueba. En la tabla 12 se muestra la tensión de prueba que fue aplicada, así como también otros factores involucrados para la ejecución.

Tabla 12: Condiciones ambientales antes de la prueba de factor de potencia.

Condiciones ambientales				
Tensión de prueba	Frecuencia (Hz)	T. Amb	T aceite	Factor de corrección
10KV	60 Hz	27° C	26°C	0.965

Fuente: Reporte de prueba del equipo Trax Megger, elaboración propia, ver ANEXO.

En la tabla 13, se muestra los resultados de factor de potencia cuando se inyecta tensión en corriente alterna de 10KV por el lado primario en estrella y se recoge por el lado de baja en delta.

Tabla 13: Resultados de la prueba de factor de potencia en el lado de alta.

Medición	Modo de Prueba	F (Hz)	Tensión de prueba	I equiv. (mA)	C (nF)	P equiv. (27°C)	%DF (27°)	%DF (20°)
CH + CHL	GST	60 Hz	10 Kv	49.82 mA	13.21 nF	1.107 W	0.222 %	0.214 %
CH	GSTg	60 Hz	10 Kv	17.63 mA	4.676 nF	428.1 mW	0.243 %	0.234 %
CHL	UST	60 Hz	10 Kv	32.23 mA	8.550 nF	681.5 mW	0.211 %	0.204 %

Fuente: Reporte de prueba del equipo Trax Megger, elaboración propia, ver ANEXO.

Los resultados obtenidos nos muestran valores de factor de potencia por debajo del 1% para las mediciones realizadas en los devanados de alta tensión, los valores están dentro de lo recomendado para el caso del transformador de potencia con aislante mineral, como lo indica la norma (IEEE std C57.152, 2013).

Para la prueba de factor de potencia se podrá calcular mediante la siguiente ecuación según la (Comisión Federal de Electricidad, 2007), donde se debe indicar cuál es la potencia de pérdida mostrada por el equipo de pruebas, la tensión inducida y la corriente equivalente, como prueba se tomó la medición de CH.

$$\%Factor\ de\ potencia = \frac{P(w) \times 10}{I_T(mA)} \%$$

$$\%Factor\ de\ potencia = \frac{0.428 \times 10}{17.63} \%$$

$$\%Factor\ de\ potencia = 0.243\%$$

Donde:

P = Potencia de pérdida(w).

I_T = Corriente equivalente(mA).

En la tabla 14 los resultados obtenidos de factor de potencia obtenidos al inyectar tensión de prueba por el lado secundario nos arrojan valores por debajo del 1%, lo cual nos indica que el aislamiento se encuentra en buen estado.

Tabla 14: Resultados de la prueba de factor de potencia en el lado de baja.

Medición	Modo de Prueba	F (Hz)	Tensión de prueba	I equiv. (mA)	C (nF)	P equiv. (27°C)	%DF (27°)	%DF (20°)
CL + CLH	GST	60 Hz	10 Kv	105.1 mA	27.89 nF	2.227 W	0.212 %	0.204 %
CL	GSTg	60 Hz	10 Kv	72.98 mA	19.36 nF	1.548 W	0.212 %	0.205%
CLH	UST	60 Hz	10 Kv	32.22 mA	8.547 nF	682.3 mW	0.212 %	0.204 %

Fuente: Reporte de prueba del equipo Trax Megger, elaboración propia, ver ANEXO.

Las capacitancias obtenidas en el lado de alta y de baja según las tablas 14 y 15, muestran que no existe un cambio físico en los devanados, se puede observar que en el caso de la capacitancia entre el primario y el secundario (CHL y CLH), las capacitancias obtenidas son similares y no presentan una diferencia amplia o picos elevados.

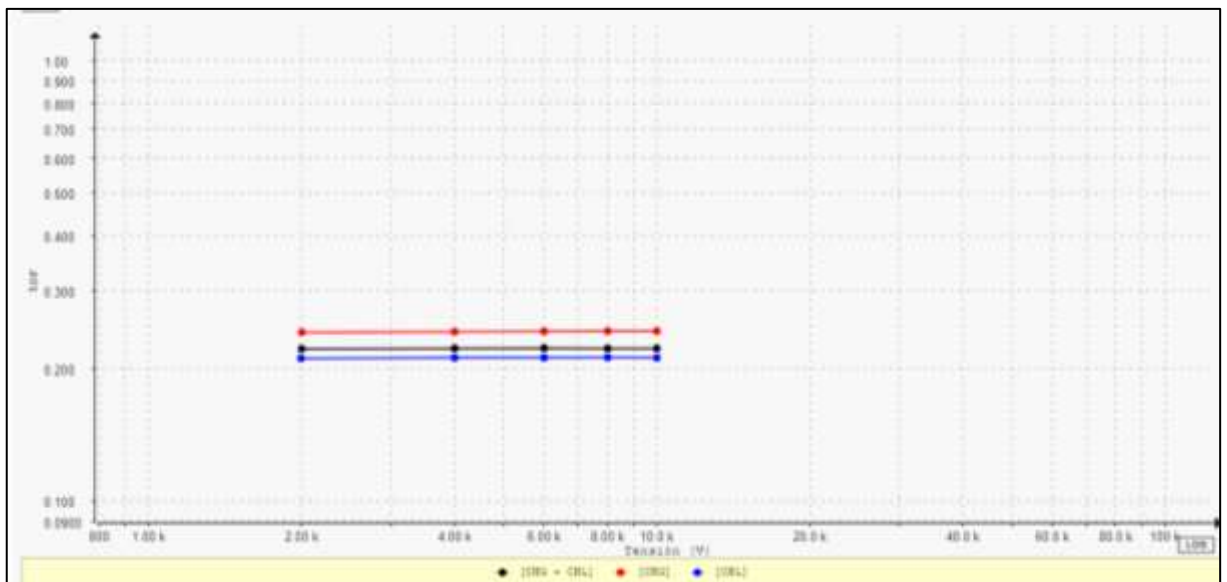


Figura 28: Comportamiento de la tensión inducida en la prueba de factor de potencia.

Fuente: Reporte de prueba del equipo Trax Megger, ver ANEXO.

La figura 28 muestra como es el comportamiento de la tensión inducida del equipo de prueba, dando la posibilidad de observar que el medio aislante no presenta elevaciones o picos de factor de potencia. Se puede decir que no existe problemas asociados al medio aislante del transformador de potencia.

La prueba realizada con el equipo trax-megger, fue realizado a una temperatura de 27°C y se pudo corregir a una temperatura de referencia de 20°, obteniendo como resultado valores de factor de potencia inferiores al 1% para transformadores en servicio como indica la norma (IEEE std C57.152, 2013), en referencia a la cláusula 7.2.14.

2.4.2. Resultado de la prueba de corriente de excitación.

En la tabla 15 se observar los resultados obtenidos de la prueba de corriente de excitación, una manera correcta de poder interpretar los resultados consiste en la comparación entre fases de la corriente de excitación. Los resultados de la prueba se pueden ver como las potencias equivalentes en los extremos de las fases H1 y H3 son más elevadas con respecto a la fase central.

Tabla 15: Resultados de la prueba de corriente de excitación.

TAP	H1 - H0		H2 - H0		H3 - H0	
	P equiv. (20°C)	I equiv.	P equiv. (20°C)	I equiv.	P equiv. (20°C)	I equiv.
1	377.6 W	42.91 mA	270.9 W	29.53 mA	369.3 W	41.95 mA
2	394.3 W	45.13 mA	283.0 W	31.12 mA	385.5 W	44.10 mA
3	412.0 W	47.47 mA	295.9 W	32.80 mA	403.1 W	46.42 mA
4	431.3 W	49.99 mA	309.9 W	34.61 mA	421.9 W	48.89 mA
5	451.9 W	52.70 mA	324.8 W	36.53 mA	442.3 W	51.52 mA

Fuente: Reporte de prueba del equipo Trax Megger, elaboración propia, ver Anexo.

En la figura 29 se muestra el patrón de prueba como resultado de la prueba de corriente de excitación realizado en todas las posiciones del cambiador de tomas desenergizado (DETC),

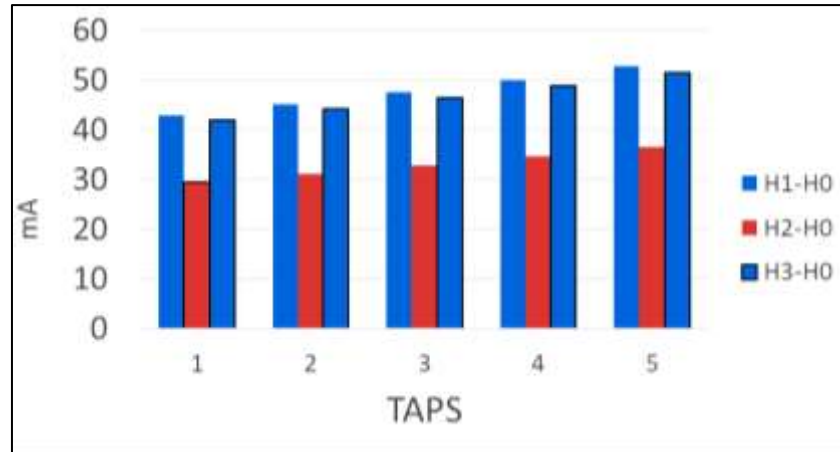


Figura 29: Patrón predominante de la prueba de corriente de excitación.

Fuente: Datos del reporte de prueba del equipo Trax Megger, elaboración propia.

El patrón predominante obtenido de la prueba de corriente de excitación, es alto-bajo-alto (H-L-H), en estos resultados se da entre las fases externas del transformador, siendo estas parecidas y mayores que la fase central.

Los resultados obtenidos de corriente de excitación entre los taps 1 al 4 muestran valores por debajo de <50mA, tomando como referencia el tap 3 se podrá obtener la diferencia de los dos valores más altos mediante la siguiente ecuación según se indica en (Megger, 2012).

$$\%V = \frac{(X1 - X2)}{\left[\frac{(X1 + X2)}{2}\right]}$$

$$\%V = \frac{(47.47 - 46.42)}{\left[\frac{(47.47 + 46.42)}{2}\right]}$$

$$\%V = 0.022 = 2.2\%$$

Donde:

%V = la diferencia entre los valores más altos del tap 3.

X1, X2 = Valores altos del tap 3.

El resultado obtenido en el tap 3 que corresponde a la posición nominal del transformador, nos da una diferencia entre los valores más altos de 2.2% valor que se encuentra por debajo del 5% de lo recomendado.

Como indica la norma (IEEE std C57.152, 2013), en su 7.2.11.2.5, los resultados esperados de la prueba de corriente de excitación se analizaron en base a sus patrones predominantes, haciendo una comparación entre fases. Los resultados obtenidos cumplen con la característica típica de un transformador de núcleo de 3 columnas, siendo el patrón H-LH (alto- bajo- alto) el esperado para la prueba de corriente de excitación.

2.4.3. Resultado de la prueba de relación de transformación.

En la tabla 16 se muestran los resultados obtenidos de la prueba de relación de transformación, los resultados se realizaron en todas las posiciones del cambiador de tomas desenergizado (DETC).

Tabla 16: Resultado de la prueba de relación de transformación.

TAP	Relación Teórica	H1-H0 / X1-X2		H2-H0 / X2-X3		H3-H0 / X3-X1	
		Relación medida	%Error	Relación medida	%Error	Relación medida	%Error
1	8.083	8.091	0.10%	8.084	0.01%	8.107	0.29%
2	7.890	7.899	0.11%	7.893	0.03%	7.915	0.32%
3	7.698	7.708	0.13%	7.701	0.04%	7.724	0.34%
4	7.506	7.517	0.15%	7.510	0.06%	7.533	0.36%
5	7.313	7.326	0.17%	7.319	0.08%	7.341	0.39%

Fuente: Reporte de prueba del equipo Trax Megger, elaboración propia, ver ANEXO.

Para la prueba de relación de transformación se realizó por el lado de alta tensión con una tensión de prueba de 250V, la configuración vectorial del transformador es el siguiente como se muestra en la figura 30 que corresponde al tipo estrella-delta.

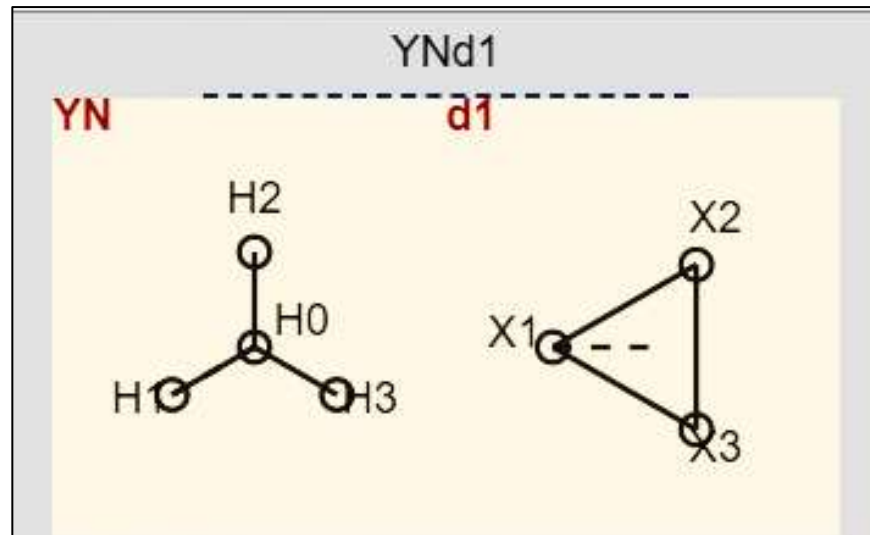


Figura 30: Configuración vectorial del transformador de potencia.

Fuente: Equipo Trax Megger, elaboración propia.

La configuración vectorial del transformador es YD (Estrella-Delta), por lo tanto, al tener este tipo de configuración la relación de placa de identificación del transformador (TNR) se le aplicó un factor de corrección (k) para obtener la relación de voltaje del transformador TVR.

La relación de voltaje del transformador TVR se calculó manualmente y será la relación teórica. Se aplicó el cálculo para todos los taps del transformador como se muestra en la figura 17.

Tabla 17: Voltajes del conmutador de placa.

TAP	Voltaje Alta (Kv)	Voltaje Baja (Kv)
1	231.0 KV	16.5 KV
2	225.5 KV	16.5 KV
3	220.0 KV	16.5 KV
4	214.5 KV	16.5 KV
5	209.0 KV	16.5 KV

Fuente: Placa del transformador, elaboración propia.

Para calcular la relación teórica se tomó como ejemplo la relación teórica calculada en el tap 3 con la siguiente ecuación según (Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh, 2020).

$$TVR = K * TNR$$

$$TVR = \frac{1}{\sqrt{3}} \times \frac{V_{LLP}}{V_{LLS}}$$

$$TVR = \frac{1}{\sqrt{3}} * \frac{220.0 \text{ KV}}{16.5 \text{ KV}}$$

$$TVR = 7.698$$

Donde:

TVR = Relación de voltaje del transformador (teórico).

TNR = Relación de la placa del transformador.

K = Factor de corrección, $1/\sqrt{3}$.

V_{LLP} = Voltaje línea a línea del bobinado primario.

V_{LLS} = Voltaje línea a línea del bobinado secundario.

El valor obtenido es 7.698 y representa la relación del transformador (TVR) calculado con los voltajes de la placa del transformador. El TVR según el reporte de pruebas del equipo será igual a TTR calculado manualmente.

Con el equipo de pruebas se obtuvo la relación de transformación TTR medido cuando se le inyectó una tensión de pruebas de 250V. Como ejemplo se utilizó la relación de transformación por el equipo de la fase H1 con la relación de la placa del transformador calculado.

$$\%E = \frac{TTR_{medido} - TTR_{calculado}}{TTR_{calculado}} \times 100\%$$

$$\%E = \frac{7.708 - 7.698}{7.698} \times 100\%$$

$$\%E = 0.13\%$$

Donde:

%E = Limite de tolerancia.

TTR_{Medido} = Relación de transformación medido por el equipo.

TTR_{Calculado} = Relación de la placa del transformador o TVR.

De acuerdo a los resultados obtenidos para el cálculo de la relación de transformación del transformador de potencia todos los resultados medidos por el equipo de pruebas Trax-Megger y los valores de relación de transformación obtenidos de la placa del transformador, se encuentran dentro del rango de tolerancia del ± 0.5 como indica la norma (IEEE std C57.152, 2013), en su cláusula 7.2.10.

2.4.4. Resultado de la prueba de resistencia óhmica de devanado.

La prueba de resistencia óhmica de los devanados se realizó tanto para el lado de alta como el lado de baja tensión con una corriente de prueba que debe estar dentro del 1% de la corriente nominal del devanado donde se aplicó y no debe de ser superior al 15%.

En la tabla 18 se puede observar valores de resistencia medida obtenidas por el equipo de pruebas, estas resistencias son referenciadas a una temperatura de 75°, como se puede observar la variación en cada TAP está dentro del 5% como indicada la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.7.

Tabla 18: Resultados de la prueba de resistencia óhmica de devanado en el lado alta.

TAP	H1-H0		H2-H0		H3-H0		VARIACIÓN
	Resistencia medida	Resistencia corregida (75°)	Resistencia medida	Resistencia corregida (75°)	Resistencia medida	Resistencia corregida (75°)	
1	207.0 mΩ	245.8 mΩ	207.2 mΩ	246.1 mΩ	207.6 mΩ	246.6 mΩ	0.31 %
2	201.6 mΩ	239.5 mΩ	201.7 mΩ	239.5 mΩ	202.1 mΩ	240.0 mΩ	0.22 %
3	196.1 mΩ	233.0 mΩ	196.1 mΩ	232.9 mΩ	196.7 mΩ	233.6 mΩ	0.31 %
4	190.7 mΩ	226.5 mΩ	190.4 mΩ	226.1 mΩ	227.9 mΩ	227.0 mΩ	0.35 %
5	184.7 mΩ	219.3 mΩ	185.0 mΩ	219.7 mΩ	185.3 mΩ	220.1 mΩ	0.34 %

Fuente: Reporte de prueba del equipo Trax Megger, elaboración propia, ver ANEXO.

Tabla 19: Resultados de la prueba de resistencia óhmica de devanado en el lado de baja.

Conexión	Resistencia medida	Resistencia corregida 75°	Variación
X1 – X3	1.960 mΩ	2.310 mΩ	-
X2 – X1	1.969 mΩ	2.321 mΩ	-
X3 – X2	1.979 mΩ	2.333 mΩ	0.98%

Fuente: Reporte del equipo Trax Megger, elaboración propia, ver ANEXO.

Los resultados de la prueba de resistencia óhmica arrojaron valores a una temperatura de 26°, la norma recomienda referenciarlos la resistencia medida por el equipo a una temperatura de 75°C, se tomará como ejemplo la resistencia medida del tap 3 de la fase H2 mediante la siguiente formula según lo indica la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.7.

$$R_s = R_m \frac{(T_s + T_k)}{(T_m + T_k)}$$

$$R_s = 196.1 \frac{(75 + 235)}{(26 + 235)}$$

$$R_s = 232.9$$

Donde:

R_s = Resistencia a la temperatura requerida.

R_m = Resistencia medida por el equipo.

T_s = Temperatura de referencia deseada (°C), 75° para 55° y 85° para 65° de elección.

T_m = Temperatura real medida (°C).

T_k = 234.5°C para cobre y 224°C para aluminio.

En los cuadros se obtuvieron valores que comparativo entre fases menor a 5% como recomienda la norma (IEEE std C57.152, 2013), en su cláusula 7.2.7.

CONCLUSIONES

1. Las pruebas eléctricas realizadas al transformador de potencia sumergido en aceite mineral realizadas con el equipo de Trax-Megger, cumplen con lo establecido según la norma (IEEE std C57.152, 2013), los resultados nos garantizan que el transformador se encuentra en óptimas condiciones para entrar en servicio, además el equipo Trax-Megger ayudó a optimizar el tiempo a la hora de realizar las pruebas debido a sus diagramas mostrados para cada tipo de prueba según los datos del transformador.
2. La prueba de factor de potencia se encuentra dentro de lo establecido según la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.14, donde se tomó como ejemplo el medio aislante entre el devanado de alta (CH), cuyo valor de factor de potencia fue de 0.243 % resultado que es inferior al 1% para el caso del transformador de potencia bajo prueba <230KV, los resultados nos indican que el aislamiento tiene una degradación normal y que no presenta contaminación en el aislamiento y humedad.
3. La prueba de relación de transformación se obtuvo como resultado en el tap 3 un porcentaje de error entre la relación teórica y la relación medida de 0.13% en la fase H1, valor que se encuentra dentro de $\pm 0.5\%$ según lo establece la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.10, tomando como referencia los datos de placa del transformador, la diferencia obtenida indica que el estado del devanado, núcleo y aislamiento se encuentran en buen estado.
4. En la prueba de resistencia de devanados se obtuvo una variación de 0.35% en el tap 4 una variación que cumple con lo establecido según la norma (IEEE std C57.152, 2013) en su cláusula 7.2.7, la cual indica que el comparativo de las mediciones realizadas entre fases de un devanado deben de estar dentro del 5%, los valores obtenidos cumplen con la norma e indica que no existe problemas internos como cortocircuitos entre espiras.
5. La prueba de corriente de excitación muestra un patrón típico (H-L-H) del transformador trifásico, las lecturas más elevadas se encuentran en los extremos de las fases siendo la fase del medio la más baja, además se obtuvo como ejemplo en el tap 3 una diferencia entre los valores más alto de 2.2% y cumple con la norma (IEEE std C57.152, 2013) según cláusula 7.2.11.2.5. Los resultados indican que el circuito magnético se encuentra en equilibrio.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda seguir realizando las pruebas eléctricas al transformador de potencia con el mismo equipo multifunción trax Megger para obtener un historial de pruebas e ir comparando los resultados con una mejor precisión, además las pruebas deben ser programadas periódicamente para evitar interrupciones en el sistema eléctrico.
2. Cuando se realice la prueba de factor de potencia se tiene que tener en cuenta que la tensión de prueba debe de ser inferior a las tensiones nominales del transformador, debido a que un excesivo voltaje podría ocasionar problemas en el aislamiento del transformador de potencia.
3. Se recomienda que cuando se realice la prueba de relación de transformación verificar si el cambiador de tomas desenergizado (DECT) se mantiene en la misma posición durante mucho tiempo, debido a que si se realiza la transmisión se podría bloquear o dañar el cambiador de tomas.
4. Al momento de realizar la prueba de corriente de excitación se debe verificar que no exista magnetismo residual, para que no existan valores elevados, por lo que se recomienda desmagnetizar el núcleo del transformador si existiera magnetismo residual antes de realizar la prueba.
5. En la prueba de resistencia de devanado se recomienda desmagnetizar los devanados después de haber realizado la prueba con corriente continua, debido a que esta prueba almacena energía y ocasionaría lecturas erróneas al momento de realizar otras pruebas eléctricas.

REFERENCIAS

- Álvarez, R. E. (2007). Mantenimiento de transformadores de potencia. *REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNLP*, 5.
- ASTM D-924. (2015). Método de prueba estándar para factor de disipación (o factor de potencia) y permitividad relativa (constante dieléctrica) de líquidos aislantes eléctricos. *ASTM International*. West Conshohocken, PA. Obtenido de www.astm.org
- Calo, E. Á. (2017). Análisis de IEEE C57. 152 y TB 445 de CIGRE para el diagnóstico de la condición de transformadores de potencia. *REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UNLP*, 1.
- Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh. (28 de Abril de 2020). Transformer Turns Ratio Test. (*Megger*). Obtenido de <https://es.megger.com/support/technical-library?searchtext=&searchmode=anyword&application2=0&type=1%3b&order=0%3b&application=8%3b>
- Carreno, Daniel; Chhajer, Dinesh. (12 de Junio de 2020). Transformer winding Resistance Measurement. (*Megger*). Chicago, Estados Unidos. Obtenido de <https://es.megger.com/support/technical-library?searchtext=&searchmode=anyword&application2=0&type=1%3b&order=0%3b&application=8%3b>
- Cigré Technical Brochure N°445. (2011). Guide for Transformer Maintenance.
- Colque Ajpe, M. S. (2013). Mantenimiento preventivo en transformadores de potencia. (*Proyecto de grado*). Universidad Mayor de San Andrés, La paz, Bolivia.
- Comisión Federal de Electricidad. (30 de enero de 2007). Procedimiento de pruebas de campo para equipo primario de subestaciones de distribución.
- Del Vecchio, R., Poulin, B., Feghali, P., Shah, D., & Ahuja, R. (2018). *Transformer Design Principles*. London: Taylor & Francis Group.
- Doble Engineering Company. (s.f.). Fundamentos de ensayo de factor de potencia. Colombia. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/414220921/Entrenamiento-Equipo-m4000>

- Flores, W. M. (2007). Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite. *academia.edu*, 1.
- IEC 60076-1. (2011). Power Transformers - Part 1: General.
- IEEE Std C57.12.90. (30 de Diciembre de 1999). Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
- IEEE Std C57.12.90. (2015). Standard Test Code For Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers .
- IEEE std C57.152. (6 de March de 2013). Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors. New York , USA.
- Martinez Betancourt, R. S., Rejón Garcia, L., Colorado Sosol, N. R., & Montes Fernández, R. (2 al 5 de Diciembre de 2013). Una propuesta para estimación de la condición de transformadores de potencia. La Habana, Cuba.
- Megger. (3 de Octubre de 2012). *Nuevas Tecnologías de evaluación de la condición de transformadores de potencia*. Nuevas tecnologías de evaluación de la condición de transformadores de potencia., Buenos Aires, Argentina. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/253135603/2-Pruebas-Electricas-Nuevas-Tecnologia-Para-La-Evaluacion-de-La-Condicion-de-Transformadores-de-Potencia>
- Megger. (Mayo de 2012). Pruebas de factor de disipación/ Factor de potencia en transformadores. La Plata, Buenos Aires, Argentina. Obtenido de <https://es.slideshare.net/ckikefiee/megger-2-pruebastransformadores>
- Megger. (Mayo de 2012). Pruebas eléctricas para transformadores de potencia . Buenos Aires , Argentina.
- Megger. (s.f.). Boletín de gestión de la vida útil del transformador (TLM) : Factor de potencia / Factor de disipación y capacitancia. (ARTEC INGENIERÍA). Obtenido de <http://www.artec-ingenieria.com/biblioteca-tecnica/#boletines>
- Nnachi, GU y Nicolae, DV. (2016). "Diagnostic methods of frequency response analysis for power transformer winding a review. *2016 IEEE International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)*, (págs. 563-568). Varna.

- Ruiz Giraldo, J., & Mayor Cardona, D. A. (2013). Manual interactivo de mantenimiento industrial para transformadores en aceite. (*Trabajo de grado*). Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira.
- Saldivia, F., Acevedo, E., & Pérez, R. (14-16 de Agosto de 2013). Estrategias de mantenimiento predictivo aplicables a transformadores de potencia de una empresa eléctrica. *In 11th Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology*. Cancún, México.
- Vergara, A. G. (Mayo de 2009). Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia. (*Bachelor's thesis*).

ANEXOS
ANEXO A

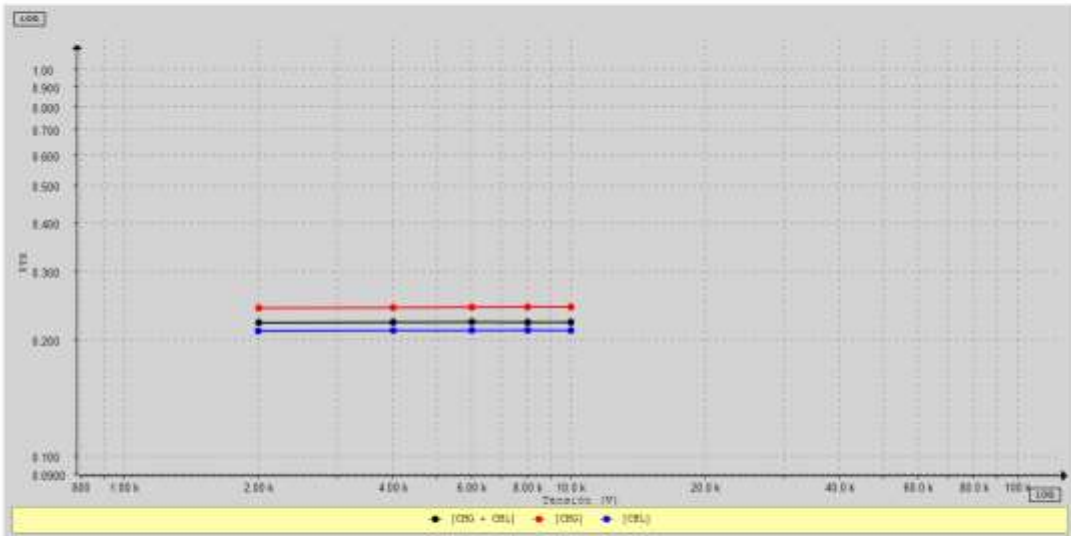
12/9/2020	Reporte de prueba- TRAX								
SIENERG									
Reporte de prueba- TRAX									
Activo medido									
Cliente	KALLPA GENERACION SA								
Instalacion	Central Termica Kallpa								
TAG	TG3 - Principal								
Asset ID									
Condiciones de prueba									
Motivo	Mantenimiento Preventivo								
Clima	Despejado								
Temperatura ambiente	27 °C								
Humedad	72.30 %								
Fecha	11/02/2020								
Usuario	ABB								
Información del Transformador de Potencia									
Fabricante	FORTUNE ELECTRIC CO								
N.º de serie	08053								
Año	2009								
Grupo vectorial	YNd1								
Diseño del núcleo									
Tipo de tanque									
Clase	ONAN/ONAF/ONAF								
Refrigerante	Aceite mineral								
Fases	3								
Frecuencia	60 Hz								
Peso	188210 kg								
BIL / Impulso de Arco Eléctrico	kV								
Impedancia ATBT	8.42 %								
Impedancia ATTT	%								
Impedancia BTTT	%								
Volumen del aceite	42710 kg								
Temp. del aceite	25 °C								
Devanados del transformador									
Devanado	Tensión (kV)	MVA	I Nominal	# Tomas	Nominal	Tipo de cambiador	Modelo del cambiador de Tomas	Posición de la toma	Material del devanado
Primario	220.0	230.0	604.0	5	3	DETC			Cu
Secundario	16.50			1					Cu
Comentario:									
Resultados de prueba									

Figura 31: Datos del transformador de potencia y de los devanados primario y secundario.

Fuente: Reporte de pruebas del equipo Trax-Megger.

Tangente delta - Transformador de potencia

Conexion	Medida	f (Hz)	U	I	C	%DF @ 27 °C	T11 Factor corr.	%DF@20°C	P @ 27 °C
CHG + CHL	GST-GND	60.00	10.00 kV	49.82 mA	13.21 nF	0.222	0.965	0.214	1.107 W
CHG	GSTg-RB	60.00	10.00 kV	17.63 mA	4.676 nF	0.243	0.965	0.234	428.1 mW
CHL	UST-R	60.00	10.00 kV	32.23 mA	8.550 nF	0.211	0.965	0.204	681.5 mW
CLG + CLH	GST-GND	60.00	10.00 kV	105.1 mA	27.89 nF	0.212	0.965	0.204	2.227 W
CLG	GSTg-RB	60.00	9.999 kV	72.98 mA	19.36 nF	0.212	0.965	0.205	1.548 W
CLH	UST-R	60.00	10.00 kV	32.22 mA	8.547 nF	0.212	0.965	0.204	682.3 mW
CHG + CLG (opcional)	GST-GND	---	--- V	--- A	--- F	---	---	---	--- W
CHL'	Calculado	---	--- V	32.19 mA	8.538 nF	---	---	---	678.4 mW
CHL'	Calculado	---	--- V	32.16 mA	8.530 nF	---	---	---	679.2 mW
CHG-C1'	Calculado	---	--- V	---	---	---	---	---	---
CLG-C1'	Calculado	---	--- V	---	---	---	---	---	---
CHG + CLG	Calculado	---	--- V	90.61 mA	24.04 nF	---	---	---	1.976 W



Comentario:

Figura 32: Resultado de la prueba tangente Delta realizado en campo.

Fuente: Reporte de pruebas del equipo Trax-Megger.

Tangente delta - I. Excitación del Transformador de Potencia

Conexión	Toma	f (Hz)	U	I	L	P @ 20 °C
H1-H0	1	60.00	10.01 kV	42.91 mA	1.301 kH	377.6 W
H2-H0	1	60.00	10.00 kV	29.53 mA	2.257 kH	270.9 W
H3-H0	1	60.00	10.00 kV	41.95 mA	1.333 kH	369.3 W
H1-H0	2	60.00	9.990 kV	45.13 mA	1.208 kH	394.3 W
H2-H0	2	60.00	10.00 kV	31.12 mA	2.051 kH	283.0 W
H3-H0	2	60.00	10.01 kV	44.10 mA	1.238 kH	385.5 W
H1-H0	3	60.00	10.01 kV	47.47 mA	1.125 kH	412.0 W
H2-H0	3	60.00	10.01 kV	32.80 mA	1.875 kH	295.9 W
H3-H0	3	60.00	9.993 kV	46.42 mA	1.152 kH	403.1 W
H1-H0	4	60.00	10.01 kV	49.99 mA	1.049 kH	431.3 W
H2-H0	4	60.00	9.996 kV	34.61 mA	1.722 kH	309.9 W
H3-H0	4	60.00	9.991 kV	48.89 mA	1.074 kH	421.9 W
H1-H0	5	60.00	10.00 kV	52.70 mA	978.8 H	451.9 W
H2-H0	5	60.00	10.00 kV	36.53 mA	1.587 kH	324.8 W
H3-H0	5	60.00	10.00 kV	51.52 mA	1.004 kH	442.3 W

Comentario:

Prueba Corriente de Excitacion

Figura 33: Resultado de la prueba de Corriente excitación realizado en campo.

Fuente: Reporte de pruebas del equipo Trax-Megger.

Medidas de relación de transformación

Conexión	Toma (P)	Toma (V) (V)	U	Frecuencia	TTR	TTR medido	Error	I Exc	Fase
H1-H0 / X1-X2	1	231 000	250.1 V	60.00 Hz	8.083	8.091	0.10 %	3.911 mA	0.01 °
H1-H0 / X1-X2	2	225 500	250.1 V	60.00 Hz	7.890	7.899	0.11 %	4.103 mA	0.01 °
H1-H0 / X1-X2	3	220 000	250.1 V	60.00 Hz	7.698	7.708	0.13 %	4.241 mA	0.01 °
H1-H0 / X1-X2	4	214 500	250.1 V	60.00 Hz	7.506	7.517	0.15 %	4.461 mA	0.01 °
H1-H0 / X1-X2	5	209 000	250.1 V	60.00 Hz	7.313	7.326	0.17 %	4.645 mA	0.01 °
H2-H0 / X2-X3	1	231 000	248.7 V	60.00 Hz	8.083	8.084	0.01 %	2.989 mA	0.0 °
H2-H0 / X2-X3	2	225 500	247.9 V	60.00 Hz	7.890	7.893	0.03 %	3.132 mA	0.0 °
H2-H0 / X2-X3	3	220 000	249.1 V	60.00 Hz	7.698	7.701	0.04 %	3.266 mA	0.0 °
H2-H0 / X2-X3	4	214 500	248.0 V	60.00 Hz	7.506	7.510	0.06 %	3.419 mA	0.0 °
H2-H0 / X2-X3	5	209 000	248.6 V	60.00 Hz	7.313	7.319	0.08 %	3.618 mA	0.0 °
H3-H0 / X3-X1	1	231 000	250.2 V	60.00 Hz	8.083	8.107	0.29 %	3.972 mA	0.0 °
H3-H0 / X3-X1	2	225 500	250.2 V	60.00 Hz	7.890	7.915	0.32 %	4.143 mA	0.0 °
H3-H0 / X3-X1	3	220 000	250.2 V	60.00 Hz	7.698	7.724	0.34 %	4.292 mA	0.0 °
H3-H0 / X3-X1	4	214 500	250.2 V	60.00 Hz	7.506	7.533	0.36 %	4.482 mA	0.0 °
H3-H0 / X3-X1	5	209 000	250.2 V	60.00 Hz	7.313	7.341	0.39 %	4.690 mA	0.0 °

Comentario:

Figura 34: Resultado de la prueba de relación de transformación realizado en campo.

Fuente: Reporte de pruebas del equipo Trax-Megger.

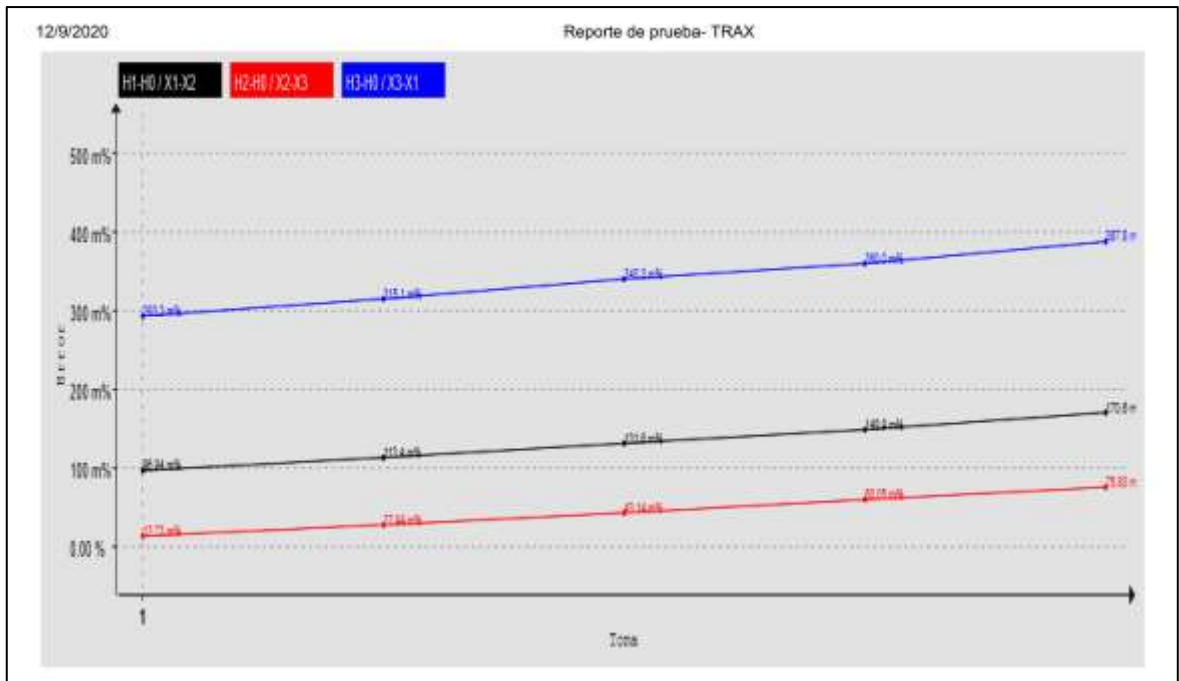


Figura 35: Porcentaje de error de la prueba de relación de transformación.

Fuente: Reporte de pruebas del equipo Trax-Megger.

Mediciones de resistencia del Devanado

Conexión	Toma (P)	I	26°C Resistencia @75°C	Estabilidad	Variación
H1-H0	1	3.000 A	245.8 mΩ	99.99 %	---
H2-H0	1	3.000 A	246.1 mΩ	99.99 %	---
H3-H0	1	3.000 A	246.6 mΩ	99.94 %	0.31 %
H1-H0	2	3.000 A	239.5 mΩ	99.97 %	---
H2-H0	2	3.000 A	239.5 mΩ	99.98 %	---
H3-H0	2	3.000 A	240.0 mΩ	99.90 %	0.22 %
H1-H0	3	3.000 A	233.0 mΩ	99.93 %	---
H2-H0	3	3.000 A	232.9 mΩ	99.92 %	---
H3-H0	3	3.000 A	233.6 mΩ	99.96 %	0.31 %
H1-H0	4	3.000 A	226.5 mΩ	99.86 %	---
H2-H0	4	3.000 A	226.1 mΩ	99.96 %	---
H3-H0	4	3.000 A	227.0 mΩ	99.99 %	0.35 %
H1-H0	5	3.000 A	219.3 mΩ	99.80 %	---
H2-H0	5	3.000 A	219.7 mΩ	99.93 %	---
H3-H0	5	3.000 A	220.1 mΩ	99.95 %	0.34 %

Comentario:

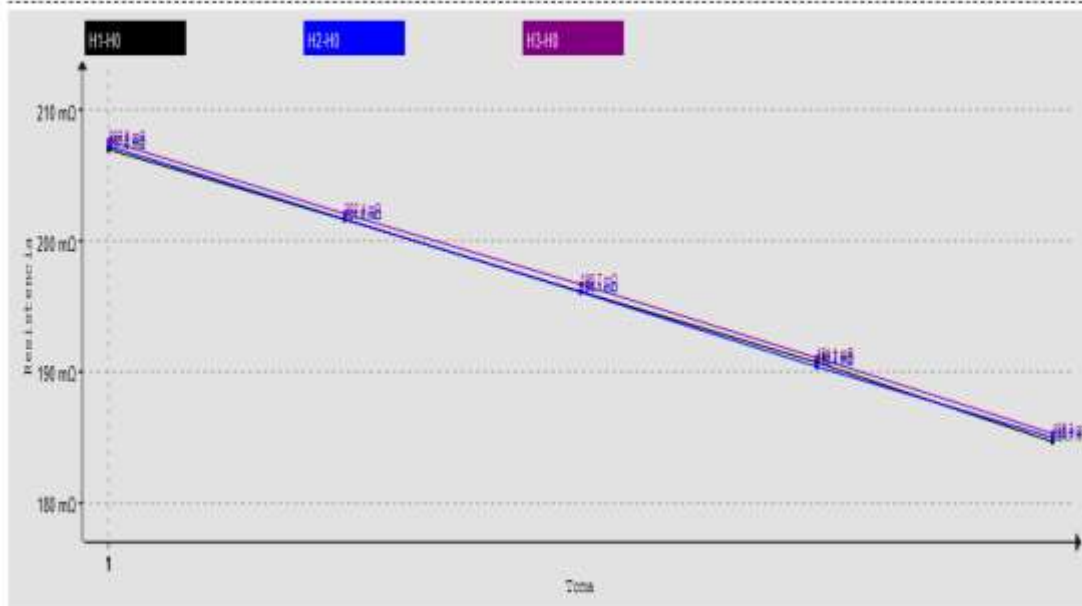


Figura 36: Resultado de la prueba de resistencia óhmica de devanados lado de alta.

Fuente: Reporte de pruebas del equipo Trax-Megger.

Mediciones de resistencia del Devanado

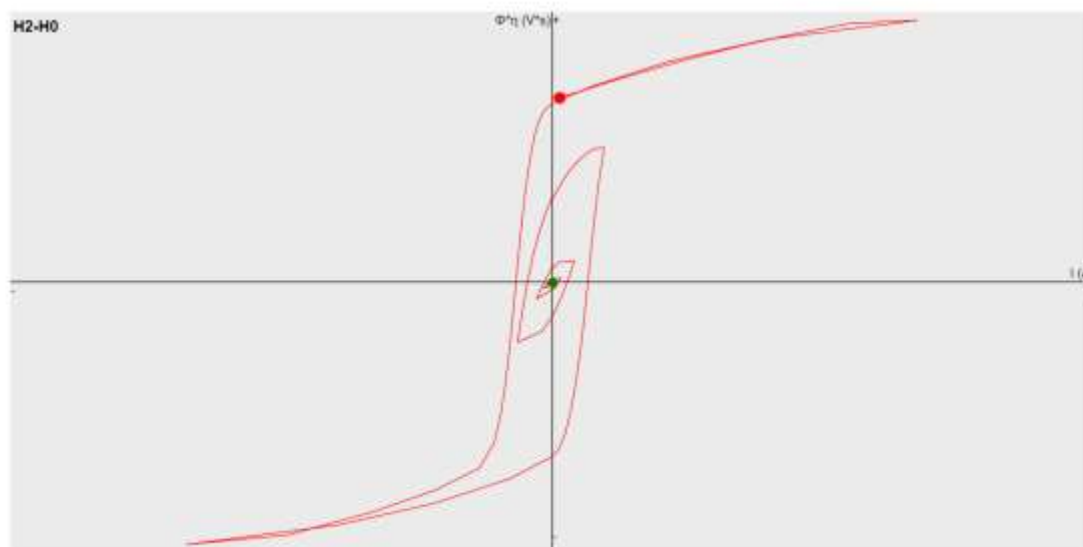
Conexión	Toma (S)	I	28°C Resistencia @75°C	Estabilidad	Variación
X1-X3	1	5.000 A	2.310 mΩ	99.92 %	---
X2-X1	1	5.000 A	2.321 mΩ	99.96 %	---
X3-X2	1	5.000 A	2.333 mΩ	99.97 %	0.98 %

Comentario:

.....

Mediciones de desmagnetización

Conexión	I	Tiempo	Magnetismo remanente antes de la desmag	Magnetismo remanente después de la desmag
H2-H0	0.000 A	18.93 s	69.20 %	<1 %



Comentario:

.....

Figura 37: Resultado de la prueba de resistencia de devanado lado de baja y desmagnetización.

Fuente: Reporte de pruebas del equipo Trax-Megger.

ANEXO B

En el presente Anexo B se adjunta los certificados de calibración de los equipos de pruebas eléctrica como el TRAX-280 Y TDX-120, es necesario mencionar que el equipo TDX-120 es un complemento del equipo TRAX-280 para la prueba de factor de potencia. Los certificados de calibración adjuntos son de febrero de 2019 y agosto de 2020 fechas que corresponden con la realización de las pruebas eléctricas ejecutadas en campo en la empresa Kallpa Generación. Es necesario mantener calibrado los equipos para garantizar su correcto funcionamiento y tener validez de las pruebas eléctricas hechas.

Los certificados fueron emitidos por la empresa COMULSA sicame group, el solicitante fue la empresa SIENERG SAC. COMULSA es un socio estratégico debido a que cuenta con MEGGER dentro de su cartera de clientes, además, el certificador cuenta con un sistema de gestión integrado como el ISO 9001, siendo un estándar internacional.

Para la calibración de los equipos de medición COMULSA utiliza instrumentos de referencia calibrados y trazables a estándares internacionales o nacionales.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN		Megger
LCCP-2020-0059		
Pagina 1 de 9		
Comercializadora Multinacional (Perú) S.A.C. Av. Del Parque # 172 - Urb. Limatambo San Isidro - Lima Teléfono: +51 1 241 3020 e-mail: iverastegui@comulsa.com		
Objeto	: Equipo multifunción para medición de transformadores y subestaciones:	
Marca	: Megger	
Modelo	: TRAX 280	
Numero de serie	: 1800317	
Código de referencia	: ---	
Solicitante	: Sienerg S.A.C. Cal. Crisol Mza. E3 Lote. 16, Urb. Parque Industrial Parcela II - Villa el Salvador - Lima +51 1 6537826	
Fecha de Calibración	: Lunes 17 de Agosto del 2020	
Signatario autorizado	Fecha de emisión	
 Ivan Verastegui Vilcahuamán Laboratorio de Calibración y Ensayos +51 1 241 3020 +51 965 139 498 iverastegui iverastegui@comulsa.com	Jueves 20 de Agosto del 2020 	
Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.		
Control de versiones: Ver.:1,0_Rev. 0,0		

Figura 38: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 1.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Megger

LCCP-2020-0059

Página 2 de 9

Calibración

La calibración se ha realizado de acuerdo con el procedimiento interno "TRAX 200 Calibration Process RV 0.1". El instrumento ha sido recibido en el laboratorio el día 03/08/20 y ha permanecido el tiempo suficiente en el laboratorio, en condiciones ambientales controladas, antes de comenzar la calibración para asegurar su estabilidad térmica. Los resultados obtenidos corresponden a los valores promedios de las 6 repeticiones realizadas. Durante la calibración, el instrumento se mantuvo en condiciones ambientales de temperatura de 19,2°C y 71% HR. Para la calibración se han empleado los siguientes patrones.

Patrón Utilizado	Marca	Modelo	Precisión Básica	Certificado
Multímetro de banco	Keysight Technologies	34461A	$\pm 0.0035\%$ / 30 ppm	MYS9001920
Pinza de corriente	AEMC	F05	$\pm 1\%$	105440KDDV
Década shunt	Megger	Serie 24900x	$\pm 0,05\%$	D5001
Termohigrómetro	Miaomiaoce	MHO-C202	0,1 °C / 1% HR	KT19-145

Incertidumbre

"La incertidumbre expandida de medida se ha obtenido multiplicando la incertidumbre típica de medición por el factor de cobertura $k = 2$ que, para una distribución normal, corresponde a una probabilidad de cobertura de aproximadamente del 95%. La incertidumbre típica de medida se ha determinado conforme al documento interno de fabricante"

Los valores e incertidumbre asignados corresponden al momento de la medida, no considerándose la estabilidad del instrumento a más largo plazo

Trazabilidad

Los patrones empleados cuentan con trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades (SI); mediante patrones nacionales o internacionales. INACAL-DA (Perú), INN (Chile), UKAS (Reino Unido) son organismos de acreditación.

Observaciones

Se emiten etiquetas de calibración junto con el presente certificado

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Control de versiones: Ver.-1.0_Rev. 0.0

Figura 39: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 2.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



LCCP-2020-0059

Página 3 de 9

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadados

Prueba previa, función

Interruptor de red, encendido, rojo M	PASS
Inicio de TRAX, menú principal	PASS
Pantalla táctil	PASS
Enclavamiento 1 (interruptor de llave)	PASS
LED verde (seguro)	PASS
LED rojo (activo)	PASS
Detector de bucle de tierra (LED naranja)	PASS
Enclavamiento 2 (solo obligatorio con 2 kV)	PASS
Salida estroboscópica	PASS
Interruptor de emergencia	PASS
Dial / mando	PASS
Audio, zumbador	PASS
Ventilador, grande en el lateral	PASS
Ventilador, módulo de potencia	PASS
Ventilador, interior	PASS

Comunicación

Ethernet (mando)	PASS
Control auxiliar (Ethernet)	PASS
Control auxiliar, LED de enlace	PASS
USB 1	PASS
USB 2	PASS
USB 3	PASS

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Figura 40: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 3.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Megger

LCCP-2020-0059

Página: 4 de 9

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadoss

Salidas, función

250 V CA	PASS
CA 10A	PASS
250 V CA, indicador LED	PASS
300V DC	PASS
300 V CC, indicador LED	PASS
16 A CC	PASS
16A DC, indicador LED	PASS
100A CC	PASS
100A DC, indicador LED	PASS
200 / 800A CA	PASS
200A, indicador LED	PASS
800A, indicador LED	PASS
2200V AC	PASS
2200 V CA, indicador LED	PASS
Potencia auxiliar	PASS
Energía auxiliar, indicador LED activo	PASS
Señal de advertencia LED	PASS

Entradas, función

Ch 1-4, voltaje CA	PASS
Canal 1-4, LED de canal	PASS
Ch1-4, LED de voltaje	PASS
Ch 1-4, corriente alterna	PASS
Ch1-4, LED de corriente	PASS
R1-R2, voltaje CC	PASS
R1-R2, LED R	PASS
R1-R2, 1 + 2 LED	PASS

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Figura 41: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 4.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



LCCP-2020-0059

Página 5 de 9

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejad

Entradas, función

Control Ch1, relé	PASS
Control Ch1, LED	PASS
Control Ch2, relé	PASS
Control Ch2, LED	PASS

Prueba de tierra

Resistencia <100 mΩ entre el terminal de tierra de la red y:	PASS
Terminal de tierra	PASS
Terminal de tierra de prueba	PASS
Carcasa del conector de control auxiliar	PASS
Cualquiera de los dos tornillos del panel, panel lateral	PASS
Cualquiera de los dos tornillos del panel, panel superior	PASS
Carcasa del conector TRANS	PASS
Carcasa del conector Interlock 2	PASS
Carcasa del conector estroboscópico	PASS
Enclavamiento 1, interruptor de llave	PASS
Rejilla de ventilador	PASS

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Figura 42: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 5.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



LCCP-2020-0059

Página 6 de 9

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadados

Medición de ENTRADAS / SALIDAS AC

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,2%
250 VCA	Canal 1U	20 V	20,01 V	0,010 V	0,040 V
250 VCA	Canal 2U	20 V	20,01 V	0,010 V	0,040 V
250 VCA	Canal 3U	20 V	20,01 V	0,010 V	0,040 V
250 VCA	Canal 4U	20 V	20,01 V	0,010 V	0,040 V
250 VCA	R1	20 V	19,98 V	-0,020 V	0,040 V
250 VCA	R2	20 V	19,98 V	-0,020 V	0,040 V
250 VCA	Generación U	20 V	20,01 V	0,010 V	0,040 V
250 VCA	DMM	20 V	19,969 V	-0,031 V	0,040 V

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,2%
250 VCA	Canal 1U	200 V	200,1 V	0,100 V	0,400 V
250 VCA	Canal 2U	200 V	200,1 V	0,100 V	0,400 V
250 VCA	Canal 3U	200 V	200,0 V	0,000 V	0,400 V
250 VCA	Canal 4U	200 V	200,1 V	0,100 V	0,400 V
250 VCA	Generación U	200 V	200,1 V	0,100 V	0,400 V
250 VCA	DMM	200 V	199,887 V	-0,113 V	0,400 V

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,2%
10 A CA	Canal 1U	2 A	2,000 A	0,000 A	0,004 A
10 A CA	Canal 2U	2 A	2,002 A	0,002 A	0,004 A
10 A CA	Canal 3U	2 A	2,000 A	0,000 A	0,004 A
10 A CA	Canal 4U	2 A	2,002 A	0,002 A	0,004 A
10 A CA	Generación I	2 A	2,000 A	0,000 A	0,004 A
10 A CA	DMM	2 A	2,002 A	0,002 A	0,004 A

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Figura 43: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 6.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



LCCP-2020-0059

Página 7 de 9

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadoss

Medición de ENTRADAS / SALIDAS AC

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,2%
2200 V CA	Generación U	200 V	200,1 V	0,100 V	0,400 V
2200 V CA	DMM	200 V	200,00 V	0,000 V	0,400 V

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,2%
2200 V CA	Generación U	750 V	750,1 V	0,100 V	1,50 V
2200 V CA	DMM	750 V	749,89 V	-0,110 V	1,50 V

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,2%
800 A CA	Generación I	400 A	400,1 A	0,100 A	0,800 V
800 A CA	DMM	400 A	400,12 A	0,120 A	0,800 V

Medición de ENTRADAS / SALIDAS CC

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,1%
16 A CC	Canal 1U	100 mA	99,90 mA	-0,100 mA	0,100 mA
16 A CC	Canal 2U	100 mA	99,90 mA	-0,100 mA	0,100 mA
16 A CC	Canal 3U	100 mA	100,10 mA	0,100 mA	0,100 mA
16 A CC	Canal 4U	100 mA	100,00 mA	0,000 mA	0,100 mA
16 A CC	Generación I	100 mA	100,10 mA	0,100 mA	0,100 mA
16 A CC	DMM	100 mA	100,055 mA	0,055 mA	0,100 mA

* E.M.P. = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Figura 44: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 7.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

LCCP-2020-0059

Pagina 8 de 9

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadados

Medición de ENTRADAS / SALIDAS CC

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,1%
16 A CC	Canal 1U	1 A	1,000 A	0,000 A	0,001 A
16 A CC	Canal 2U	1 A	1,000 A	0,000 A	0,001 A
16 A CC	Canal 3U	1 A	1,000 A	0,000 A	0,001 A
16 A CC	Canal 4U	1 A	1,001 A	0,001 A	0,001 A
16 A CC	Generación I	1 A	1,003 A	0,003 A	0,001 A
16 A CC	DMM	1 A	1,003 mA	0,003 A	0,001 A

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,1%
16 A CC	Canal 1U	10 A	10,00 A	0,000 A	0,010 A
16 A CC	Canal 2U	10 A	10,00 A	0,000 A	0,010 A
16 A CC	Canal 3U	10 A	10,01 A	0,010 A	0,010 A
16 A CC	Canal 4U	10 A	10,00 A	0,000 A	0,010 A
16 A CC	Generación I	10 A	10,00 A	0,000 A	0,010 A
16 A CC	DMM	10 A	10,009 A	0,009 A	0,010 A

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,1%
100 A CC	Generación I	20 A	20,00 A	0,000 A	0,020 A
100 A CC	DMM	20 A	20,08 A	0,080 A	0,020 A

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,1%
100 A CC	Generación I	100 A	99,99 A	-0,010 A	0,100 A
100 A CC	DMM	100 A	99,90 A	-0,100 A	0,100 A

* E.M.P. = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Figura 45: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 8.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

LCCP-2020-0059

Pagina 9 de 9

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadoss

Medición de ENTRADAS / SALIDAS CC

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,1%
300 V CC	Canal 1U	20 V	19,99 V	-0,010 V	0,020 V
300 V CC	Canal 2U	20 V	20,02 V	0,020 V	0,020 V
300 V CC	Canal 3U	20 V	19,99 V	-0,010 V	0,020 V
300 V CC	Canal 4U	20 V	20,00 V	0,000 V	0,020 V
300 V CC	Generación U	20 V	20,00 V	0,000 V	0,020 V
301 V CC	DMM	20 V	20,020 V	0,020 V	0,020 V

Salida	Entrada	Patrón	E.B.C.**	Error	E.M.P.* ±0,1%
300 V CC	Canal 1U	200 V	200,0 V	0,000 V	0,200 V
300 V CC	Canal 2U	200 V	199,9 V	-0,100 V	0,200 V
300 V CC	Canal 3U	200 V	199,9 V	-0,100 V	0,200 V
300 V CC	Canal 4U	200 V	200,0 V	0,000 V	0,200 V
300 V CC	Generación U	200 V	200,0 V	0,000 V	0,200 V
300 V CC	DMM	200 V	200,102 V	0,102 V	0,200 V

Fin de documento

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Figura 46: Certificado de calibración TRAX-280, agosto del 2020, página 9.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Megger.

LCCP-2020-0060

Página 1 de 5

Comercializadora Multinacional (Perú) S.A.C.
Av. Del Parque # 172 - Urb. Limatambo
San Isidro - Lima
Teléfono: +51 1 241 3020
e-mail: iverastegui@comulsa.com



Objeto : Unidad de alta tensión (12 kV) para mediciones de tangente delta y capacitancia
Marca : Megger
Modelo : TDX 120
Numero de serie : 1800240
Código de referencia : ---
Solicitante : Sienerg S.A.C.
Cal. Crisol Mza. E3 Lote. 16, Urb. Parque Industrial Parcela II - Villa el Salvador - Lima
+51 1 6537826
Fecha de Calibración : Lunes 17 de Agosto del 2020

Signatario autorizado

Fecha de emisión



Jueves 20 de Agosto del 2020

Ivan Verástegui Vilcahuamán
Laboratorio de Calibración y Ensayos

+51 1 241 3020

+51 965 139 498

iverastegui

iverastegui@comulsa.com



Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Control de versiones: Ver.:1,0_Rev. 0,0

Figura 47: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 1.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Megger

LCCP-2020-0060

Página 2 de 5

Calibración

La calibración se ha realizado de acuerdo con el procedimiento interno "TDX 120 Calibration Process Rev. 0.1". El instrumento ha sido recibido en el laboratorio el día 03/08/20 y ha permanecido el tiempo suficiente en el laboratorio, en condiciones ambientales controladas, antes de comenzar la calibración para asegurar su estabilidad térmica. Los resultados obtenidos corresponden a los valores promedios de las 6 repeticiones realizadas. Durante la calibración, el instrumento se mantuvo en condiciones ambientales de temperatura de 19,2°C y 71% HR. Para la calibración se han empleado los siguientes patrones:

Patrón Utilizado	Marca	Modelo	Precisión Básica	Certificado
Osciloscopio Digital	Yokogawa	DLM3032	± 1%	91VA25104
Block de capacitores	LCP	MEGCAL	± 5%	LC-7383
Sonda de alto voltaje	Tektronix	P6015A	1000:1 ±3%	C093462
Termohigrómetro	Miaomiaoce	MHO-C202	0,1 °C / 1% HR	KT19-145

Incertidumbre

"La incertidumbre expandida de medida se ha obtenido multiplicando la incertidumbre típica de medición por el factor de cobertura $k = 2$ que, para una distribución normal, corresponde a una probabilidad de cobertura de aproximadamente del 95%. La incertidumbre típica de medida se ha determinado conforme al documento interno de fabricante"

Los valores e incertidumbre asignados corresponden al momento de la medida, no considerándose la estabilidad del instrumento a mas largo plazo

Trazabilidad

Los patrones empleados cuentan con trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades (SI); mediante patrones nacionales o internacionales. INACAL-DA (Perú), INN (Chile), UKAS (Reino Unido) son organismos de acreditación.

Observaciones

Para la calibración se uso el equipo TRAX 280 con s/n 1800317
Se emiten etiquetas de calibración junto con el presente certificado

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Control de versiones: Ver.:1,0_Rev. 0,0

Figura 48: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 2.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



LCCP-2020-0060

Página 3 de 5

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadós

Test de Funciones

Test de Tierra

Resistencia <100 mΩ entre el terminal de tierra de la red y:	
Terminal de tierra	PASS
Terminal de tierra de prueba	PASS
Carcasa del conector de control auxiliar	PASS
Perilla del anillo de tierra del conector de alta tensión	PASS
Cualquiera de los dos tornillos del panel, panel superior	PASS
Conector Rojo	PASS
Conector Azul	PASS

Función

Indicador Led de control	PASS
Comunicación Ethernet	PASS
Indicador Led de Alta Tensión	PASS
Interlock	PASS

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Control de versiones: Ver.-1,0_Rev. 0,0

Figura 49: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 3.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



LCCP-2020-0060

Página 4 de 5

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadados

Medición de Tensión - AC @ 60 Hz

Alcance	E.B.C.**	Patrón	Error	Incertidumbre	E.M.P.* ±1%
1 kV	1,000 kV	0,9971 kV	0,0029 kV	0,0008 kV	0,010 kV
2 kV	2,000 kV	1,9976 kV	0,0024 kV	0,0032 kV	0,020 kV
3 kV	3,000 kV	2,9884 kV	0,0116 kV	0,0038 kV	0,030 kV
4 kV	4,000 kV	3,9894 kV	0,0106 kV	0,0040 kV	0,040 kV
5 kV	5,000 kV	4,9828 kV	0,0172 kV	0,0071 kV	0,050 kV
6 kV	6,000 kV	5,9958 kV	0,0042 kV	0,0084 kV	0,060 kV
7 kV	7,000 kV	6,9728 kV	0,0272 kV	0,0104 kV	0,070 kV
8 kV	8,000 kV	7,9747 kV	0,0253 kV	0,0115 kV	0,080 kV
9 kV	9,000 kV	8,9586 kV	0,0414 kV	0,0152 kV	0,090 kV
10 kV	10,000 kV	9,9678 kV	0,0322 kV	0,0147 kV	0,100 kV
11 kV	11,000 kV	10,9621 kV	0,0379 kV	0,0294 kV	0,110 kV
12 kV	12,000 kV	11,9788 kV	0,0213 kV	0,0352 kV	0,120 kV

Medición de Capacitancia

Alcance	E.B.C.**	Patrón	Error	Incertidumbre	E.M.P.* ±0,5%
15 nf @ 1 kV	14,98 nf	14,962 nf	0,018 nf	0,0045 nf	0,075 nf
47 nf @ 10 kV	47,18 nf	46,983 nf	0,197 nf	0,0082 nf	0,236 nf
100 nf @ 0,5 kV	100,20 nf	100,083 nf	0,117 nf	0,0408 nf	0,501 nf

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales. Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Control de versiones: Ver.:1,0_Rev. 0,0

Figura 50: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 4.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN



LCCP-2020-0060

Página 5 de 5

Resultados obtenidos

Observación: No se ha realizado ajustes al instrumento, pues no fue requerido.

Resultados Encontrados / Dejadoss

Medición de Frecuencia

Alcance		E.B.C.**		Patrón		Error		Incertidumbre		E.M.P.* ±0,005%	
10	Hz	10,00	Hz	10,0000	Hz	0,0000	Hz	0,0001	Hz	0,0005	Hz
20	Hz	20,00	Hz	20,0006	Hz	-0,0006	Hz	0,0003	Hz	0,0010	Hz
60	Hz	60,00	Hz	60,0017	Hz	-0,0017	Hz	0,0009	Hz	0,0030	Hz
100	Hz	100,00	Hz	100,0035	Hz	-0,0035	Hz	0,0013	Hz	0,0050	Hz
200	Hz	200,00	Hz	200,0071	Hz	-0,0071	Hz	0,0020	Hz	0,0100	Hz
300	Hz	300,00	Hz	300,0109	Hz	-0,0109	Hz	0,0025	Hz	0,0150	Hz
400	Hz	400,00	Hz	400,0153	Hz	-0,0153	Hz	0,0037	Hz	0,0200	Hz
500	Hz	500,00	Hz	500,0208	Hz	-0,0208	Hz	0,0041	Hz	0,0250	Hz

Fin de documento

* E.M.P = Error Máximo Permitido / ** E.B.C. = Equipo Bajo Calibración

Este certificado se expide de acuerdo con las condiciones y capacidades de medida del laboratorio y su trazabilidad a patrones nacionales e internacionales, Este certificado no podrá ser reproducido parcialmente sin la aprobación por escrito del laboratorio que lo emite.

Control de versiones: Ver.:1,0_Rev. 0,0

Figura 51: Certificado de calibración TDX-120, agosto del 2020, página 5.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

Calibration & Test Certificate

Doc ID: AJ033548GF

Name/description	TRAX 280	Transformer and Substation Test System
Serial No	1800317	
Article number	AJ-19070	Test environment
Hardware	R03A	Temperature 22° C (+/- 1°)
Software (at delivery)	1.2-4	Humidity 19 % (+/- 1 %)
Test date:	2019-02-22	

Megger Sweden AB hereby certify that the above product was tested, calibrated and approved in compliance with our quality management system based on ISO 9001, using the reference instruments below. All reference instruments used are calibrated and traceable to international or national standards and bodies for verification of measurements.

Reference equipment	Description	ID no	Comments
OMM	Keyight 34461A	02192	
Insulation tester	UN28A	1227	
Insulation tester	UD 226	1043	
Ground tester	SvaKet 750	1715	

Tested and calibrated by Johnny Orahem



We recommend a calibration period of one year starting after the commissioning date or first use date.

Customer note:

Commissioning date:

COMULSA
EQUIPO NUEVO VERIFICADO
 C-2019-0036
 Fecha: 22/02/2019
 Equipo: TDx 280
 N/S: 1800317
 Revisado por: GP / JL
 Cliente: SIEMENS

Figura 52: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 1.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

Megger Sweden		Test Calibration Certificate TRAX	
Test description	Setting	Results	OK
Visual inspection	Exterior check		<u>OK</u>
Pre-test, function	Mains switch (ON / off / M) TRAX startup (main menu (only 220/280)) Touch screen (only 220/280) Interlock (1 key switch) Green LED (active) Red LED (active) Ground loop detector (orange LEDs) Interlock (only mandatory with 2 kV) Strobe output Emergency switch Dial knob Audio buzzer Fan (large on the side) Fan (power module) Fan (interior)		<u>OK</u>
Communication	Ethernet (Auto) USB 1 USB 2 USB 3	Connected to PC	<u>OK</u>
Outputs, function	250V AC 10A AC 280V AC (LED indicator) 300V DC 300V AC (LED indicator) 100V AC 100V DC (LED indicator) 100V DC 100V DC (LED indicator) 200V AC (3 A) 200V AC (LED indicator) 800V AC (LED indicator) 2200V AC 2200V AC (indicator) Aux 750V Aux 750V (LED indicator Active) Aux 750V (warning sign)		<u>OK</u>

Figura 53: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 2.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

Test description	Setting	Results	OK
Inputs, function	Ch 1-4, AC voltage Ch1-4, Channel LED Ch1-4, Voltage LED Ch 1-4, AC current Ch1-4, Current LED R1-R2, DC voltage R1-R2, R LED R1-R2, 1+2 LED Timing A Timing B Timing C Timing, LEDs Trig Trig, LED Control Ch1, relay Control Ch1, LED Control Ch2, relay Control Ch2, LED		<u>OK</u>
Dielectric strength	Ground to Mains (L+N) 1400 V DC Ground to 250V AC output 1400 V DC Ground to 300V DC output 1400 V DC Ground to AUX power 1400 V DC Ground to 2200V output 5000 V AC		<u>OK</u>
Ground test	Resistance \approx 100 m Ω between Mains Ground terminal and Ground terminal Test ground terminal Aux Control connector housing Any two panel screws, side panel Any two panel screws, top panel TRANS connector housing Interlock 2 connector housing Strobe connector housing Interlock 1, key switch Fan grid		<u>OK</u>
Calibration	Calibration		<u>OK</u>

Figura 54: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 3.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

Verification	Output/input	Setting	Approved result, Min	Approved result, Max	Actual result	OK
AC outputs / inputs	250V AC, Ch1 U	20V	20.01	20.05	20.02	OK
	250V AC, Ch2 U	20V	20.01	20.05	20.02	
	250V AC, Ch3 U	20V	20.01	20.05	20.02	
	250V AC, Ch4 U	20V	20.01	20.05	20.02	
	250V AC, Gen U	20V	20.01	20.05	20.01	
	250V AC, DMM	20	19.80	20.20	20.03	
	250V AC, Ch1 U	200V	199.9	200.3	200.1	
	250V AC, Ch2 U	200V	199.9	200.3	200.1	
	250V AC, Ch3 U	200V	199.9	200.3	200.1	
	250V AC, Ch4 U	200V	199.9	200.3	200.1	
	250V AC, Gen U	200V	199.9	200.3	200.1	
	250V AC, DMM	200	198.0	202.0	200.1	
	10A AC, Ch1 I	8A	7.996	8.014	8.002	
	10A AC, Ch2 I	8A	7.996	8.014	8.002	
10A AC, Ch3 I	8A	7.996	8.014	8.004		
10A AC, Ch4 I	8A	7.996	8.014	8.003		
10A AC, Gen I	8A	7.996	8.014	8.002		
10A AC, DMM	8	7.920	8.080	8.005		
High Voltage	2300V AC, Gen U	140V	139.9	140.3	140.1	OK
	2300V AC, DMM	140	138.6	141.4	140.1	
	2300V AC, Gen U	750V	748.8	751.8	750.3	
	2300V AC, DMM	750	742.5	757.5	750.3	
	2300V AC, Gen I	1A	0.9380	0.9405	0.9381	
	2300V AC, DMM				0.9390	
TRAX 219/220	200A AC, Gen I	200A	NA	NA		OK
	200A AC, CT	200	NA	NA		
TRAX 280	800A AC, Gen I	800A	795.8	802.2	800.1	OK
	800A AC, CT	800	788.0	812.0	799.0	
AUX	Aux Power, DMM	200V	196	204	200	OK

Figura 55: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 4.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

Megger Sweden

Test Calibration Certificate TRAX

Verification	Output/input	Setting	Approved result, Min	Approved result, Max	Actual result	OK	
DC current outputs / inputs	1A DC Ch1	80mA	0.07960	0.08014	0.07995	OK	
	1A DC Ch2	80mA	0.07960	0.08014	0.07995		
	1A DC Ch3	80mA	0.07960	0.08014	0.07995		
	1A DC Ch4	80mA	0.07960	0.08014	0.07995		
	1A DC Gen 1	80mA	0.07943	0.08017	0.07991		
	DMM	0.08	0.07920	0.08000	0.07985		
16A DC Ch1	16A DC Ch1	2 A	1.996	2.000	2.001	OK	
	16A DC Ch2	2 A	1.996	2.000	2.001		
	16A DC Ch3	2 A	1.996	2.000	2.001		
	16A DC Ch4	2 A	1.996	2.000	2.001		
	16A DC Gen 1	2 A	1.993	2.001	2.000		
	DMM	2	1.990	2.000	2.001		
16A DC Ch1	16A DC Ch1	10 A	9.96	10.01	10.00	OK	
	16A DC Ch2	10 A	9.96	10.01	10.01		
	16A DC Ch3	10 A	9.96	10.01	10.01		
	16A DC Ch4	10 A	9.96	10.01	10.00		
	16A DC Gen 1	10 A	9.96	10.01	10.00		
	DMM	10	9.90	10.00	10.00		
100A DC CR Resistance	100A DC CR Resistance	20A	0.0009937	0.0009937	0.0009937	OK	
	100A DC CR Resistance	100A	0.0009937	0.0009937	0.0009937		
DC voltage outputs / inputs	20V DC Ch1 U	20V	19.98	20.04	20.01	OK	
	20V DC Ch2 U	20V	19.98	20.04	20.01		
	20V DC Ch3 U	20V	19.98	20.04	20.01		
	20V DC Ch4 U	20V	19.98	20.04	20.01		
	20V DC Ch1 I	20V	19.98	20.04	20.01		
	20V DC Ch2 I	20V	19.98	20.04	20.01		
	20V DC Ch3 I	20V	19.98	20.04	20.01		
	20V DC Gen U	20V	19.98	20.04	20.01		
	20V DC DMM	20	19.80	20.20	20.01		
	200V DC Ch1 U	200V	199.8	200.3	200.0		OK
	200V DC Ch2 U	200V	199.8	200.3	200.0		
200V DC Ch3 U	200V	199.8	200.3	200.0			
200V DC Ch4 U	200V	199.8	200.3	200.0			
200V DC Gen U	200V	199.8	200.3	200.0			
200V DC DMM	200	198.0	202.0	200.0			

Figura 56: Certificado de calibración TRAX-280, febrero del 2020, página 5.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

Test & Calibration Certificate

Doc.ID: AJ033796BE

Name/description	TDX 120	TRAX Tan Delta Box	
Serial No	1800240		
Article number	AJ-69070		
Hardware	001A	Test environment	
TRAX SW during test	1.0-106.30	Temperature	21° C (+/- 1°)
Software (at delivery)	1.0-236-g36801d1	Humidity	30 % (+/- 1%)
Test date	2019-02-22	Tested by:	NWA

Megger hereby certifies that the above product was tested, calibrated and approved in compliance with our quality system certified according to ISO 9001:2008 using the reference test method below, which are essential to international standards.

Reference equipment	Description	ID no	Next calibration	Comments
5515M Agilent 1401A		2090	2019-02-28	
1000A TRAX TDU test set			na	
Megger calibration capacitor 100 pF		2108	na	
Capacitor 10 nF			na	
High voltage source, Megger AI-DC 14p4		2122	2018-09-30	
Ground tester, Sweden 750		1715	2018-09-30	

Test description	Setting	Results	Pass/Fail
Visual inspection	Interior check		Pass
	Exterior check		Pass
Ground test	Resistance < 100 mΩ between Power ground terminal and:		Pass
	Ground terminal		Pass
	Connector housings, side panel		Pass
	Any two panel screws, side panel		Pass
	HV connector, ground ring/knob		Pass
	Red connector		Pass
	Blue connector		Pass
Dielectric strength test	Lid		Pass
	Power ground > L + N	400 V AC	Pass
	Power ground > Guard	>1 MΩ	Pass
Function	Control LED indicator		Pass
	Ethernet communication		Pass
	HV LED indicator		Pass
	Interlock		Pass

COMULSA
EQUIPO NUEVO VERIFICADO
C-2019-0038
Fecha: 22/02/2019
Equipo: TDX 120
N/S: 1800240
Revisado por: GP / JL
Cliente: SENERG

Figura 57: Certificado de calibración TDX-120, febrero del 2020, página 1.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

Test & Calibration Certificate

Doc.ID: AJ033796BE

Name/description	TDX 120	TRAX Tan Delta Box	
Serial No	1800240		
Article number	AJ-69070		
Hardware	001A	Test environment	
TRAX SW during test	1.0-106.30	Temperature	21° C (+/- 1°)
Software (at delivery)	1.0-236-g36801d1	Humidity	30 % (+/- 1%)
Test date	2019-02-22	Tested by:	NWA

Megger hereby certifies that the above product was tested, calibrated and approved in compliance with our quality system certified according to ISO 9001:2008 using the reference test method below, which are essential to international standards.

Reference equipment	Description	ID no	Next calibration	Comments
5515M Agilent 1401A		2090	2019-02-28	
1000A TRAX TDU test set			na	
Megger calibration capacitor 100 pF		2108	na	
Capacitor 10 nF			na	
High voltage source, Megger AI-DC 14p4		2122	2018-09-30	
Ground tester, Sweden 750		1715	2018-09-30	

Test description	Setting	Results	Pass/Fail
Visual inspection	Interior check		Pass
	Exterior check		Pass
Ground test	Resistance < 100 mΩ between Power ground terminal and:		Pass
	Ground terminal		Pass
	Connector housings, side panel		Pass
	Any two panel screws, side panel		Pass
	HV connector, ground ring/knob		Pass
	Red connector		Pass
	Blue connector		Pass
Dielectric strength test	Lid		Pass
	Power ground > L + N	400 V AC	Pass
	Power ground > Guard	>1 MΩ	Pass
Function	Control LED indicator		Pass
	Ethernet communication		Pass
	HV LED indicator		Pass
	Interlock		Pass

COMULSA
EQUIPO NUEVO VERIFICADO
C-2019-0038
Fecha: 22/02/2019
Equipo: TDX 120
N/S: 1800240
Revisado por: GP / JL
Cliente: SENERG

Figura 58: Certificado de calibración TDX-120, febrero del 2020, página 2.

Fuente: Certificado emitido por COMULSA.

ANEXO C

PROTOCOLOS DE PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES

Cliente:				Instalación:				
Equipo:				Tensión:				
Marca:				Potencia:				
N° de Serie:				Conexión:				
Año de Fab:				Fases:				
Tag:				Frecuencia:				
Peso del Aceite				Peso Total:				

FACTOR DE POTENCIA & CAP DE DEVANADOS

CONDICIONES AMBIENTALES DE LA PRUEBA		
Temperatura Ambiente	Temperatura Aceite	Humedad Relativa

Inyección en Primario Resultados referidos a 20°C

Prueba	Modo Prueba	Frec.	Tensión Prueba	I (A)	Vatios Pérdidas	% DF medido	% DF corregido	Cap (nF)
CH + CHL	GST							
CH	GSTg-A							
CHL	UST-A							

Inyección en Secundario Resultados referidos a 20°C

Prueba	Modo Prueba	Frec.	Tensión Prueba	I (A)	Vatios Pérdidas	% DF medido	% DF corregido	Cap (nF)
CL + CLH	GST							
CL	GSTg-A							
CLH	UST-A							

CHL: Referido al aislamiento total del devanado, separadores y aceite entre los devanados primario y secundario.

CH: Referido al aislamiento total entre los conductores del devanado primario, y las partes puesta a tierra, que incluyen: bushings, aislamiento del devanado, estructuras aislantes y el aceite.

CL: Referido al aislamiento total entre los conductores del devanado secundario, y las partes puesta a tierra, que incluyen: bushings, aislamiento del devanado, estructuras aislantes y el aceite.

Normatividad:
 La cláusula 7.2.14 de la Norma IEEE Std C57.152-2013 indica que: Los valores máximos permisibles para transformadores nuevos < 230 kV, el límite de factor de potencia es 0.5% y para transformadores en servicio es < 1%.

Conclusiones:

Ejecutado Por	Equipo
Supervisado Por	Marca
Fecha de Prueba	Modelo
	Serie

Figura 59: Protocolo de pruebas de factor de potencia

Fuente: Protocolos emitidos por la empresa SIENERG.

Cliente:	Instalacion:
Equipo:	Tensión:
Marca:	Potencia:
N° de Serie:	Conexión:
Año de Fab:	Fases:
Tag:	Frecuencia:
Peso del Aceite:	Peso Total:

**RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENTRE
DEVANADO PRIMARIO Y SECUNDARIO ()**

TAP	AT (V)	BT (V)	Relación Teorica	H1-H0 / X1-X2		H2-H0 / X2-X3		H3-H0 / X3-X1		Resultado
				Rel. Medida	Desv.	Rel. Medida	Desv.	Rel. Medida	Desv.	
1										
2										
3										
4										
5										

Conclusiones:

Los valores obtenidos deben de cumplir segun la clausula 7.2.10 de la norma
IEEE Std C57. 152 - 2013. (Relación de Transformación Límite = $\pm 0.5\%$).

Ejecutado Por	
Supervisado Por	
Fecha de Prueba	

Equipo	
Marca	
Modelo	
Serie	

Figura 61: Protocolo de pruebas eléctricas de relación de transformación.

Fuente: Protocolos emitidos por la empresa SIENERG.

Cliete:	Instalacion:
Equipo:	Tension:
Marca:	Potencia:
N° de Serie:	Conexión:
Año de Fab:	Fases:
Tag:	Frecuencia:
Peso del Aceite:	Peso Total:

RESISTENCIA DE DEVANADOS

Devanado Primario

I de prueba:

Temperatura Dev 26 °C

TAP	H1 - H0		H2 - H0		H3 - H0		Desviacion	Resultado
	R medida	R referida (75°C)	R medida	R referida (75°C)	R medida	R referida (75°C)		
1								
2								
3								
4								
5								

Conclusiones:

Los valores obtenidos deben ser según la norma IEEE Std C57. 152 - 2013.

cláusula 7.2.7. El comparativo entre fases es menor o igual al 5%. Los valores seran aceptables

Ejecutado Por		Equipo	
Supervisado Por		Marca	
Fecha de Prueba		Modelo	
		Serie	

Figura 62: Protocolo de pruebas eléctricas de resistencia óhmica de devanado.

Fuente: Protocolos emitidos por la empresa SIENERG.