



Mantenimiento a subestaciones eléctricas de los grandes clientes de EPM ejecutado por la
empresa “ENETEL S.A.S”

Arinda Isabel Severiche Calderón

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Asesor

Fernando Villada Duque, Doctor (PhD) en Área de formación del asesor interno

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería
Ingeniería Eléctrica
Medellín, Antioquia, Colombia
2022

Cita	Severiche Arinda
Referencia Estilo IEEE (2020)	[1] A. Severiche Calderón “mantenimiento a subestaciones eléctricas de los grandes clientes de EPM ejecutado por la empresa ENETEL S.A.S”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2022.



Biblioteca Carlos Gaviria Díaz

Repositorio Institucional: <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - www.udea.edu.co

Rector: John Jairo Arboleda Céspedes

Decano/director: Jesús Francisco Vargas Bonilla

Jefe departamento: Noe Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN.....	8
ABSTRACT	9
I. INTRODUCCIÓN	10
II. OBJETIVOS	11
A. Objetivo general	11
B. Objetivos específicos	11
III. MARCO TEÓRICO	12
Mantenimiento predictivo	12
Mantenimiento preventivo	15
Mantenimiento correctivo	17
IV. METODOLOGÍA	18
V. RESULTADOS Y ANÁLISIS	19
Mantenimiento predictivo	19
Ensayos al aceite dieléctrico del transformador de 1000 kVA.	19
Ensayo de termografía	25
Mantenimiento preventivo.	27
Medición de Resistencia de Aislamientos.	29
Medición de Resistencia de la malla de puesta a tierra.	33
Medición de Relación de transformación	33
Medición de Resistencia de devanados.....	34
VII. CONCLUSIONES	38
VIII. RECOMENDACIONES	39
REFERENCIAS	40

LISTA DE TABLAS

TABLA I. ENSAYOS RECOMENDADOS POR LA IEEE PARA DETERMINAR EL ESTADO DEL ACEITE EN UN TRANSFORMADOR.....	13
TABLA II. CANTIDAD DE GASES PERMITIDOS EN EL TRANSFORMADOR EN CUESTIÓN.....	24
Tabla III. NORMA ANSI/NETA ATS-2009, TABLA 100.18 (AMERICAN NATIONAL STANDARD, 2009).....	25
TABLA IV. DATOS ADICIONALES MEDIDOS.....	26
TABLA V. DATOS ADICIONALES MEDIDOS.....	27
TABLA VI. VALORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO REFERIDOS A 20 °C (factor de corrección= 1,11).....	32
TABLA VII. VALORES TÍPICOS DE AISLAMIENTO DEL NÚCLEO (TABLA 9 DEL NUMERAL 7.2.6.2 DE LA NORMA IEEE STD. C57.152-2013).....	32
TABLA VIII. VALOR DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.....	33
Tabla IX. VALORES MEDIDOS DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.....	33
Tabla X. VALORES MEDIDOS DE RESISTENCIA DE DEVANADOS.....	35

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1. Guía de color para aceites en transformadores, con el posible efecto del aceite en el transformador.[2].....	13
Fig. 2. Resultados del ensayo fisicoquímico realizado al transformador de la empresa Crystal. ...	20
Fig. 3. Resultados del ensayo de cromatografía de gases realizado al transformador de la empresa Crystal.	21
Fig. 4. Evaluación del aceite por contenido de humedad en relación con el voltaje.	22
Fig. 5. Evaluación del aceite por rigidez dieléctrica ASTM D877 en relación con el voltaje.	22
Fig. 6. Criterios para evaluación de DGA en transformadores.	23
Fig. 7. Concentraciones aceptables según relación O ₂ /N ₂ y edades.	23
Fig. 8. Calificación integral de unidades de Crystal.	25
Fig. 9. Resultados de la cámara termográfica y foto del transformador	26
Fig. 10. Resultados de la cámara termográfica y foto del transformador.	27
Fig. 11. Prueba de aislamiento AT-BT.	29
Fig. 12. Prueba de aislamiento AT-GN.....	30
Fig. 13. Prueba de aislamiento BT-GN.....	31
Fig. 14. Prueba de resistencia de devanados AT y BT.	34
Fig. 15. Placa de transformador	36
Fig. 16. Verificación de ausencia de tensión.	36
Fig. 17. Verificación de ausencia de tensión.	36
Fig. 18. Descarga de transformador a tierra.....	36
Fig. 19. Prueba de relación de transformación.....	36
Fig. 20. Prueba de relación de transformación.....	36
Fig. 21. Prueba de resistencia de devanados.....	37
Fig. 22. Prueba de resistencia de aislamiento.	37
Fig. 23. Medición de resistencia de puesta a tierra.	37
Fig. 24. Mantenimiento a pórtico.....	37
Fig. 25. Limpieza de transformador.....	37
Fig. 26. Cambio de silica.	37

SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

DGA Análisis de gases disueltos.

FQ Fisicoquímicos.

RESUMEN

El operador de Red en la región de Antioquia (EPM), realiza licitaciones por áreas, en donde varias empresas del sector eléctrico se presentan con la finalidad de ejecutar los respectivos contratos; en la unidad de oferta de gobierno se atienden las solicitudes de sus grandes clientes, los cuales hacen parte del mercado no regulado y que son grandes consumidores de energía eléctrica.

Durante la práctica profesional realizada en la empresa ENETEL S.A.S. se realizaron actividades en proyecto de “**Mantenimiento a las subestaciones eléctricas de los grandes clientes de EPM**”, en donde el objetivo principal fue suplir las necesidades técnicas de cada cliente en su subestación eléctrica, realizando el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de las subestaciones.

Al finalizar la práctica académica, se fortalecieron y aprendieron varios conocimientos técnicos relacionados con las subestaciones eléctricas, en donde, se enfatizó en uno de los componentes más importantes como es **el transformador de potencia**. En cuanto a las habilidades blandas, se obtuvieron grandes experiencias que fortalecieron las aptitudes y actitudes personales, lo cual brindará al sector eléctrico y a la sociedad una profesional competitiva e íntegra.

***Palabras clave* — Mantenimiento, Transformador, Termografía, Subestaciones.**

ABSTRACT

The Network operator in the region of Antioquia (EPM), carries out tenders by areas, where several companies from the electricity sector present themselves with the purpose of executing the respective contracts; The government supply unit attends to the requests of its large clients, which are part of the non-regulated market and are large consumers of electricity.

During the professional practice carried out in the company ENETEL S.A.S. Activities were carried out in the "Maintenance of the electrical substations of large EPM clients" project, where the main objective was to meet the technical needs of each client in its electrical substation, performing predictive, preventive and corrective maintenance of the substations.

At the end of the academic practice, several technical knowledge related to electrical substations were strengthened and learned, where one of the most important components such as the power transformer was emphasized. Regarding soft skills, great experiences were obtained that strengthened personal skills and attitudes, which will provide the electricity sector and society with a competitive and integrated professional.

***Keywords* — Maintenance, Transformer, Thermography, Substations**

I. INTRODUCCIÓN

ENETEL S.A.S. es una empresa antioqueña con alcance a nivel nacional, que ofrece la prestación de servicios especializados en los sectores de energía, tales como:

- Construcción y mantenimiento de proyectos eléctricos, telecomunicaciones, civil, seguridad electrónica, electromecánica y sistemas de energías renovables.
- Diseño de redes eléctricas internas y externas en baja y media tensión.
- Diseño y construcción de soportes para estructuras eléctricas y telecomunicaciones.

El objetivo principal de la empresa es ser reconocida por su excelente prestación de servicios especializados en los sectores de energía, telecomunicaciones, civil, seguridad electrónica, electromecánica y sistema de energía renovables, desarrollando grandes proyectos de ingeniería de manera eficaz y responsable. En la práctica profesional se aportó en el sector de la energía, en donde, se coordinaron y programaron las actividades necesarias en el proyecto de “Mantenimiento a subestaciones eléctricas de Grandes clientes” de manera responsable, comprometida y velando que todas las actividades se ejecutaran de la mejor manera, para así garantizar el buen funcionamiento de las subestaciones y con eso la satisfacción del cliente.

Para un buen funcionamiento de cualquier empresa es necesario que la parte eléctrica esté funcionando correctamente, debido a que garantiza que los procesos fundamentales se puedan ejecutar. Para obtener un buen desempeño de las diferentes áreas es indispensable realizar mantenimiento preventivo anual a las subestaciones eléctricas, en donde se revise con frecuencia el estado de los equipos que lo componen y si es necesario realizar el cambio oportuno de estos.

El objetivo principal de una subestación es facilitar la forma de transmitir, distribuir y entregar la energía al usuario final, realizando cambios en los niveles de tensión para así lograr lo descrito anteriormente y que las actividades de los usuarios se ejecuten correctamente y a tiempo.

A lo largo del informe, se presentarán los resultados y conocimientos obtenidos en la práctica profesional, la cual se realizó en la empresa ENETEL S.A.S. y las actividades realizadas en los diferentes mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos que se están ejecutando en la empresa.

II. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Realizar mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos a las subestaciones de los grandes clientes no regulados de EPM, ejecutando un cronograma de actividades, que incluye, prueba de termografía, análisis o cambio del aceite de los transformadores, cambio completo de transformadores o finalmente, ajuste y limpieza de la subestación.

B. Objetivos específicos

Ejecutar pruebas básicas a transformadores ubicados en las subestaciones a intervenir, como lo son, medida de resistencia de devanados, relación de transformación y resistencia de aislamiento.

Realizar y enviar al usuario que contrata el servicio, informes de las actividades realizadas en las subestaciones, con el objetivo de presentar las novedades encontradas durante la ejecución del mantenimiento y recomendar acciones que garanticen la confiabilidad de la instalación.

Programar con cada uno de los clientes las diferentes actividades contratadas, con el fin de dar cumplimiento a los tiempos establecidos y garantizar la ejecución de los servicios ofertados.

Estudiar el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE) y la NTC2050 en las sesiones de subestaciones tipo interior o exterior, con el fin de recomendar al cliente el cumplimiento de la misma en las subestaciones.

Realizar la planeación de la ejecución de los mantenimientos, garantizando la gestión de los recursos y herramientas utilizados en el mantenimiento.

Coordinar la ejecución de las actividades en las instalaciones de los clientes, asignando actividades al personal técnico y verificando los ensayos eléctricos, para garantizar la calidad de los servicios prestados.

III. MARCO TEÓRICO

A continuación, se describen conceptos necesarios para comprender en que consiste un mantenimiento a una subestación:

Mantenimiento predictivo

Consiste en la realización de pruebas y ensayos, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos dentro de los parámetros técnicos establecidos y determinar posibles variaciones en el funcionamiento que puedan ocasionar fallas en los equipos. Estas pruebas se caracterizan porque se ejecutan con los equipos energizados.[1]

Dentro de las pruebas del mantenimiento predictivo se puede encontrar:

- *Ensayos al aceite dieléctrico del transformador:*

Análisis dieléctrico y fisicoquímico.

Cromatografía de gases disueltos en aceite.

Análisis de Bifenilos Policlorados (PCB's).

Análisis Contenido Inhibidor.

Análisis del Contenido de Furanos.

Análisis de Azufre Corrosivo.

- *Inspección Termográfica.*
- *Inspección Coronográfica.*

Ensayos al aceite dieléctrico

Análisis dieléctrico y fisicoquímico

Para medir la degradación del aceite se realizan ensayos fisicoquímicos sobre las muestras de aceites tomadas a los transformadores, los principales ensayos recomendados por la IEEE para determinar el estado del aceite de los transformadores son:

TABLA I. ENSAYOS RECOMENDADOS POR LA IEEE PARA DETERMINAR EL ESTADO DEL ACEITE EN UN TRANSFORMADOR.

Tipo	Ensayo	Norma
Fisicoquímicos	Color	ASTM D1500- 12(2017)
	Número ácido	ASTM D974-14e2
	Tensión interfacial	ASTM D971-20
	Contenido de humedad	ASTM D1533-20
	Rigidez dieléctrica	D877/877M-19-Met.A

Aspecto y color

El color del aceite se determina con la luz transmitida y se expresa con un número comparando el color con una serie de colores normalizado según la normativa, a continuación, se muestra la guía de color para aceites.

Guía de Color para aceites en Transformadores	Valores de Prueba relacionado con el color	Efecto del aceite en el Transformador	
aceite nuevo 0.0-0.5	Acid (Neut.) No. mg. KOH/g. 0.03 to 0.10	Interfacial Tension Dynes/CM 30-45	Suministra: 1. Enfriamiento eficiente 2. Preserva el aislamiento
buen estado 0.5-1.0	0.05 to 0.10	27-29	Compuestos polares (lodos) en solución, producto de la oxidación del aceite disminuyen la TIF.
aceite usado 1.0-2.5	0.11 to 0.15	24-27	Acidos grasos cubren las bobinas. Lodos en solución listos para depositar. Probable depósitos en huecos.
condición marginal 2.5-4.0	0.16 to 0.40	18-24	En casi el 100% de los trafos, se depositan lodos en nucleos, bobinas y aletas en este rango de color.
condición mala 4.0-5.5	0.41 to 0.65	14-18	Los lodos se oxidan y se endurecen. El papel empieza a encogerse. Posibilidad de falla.
condición severa 5.5-7.0	0.66 to 1.50	9-14	Los lodos impiden la transferencia de calor debido a la obstrucción de aletas y orificios de flujo.
condición extrema 7.0-8.5	1.50 and higher	6-9	Vasta cantidad de lodos que requieren otros medios de remoción diferentes al purgado de los mismos.

Fig. 1. Guía de color para aceites en transformadores, con el posible efecto del aceite en el transformador.[2]

El color no es una propiedad crítica, pero en ocasiones puede ser útil para un estudio comparativo. Por otro lado, el aspecto del aceite puede mostrar sedimentos que puede indicar la presencia de contaminantes, fibras u otras sustancias y turbidez producida por presencia de agua o lodos. Un

cambio en el aspecto o incremento del color rápido pueden indicar degradación o contaminación del aceite.

Número ácido o acidez

La acidez (índice de neutralización) de un aceite mide los contaminantes/constituyentes ácidos de aceite, esta se debe a la formación de productos de oxidación ácidos en el aceite. Un grado alto de acidez puede provocar corrosión de las partes metálicas del transformador y ser la causa de la degradación de los materiales celulósicos, también puede afectar a las propiedades dieléctricas y propiedades del aceite en sí. Un crecimiento rápido de la acidez del aceite es un buen indicador de que el aceite está envejeciendo más rápido de lo normal.

Tensión Interfacial

La tensión interfacial entre el agua y el aceite proporciona un medio para detectar contaminantes. Este indicador cambia rápidamente en las etapas iniciales del envejecimiento del aceite, pero se estabiliza cuando el deterioro es moderado, también un rápido descenso de la tensión interfacial puede indicar problemas de compatibilidad entre el aceite y algunos materiales del transformador.

Contenido de humedad

El agua en los aceites puede estar presente en forma disuelta o incluso en forma de partícula, por ejemplo, en las fibras de celulosa. Existen dos fuentes principales para el incremento de agua o humedad en un transformador, las cuales son:

el ingreso de humedad desde la atmosfera.

la degradación de la celulosa y el aceite.

Rigidez Dieléctrica

La rigidez dieléctrica permite medir la aptitud de un aceite de los transformadores para resistir las descargas eléctricas que se permiten en servicio.

Cromatografía de gases disueltos en aceite

Permite predecir o descartar la presencia de fallas como descargas internas, efectos corona, y sobrecalentamientos del aceite, ya que el análisis muestra que tipos de gases y con qué cantidad se encuentran en la cuba del transformador, los cuales dan información del tipo de falla que puede estar presentando el transformador.

Análisis de Bifenilos Policlorados (PCB's)

Determina la concentración de PCB en partes por millón (ppm), la cual es una sustancia nociva para la salud humana y el medio ambiente.

Análisis Contenido Inhibidor

Permite identificar sustancias que protegen al aceite aislante del proceso de oxidación natural y que estén dentro de los rangos establecidos.

Análisis de compuestos furánicos

Permite identificar el deterioro del papel aislante y así determinar la vida útil remanente del transformador

Análisis de Azufre Corrosivo

Permite identificar compuestos corrosivos en el aceite que pueden llevar al equipo a condiciones de falla.

Inspección Termografía

Se realiza con cámaras termográficas portátiles, utilizadas para monitorear los equipos en las subestaciones, ya que capturan representaciones bidimensionales de la temperatura superficial aparente de los componentes eléctricos y otros objetos.[3]

Inspección Coronográfica

Permite identificar posibles fallas, daños físicos en los componentes, degradación de los aisladores, falta de anillos corona, lavado no efectivo, pérdidas de energía, entre otras.

Mantenimiento preventivo

Consiste en realizar acciones para alargar la vida útil de los equipos y prevenir fallas imprevistas que puedan ocasionar paros no programados en las actividades. Para la ejecución de estas acciones es necesario programar una suspensión de los equipos a intervenir.[4]

Medición de Resistencia de aislamiento

El conjunto de instalaciones y equipos eléctricos respeta unas características de aislamiento para permitir su funcionamiento con toda seguridad. Ya sea a nivel de los cables de conexión, de los dispositivos de seccionamiento y de protección o a nivel de los transformadores, motores y generadores, el aislamiento de los conductores eléctricos está constituido por materiales que

presentan una fuerte resistencia eléctrica para limitar al máximo la circulación de corrientes fuera de los conductores. La calidad de estos aislamientos se ve alterada al cabo de los años por las exigencias a las que se someten los equipos. Esta alteración provoca una reducción de la resistividad eléctrica de los aislantes que a su vez da lugar a un aumento de las corrientes de fuga que pueden provocar incidentes cuya gravedad puede tener consecuencias serias tanto para la seguridad de personas y bienes como en los costos por paradas de producción en la industria. Aparte de las mediciones tomadas durante la puesta en funcionamiento de elementos nuevos o renovados, el control periódico del aislamiento de las instalaciones y equipos eléctricos permite evitar dichos accidentes mediante el mantenimiento preventivo. Éste permite detectar el envejecimiento y la degradación prematura de las características de aislamiento antes de que alcancen un nivel suficiente para provocar los incidentes mencionados anteriormente.

“La medición de la resistencia del aislamiento no es destructiva, se lleva a cabo aplicando una **tensión continua** y da un resultado expresado en **k Ω , M Ω , G Ω** incluso **T Ω** . Esta resistencia expresa la calidad del aislamiento entre dos elementos conductores. Su naturaleza no destructiva (puesto que la energía es limitada) hace que esta prueba sea especialmente interesante para el seguimiento del envejecimiento de los aislantes durante el período de explotación de un equipo o de una instalación eléctrica.”[5]

Medición de la Relación de transformación

“El objeto de este ensayo es el de determinar la relación de transformación para cada uno de los embobinados del transformador evaluando la relación entre el **voltaje primario/secundario**, que si cuentan con cambiador de derivaciones (taps) para modificar su relación de voltaje, la relación se basa en la comparación entre *el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al que está referido*. Adicionalmente se mide el desplazamiento angular geométrico que existe en cada una de las combinaciones, que depende del grupo de conexión del transformador intervenido. Permitiendo revelar circuitos abiertos, espiras en cortocircuito, defectos severos en los contactos del conmutador y/o posiciones incorrectas del mismo, terminales identificados incorrectamente, etc.” [5]

Medición de la Resistencia de los devanados

“La resistencia del devanado siempre se define como la resistencia DC (la resistencia activa o real) de un arrollamiento en **ohm (Ω)**.” . Esta prueba sirve para detectar espiras de los devanados en cortocircuito o en circuito abierto y posibles anomalías debidas a las variaciones de resistencia en los bobinados ocasionadas por conexiones y puentes abiertos o deteriorados; también se utiliza para determinar falsos contactos en el conmutador. Para transformadores sumergidos en aceite, la resistencia se refiere a condiciones estándar de 85°C utilizando **un factor de corrección por temperatura**. Las mediciones de resistencia de los devanados son de importancia fundamental para los siguientes propósitos:

Proporcionar un valor base para establecer las pérdidas bajo carga del transformador.

Cálculo de temperaturas en el devanado al final de una prueba de elevación de temperatura.

Control de calidad durante el proceso de fabricación del transformador.

Como base para la evaluación y análisis de posibles daños en sitio asociados con los devanados del transformador.

Medición de la Resistencia de puesta a tierra

La resistencia de tierras es la prueba realizada por medio del telurómetro para establecer la eficacia del sistema de seguridad de puesta a tierra, debido al hecho que se trata de un sistema diseñado para garantizar la seguridad es una prueba muy importante. La difusión del valor de resistencia es el parámetro más relevante para poner a prueba un sistema de suelo de calidad y la capacidad para llevar a cabo su función. Cumpliendo con lo establecido en el RETIE que indica que el valor para mallas de tierra en subestaciones ya sea de media, alta o extra alta tensión no debe exceder 10 Ω según indica el artículo 15 numeral 15.4 tabla 15.[4]

Mantenimiento correctivo

Consiste en ejecutar reparaciones o cambio de equipos después de que se presenta o detecta una falla, este tipo de mantenimiento se debe realizar de manera inmediata, ya que al presentarse afectan la operación.[4]

IV. METODOLOGÍA

Las actividades que se mencionaran a continuación se proponen con el fin de darle un orden a este trabajo para alcanzar el cumplimiento de los objetivos planteados en el momento de realizar el mantenimiento a las subestaciones.

Actividad 1. Estudiar y comprender el orden en que se realizan los procesos para realizar un mantenimiento a una subestación.

Actividad 2. Programar y realizar visitas a la que se le brindará el servicio del mantenimiento, con el objetivo de tomar los datos necesarios para la cotización.

Actividad 3. Coordinar la toma de muestras de aceites al transformador si se requiere, para conocer las propiedades aislantes del aceite aislante antes de intervenir el transformador.

Actividad 4. Apoyar en las actividades de la termografía realizada en la subestación, para detectar las posibles fallas en el sistema y así ajustar los puntos calientes en el mantenimiento preventivo.

Actividad 5. Coordinar y ejecutar las actividades del mantenimiento, como lo son, las pruebas de relación de transformación, resistencia de devanados, resistencia de aislamiento y medida de resistencia de puesta a tierra.

Actividad 6. Realizar y enviar al cliente informe del mantenimiento realizado, donde se muestre los resultados de las pruebas básicas, actividades ejecutadas y recomendaciones para mejorar la subestación.

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se hará un resumen de un mantenimiento específico realizado al **cliente Crystal** incluyendo las actividades realizadas para su desarrollo, teniendo en cuenta que, este mismo procedimiento se realizó con los diferentes mantenimientos realizados a los demás clientes.

Mantenimiento predictivo

Ensayos al aceite dieléctrico del transformador de 1000 kVA.

Para realizar el análisis del estado dieléctrico del aceite del transformador, se debe obtener una muestra del aceite en un frasco de vidrio de 500 ml para realizar el ensayo fisicoquímico y una jeringa de vidrio de 50 ml para el ensayo de cromatografía de gases. Una vez obtenidas se envían al laboratorio CIDET, el cual está certificado para realizar dichos ensayos.

A continuación, se muestra los resultados obtenidos para uno de los transformadores del cliente Crystal con número de serie **7853078**:

INFORME DE RESULTADOS ANÁLISIS FÍSICO-QUÍMICO



Revisó: Especialista LAQ
Aprobó: Coordinadora LAQ
Fecha: 2021-08-30
Código: FR-LAB-32-V03
Pag 1 de 1

Fecha Toma de Muestra*: 26/10/2021 Fecha Recepción: 9/11/2021 Fecha Prueba: 10/11/2021 No. Reporte: **084511-1**

No. Serie*: 7853078 Fabricante*: Sierra AñoFab* 1998 Tensión kV*: 44 MVA*: 1

Vol Oil (L)*: 1690 Tipo Equipo*: Transformador Ubicación*: TRAF0 PRINC Aceite*: CUBA

Cliente: Crystal S.A.S. La 30

T Muestra (°C) *:	40
T Cuba Sup. (°C)*:	73

Dirección:

Condiciones Laboratorio: P.At. (hPa): 838 Temp Lab (°C): 22 Humed Rel. (%): 62

ENSAYO	NORMAS	RESULTADO	%INCERTIDUMBRE	UNIDADES									
Índice Colorimétrico	ASTM D1500-12(2017)	<1,5	Unidad	Cualitativa									
Tensión Interfacial	ASTM D971-20	37,9	± 8%	mN/m (dina/cm)									
Número Acido (Se excluye numeral 7.4)	ASTM D974-14e2	0,011	±8%	mg KOH/g oil									
Rígidez Dieléctrica	D877/877M-19-Met.A	41	± 5%	kV									
Contenido Humedad Aceite	ASTM D1533-20	21	± 4%	mg/kg									
Humedad en papel (Cálculo)	EPRI-M-2 (2000)		± 4%	%									
Factor de Potencia	ASTM D924-15 - 25°C		± 5%	%									
Factor de Potencia	ASTM D924-15 - 100°C		± 8%	%									
Densidad Relativa	ASTM D1298-12b(2017)		± 1%	Adimensional									
Cloruros y Sulfatos	ASTM D878-01(2006)		Cualitativa	Cualitativa									
Punto de inflamación / Llama	ASTM D92-18		± 3%	°C									
Punto de Anilina (Método E)	ASTM D611-16		± 7%	°C									
Azufre Corrosivo (Se excluye numeral 11)	ASTM D1275-15		Cualitativa	Cualitativa									
Oxidación Vaso Presurizado	ASTM D2112-15		± 10%	min									
PCB's	ASTM D4059-00(2018)		± 2%	mg/kg									
Inhibidor Oxidación	IEEE Vol2 / 1995 - DBPC		± 9 %	%									
Índice Calidad (IC) - NO Acreditada		3445		Adimensional									
Papel-Grado Polimerización	ASTM D4243-2016		± 2 %	Unidades									
Viscosidades a 40°C - 100°C	ASTMD 445-19a		± 2%	mm2/s									
Irgamet 39 Anexo B (Se excluye B.5.3.1)	IEC 60666 (2010)		± 6%	mg/kg									
Benzotriazol Anexo B (Se excluye B.5.3.1)	IEC 60666 (2010)		± 8%	mg/kg									
Dibenzil Disulfuro - DBDS	IEC 62697-1:2012		± 3%	mg/kg									
Lodos Solubles - NO Acreditada	ASTM D1698-03(2008)			%									
FURANOS: 2-Furaldehído (2-FAL)	ASTM D5837-15		±12%	ug/kg									
5-Hidroximetil-2FAL:	<input type="text"/>	Fufuril alcohol:	<input type="text"/>	2-Acetil-Furano:	<input type="text"/>	5-Metil-2FAL:	<input type="text"/>						
Partículas > 4 um en 1mL Aceite	ASTM D-6786-15		±4%	Unidades									
>6um:	<input type="text"/>	>10um:	<input type="text"/>	>14um:	<input type="text"/>	>21um:	<input type="text"/>	>25um:	<input type="text"/>	>38um:	<input type="text"/>	>70um:	<input type="text"/>

Recepción No.: 15395 Muestra # 1 Aspecto visual: Aceite amarillo dorado transparente y brillante sin partículas. Antes de Mantenimiento/Responsable toma de muestra: Alexander Tamayo-ENETEL. ASTM D977: Distancia Electrodo 2.54mm, Temperatura de la muestra al momento de prueba 22°C. Valores en kV: 34,2, 42,5, 41,5, 45,3, 39,0. Este reporte reemplaza en su totalidad al reporte 084511 por cambios realizados en la información del equipo.

Aprobado por: Especialista. LAQ. LINDA HEREDIA

* Información suministrada por el responsable de la toma de muestras de aceite. Los resultados contenidos en este reporte corresponden a las muestras analizadas bajo las condiciones de prueba. CIDET no se hace responsable por la información suministrada y toma de muestra realizada por el cliente. El laboratorio CIDET no se responsabiliza por el uso inadecuado de este informe. Se prohíbe la reproducción total o parcial sin autorización previa escrita del Laboratorio

Fecha de emisión:
 26/11/2021

Fin del documento

Calle 84 Sur, No. 40-61 Variante Caldas Km - 1 (Sabaneta, Ant.) Tels: (4) 444 12 11 E-mail: sandra.diaz@cidet.org.co

Fig. 2. Resultados del ensayo fisicoquímico realizado al transformador de la empresa Crystal.

INFORME DE RESULTADOS ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITES DIELECTRICOS



Revisó: Especialista LAQ Aprobó: Coordinadora LAQ Fecha: 2021-08-30 Código: FR-LAB-33-V04 Pag 1 de 1

NORMA ASTM D3612-02(2017) Método C

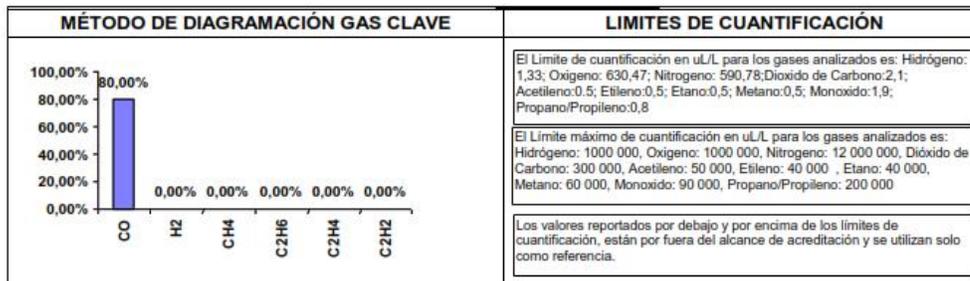
Fecha Toma de Muestra*: 26/10/2021 Fecha Recepción: 9/11/2021 Fecha Prueba: 29/10/2021 No. Reporte: **084511-1**
 No. Serie* 7853078 Fabricante*: Sierra AñoFab*: 1998 RelTransf*: 44 MVA*: 1
 Vol Oil (L)*: 1690 Tipo Equipo*: Transformador Ubicación* TRAF0 PRINC Aceite*: CUBA
 Cliente: Crystal S.A.S. La 30
 Dirección:

T Muestra (°C)*:	40
T Cuba Sup. (°C)*:	73

Condiciones del Laboratorio: P.At. (hPa): 837 Temp Lab (°C): 23 Humed Rel. (%): 61

RESULTADOS					REFERENCIAS				
GASES		(uL/L)	%GC	% Incertid.	BBC	DORN	CEGB	DOBLE	Excede
Hidrogeno	H2	3,8	5,6%	8,0	200	200	100	100	
Metano	CH4	1,2	1,8%	8,0	100	50	120	100	
Monox. de Carbono	CO	60	87,7%	8,0	500	500	350	250	
Etileno	C2H4	3,2	4,7%	8,0	150	80	30	100	
Etano	C2H6	0,2	0,3%	8,0	100	35	65	60	
Acetileno	C2H2	0	0,0%	8,0	15	5	35	5	
TOTAL COMBUSTIBLES:		68,4	100%						
Propano/Propileno	C3H8/C3H6	2,2		8,0					
Oxígeno	O2	19316		8,0					
Nitrogeno	N2	50988		8,0					
Diox. de Carbono	CO2	1031		8,0	5000	6000			
TOTAL DE GASES:		71405,6							

NOTA: Los valores de referencia dados son generales. Para un diagnóstico detallado deben tenerse en cuenta al menos: las condiciones operativas del equipo, datos anteriores de DGA, tiempo de servicio, volumen de aceite y mantenimientos realizados.



Recepción No. : 15368 Antes de Mantenimiento. El Volumen en mL de la burbuja en la jeringa es de: 0 Muestra #1. Responsable del muestreo: Alexander Tamayo-ENETEL. Este reporte reemplaza en su totalidad al reporte 084511 por cambios realizados en la información del equipo.

Aprobado por: Especialista. LAQ. LINDA HEREDIA

*Información suministrada por el responsable de la toma de muestra de aceite. Los resultados contenidos en este reporte corresponden a las muestras analizadas bajo las condiciones de prueba. CIDET no se hace responsable por la información suministrada y toma de muestra realizada por el cliente. El Laboratorio CIDET no se responsabiliza por el uso inadecuado que se le de a este informe. Se prohíbe la reproducción total o parcial de este documento sin autorización previa escrita del Laboratorio.

Fecha de emisión:
26/11/2021
Fin del documento

Calle 84 Sur, No. 40-61 Variante Caldas km - 1 (Sabaneta Ant.) Tels: (4) 444 12 11 E-mail: sandra.diaz@cidet.org.co

Fig. 3. Resultados del ensayo de cromatografía de gases realizado al transformador de la empresa Crystal.

Con los resultados obtenidos para este transformador en particular se pudo concluir lo siguiente:

En las pruebas fisicoquímicas presentó una buena rigidez, tensión, color y humedad,

Para el **contenido de humedad** se debe tener en cuenta la siguiente tabla:

Calificación	Relación de Voltaje KV		
	<69	>69<230	>230
2	<35	<25	<20
3	35 - 40	25-35	20-25
4	>45	>35	>25

Fig. 4. Evaluación del aceite por contenido de humedad en relación con el voltaje.

El transformador arrojó un contenido de humedad en el aceite de 21 mg/kg, por lo tanto, se encuentra en una **calificación 2** por ser menor a 35, por lo tanto, no presentó cuestionamiento por este parámetro.

Para la **rigidez dieléctrica** según la norma **ASTM D877** se tiene en cuenta la siguiente tabla:

Voltaje	Aceptable	Cuestionable	inaceptable
Kilovoltios (kV)	≥ 30	$<30 \geq 25$	<25

Fig. 5. Evaluación del aceite por rigidez dieléctrica ASTM D877 en relación con el voltaje.

El transformador arrojó una rigidez de 41 kV, por lo tanto, por ser mayor a 30 kV se encuentra en un **rango aceptable**.

Los transformadores se diseñan para que tengan una vida útil promedio entre 25-30 años, operando a las condiciones nominales para las cuales fue fabricado, por lo tanto, según los años de servicio se les da una calificación, como se describe a continuación:

Calificación 1. Equipos nuevos.

Calificación 2. Unidades con menos de 25 años.

Calificación 3. Unidades entre 25 y 30 años de servicio.

Calificación 4. Unidades con más de 30 años de servicio.

El transformador en cuestión del año 1998 se encuentra en una **calificación 2** por tener 23 años de servicio, por lo tanto, se recomienda realizar seguimiento a las propiedades aislantes **anualmente**.

Para el ensayo de cromatografía de gases se tiene lo siguiente:

Cuando en el transformador se presentan fallas se encuentran en gran cantidad los gases como lo es, Hidrogeno, oxigeno, nitrógeno, Monóxido de carbono, metano, dióxido de carbono, etileno, etano, acetileno.

Por tanto, según la cantidad encontrada se ubica en un estatus de DGA, como se muestra a continuación:

Estatus DGA 1: Niveles bajos de gas y sin indicación de gaseado. (DGA no excepcional).

Estatus DGA 2: Niveles de gas intermedios y / o posible formación de gases. (posiblemente sospechoso por DGA).

Estatus DGA 3: Niveles altos de gas y / o probable formación de gases activa. (Probablemente sospechoso por DGA).

Para determinar si la cantidad de gases encontradas se debe saber la relación O2/N2 el cual lo determina el laboratorio según el historial de pruebas realizadas del mismo equipo, para los transformadores de Crystal se tienen los siguientes parámetros:

Serie Equipo	Potencia MVA	Años de servicio	Relación O2/N2
7853078	1	23	0.4
6495	0.5	41	0.1
2348	0.5	49	0.1
94207	0.315	47	0.0

Fig. 6. Criterios para evaluación de DGA en transformadores.

Table 1—90th percentile gas concentrations as a function of O₂/N₂ ratio and age in µL/L (ppm)

	O ₂ /N ₂ Ratio ≤ 0.2				O ₂ /N ₂ Ratio > 0.2			
	Transformer Age in Years				Transformer Age in Years			
	Unknown	1-9	10-30	>30	Unknown	1-9	10-30	>30
Gas	Hydrogen (H ₂)	80	75	100	40	40		
	Methane (CH ₄)	90	45	90	110	20	20	
	Ethane (C ₂ H ₆)	90	30	90	150	15	15	
	Ethylene (C ₂ H ₄)	50	20	50	90	50	25	60
	Acetylene (C ₂ H ₂)	1	1		2	2		
	Carbon monoxide (CO)	900	900		500	500		
	Carbon dioxide (CO ₂)	9000	5000	10000	5000	3500	5500	

NOTE—During the data analysis, it was determined that voltage class, MVA, and volume of mineral oil in the unit did not contribute in significant way to the determination of values provided in Table 1.

Fig. 7. Concentraciones aceptables según relación O2/N2 y edades.

Para el transformador en cuestión, que tiene un Ratio de 0,4, es decir mayor a 0,2 y tiene 23 años de servicio los valores permitidos según la norma son los siguientes:

TABLA II.CANTIDAD DE GASES PERMITIDOS EN EL TRANSFORMADOR EN CUESTIÓN.

Gas	Valor permitido	Valor arrojado	Cumple
Hidrogeno	40	3,8	Si
Metano	20	1,2	Si
Etano	15	0,2	Si
Etileno	60	3,2	Si
Acetileno	2	0	Si
Monóxido de carbono	500	60	Si
Dióxido de carbono	5500	1031	Si

En este caso, el transformador se encuentra en **DGA 1**.

Finalmente, se realiza el diagnóstico de la condición integral de cada transformador, el cual se basa en la ponderación lineal de las evaluaciones individuales mencionadas anteriormente.

La escala para estimar la condición tiene la siguiente interpretación:

Condición 1: Transformador operando satisfactoriamente.

Condición 2: El transformador presenta una condición anormal leve que deberá investigarse, con seguimiento programado de algún ensayo.

Condición 3: El transformador presenta un cuestionamiento por altos niveles de descomposición.

Se debe tomar acción inmediata para establecer tendencias.

Condición 4: Transformador con descomposición excesiva, que en caso de seguir operando podría fallar. Proceder inmediatamente con las acciones.

Condición 5: Unidad fallada.

En resumen, los transformadores en Crystal arrojaron la siguiente calificación:

No. Serie	Tensión (kV)	Potencia (MVA)	Año Fab.	Fabricante	Calif.	Estatus DGA	Calif. H2O	Calif. RD	Calif. Cal. Oil	Cond. Integral
					X Año s Serv					
7853078	44	1	1998	Sierra	2	1	2	Aceptable	2	2
6495	13.2	0.5	1980	Andina Transformadores	4	1	2	Aceptable	2	2
2348	13.2	0.5	1972	Andina Transformadores	4	1	2	Aceptable	3	3
94207	13.2	0.315	1974	Andina Transformadores	4	2	2	Aceptable	2	2

Fig. 8. Calificación integral de unidades de Crystal.

Ensayo de termografía

La inspección termográfica permite identificar los puntos calientes en componentes eléctricos, mecánicos, de proceso o electrónicos, permitiendo realizar un análisis de posibles fallas antes de que estas ocurran. (Juan Carlos Valdivieso Torres, 2010)

La NETA (International Electric Testing Association) estableció unos criterios que ayudan a determinar el grado de severidad de un problema eléctrico y las posibles acciones correctivas, las cuales son válidas únicamente para mediciones directa de temperatura, la cual se presenta en la ANSI/NETA ATS-2009, Tabla 100.18

Tabla III. NORMA ANSI/NETA ATS-2009, TABLA 100.18 (AMERICAN NATIONAL STANDARD, 2009)

Diferencia de temperatura basada en la comparación de componente de similares	Diferencia de temperatura basada en la comparación entre el componente y la temperatura ambiente	Clasificación	Acción recomendada
0°C – 2°C	-----	Control	Equipo en condición normal
>2.7°C – 3°C	1°C - 10°C	Posible diferencia	Requiere más información
4°C – 12°C	11°C - 20°C	Posible diferencia	Requiere más información
>13°C - <15°C	21°C - 40°C	Deficiencia	Reparar tan pronto como sea posible
>16°C	>40°C	Deficiencia Mayor	Reparar Inmediatamente

El estudio se debe realizar sólo cuando los equipos se encuentran en funcionamiento normal de trabajo, lo cual permite que no sea interrumpida la producción y así anticiparse con rapidez a paradas no programadas.

Para la realización de la inspección termográfica se contó con una Cámara Termográfica marca FLUKE, de modelo TIS20+, con rango de temperatura entre los -20°C y los 400°C , tamaño del detector 120×90 y con óptica estándar.

A continuación, se presentará los hallazgos encontrados durante la inspección termográfica en algunos componentes eléctricos y/o mecánicos de la compañía **CRYSTAL**.

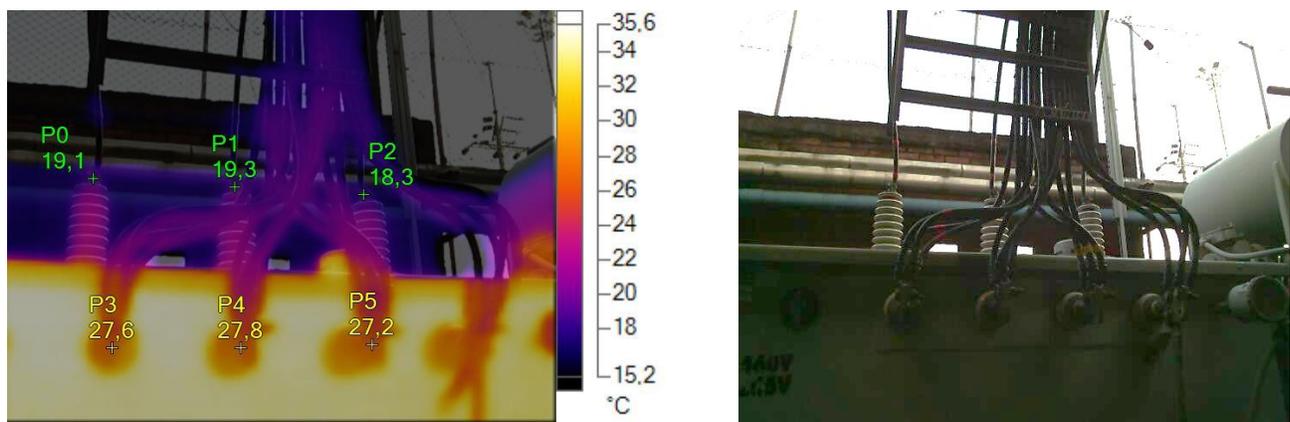


Fig. 9.Resultados de la cámara termográfica y foto del transformador

Además, los datos del ambiente medidos fueron los siguientes:

TABLA IV .DATOS ADICIONALES MEDIDOS.

Emisividad	0,95
Transmisión	1,00
Humedad	60%
Temperatura ambiente	24 °C
Distancia al objetivo	3 m

Las temperaturas observadas en la termografía y los diferentes spots indican **un funcionamiento normal**, debido a que en las fases presentan una temperatura similar, que es lo esperado ya que en cada fase se tiene corriente similar. Se recomienda realizar ajuste de las borneras con el torque indicado por el fabricante, revisión de las terminales, limpieza general y mantenimiento preventivo para garantizar confiabilidad y continuidad en el servicio eléctrico.

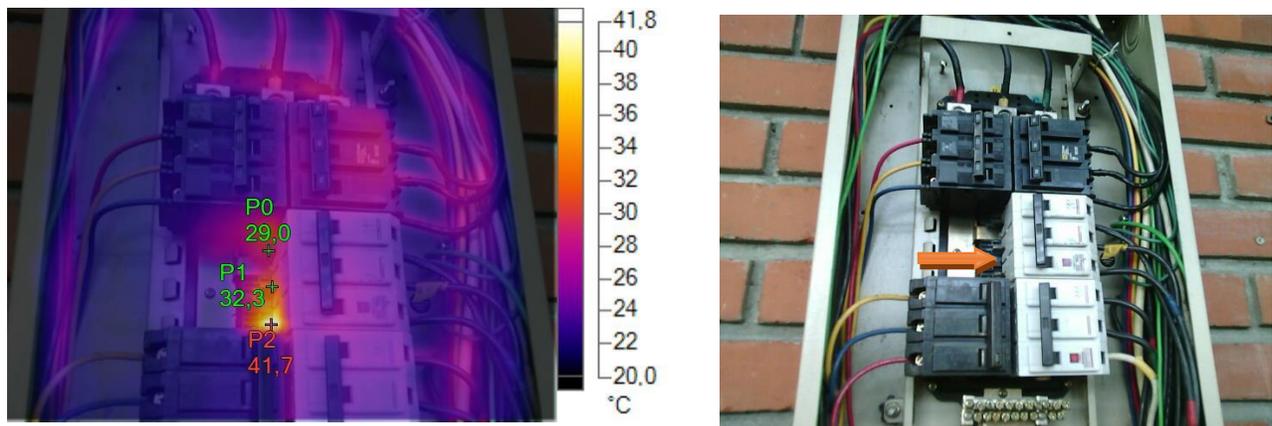


Fig. 10. Resultados de la cámara termográfica y foto del transformador.

Además, los datos del ambiente medidos fueron los siguientes:

TABLA V. DATOS ADICIONALES MEDIDOS.

Emisividad	0,95
Transmisión	1,00
Humedad	60%
Temperatura ambiente	26 °C
Distancia al objetivo	1 m

Aunque no se evidencia una diferencia considerable de temperatura entre las partes del elemento, se detectó un desgaste anormal en los barrajes de la caja de distribución. Por lo tanto, se recomienda realizar cambio a la brevedad posible del gabinete, puesto que esto genera recalentamiento de los interruptores y pone en riesgo la integridad del circuito.

Mantenimiento preventivo.

Las actividades ejecutadas en el mantenimiento fueron las siguientes:

1. Gestión de ingreso y permisos de trabajo.
2. Reunión de seguridad.
3. Determinación de riesgos y medidas preventivas.
4. Desenergización de cargas en subestación, actividad ejecutada por funcionarios de EPM.
5. Aplicación de las 5 reglas de oro, para trabajo eléctrico seguro: Apertura del circuito (realizó EPM), bloqueo de accionamientos, verificación de ausencia de tensión, instalación de puestas a tierra y demarcación del sitio.

6. Limpieza externa, ajuste lavado y mantenimiento preventivo a:

- Pórtico.
- Transformador.
- Patio de subestación.
- Celda de seccionador.

Además, para la realización de los trabajos se emplearon los siguientes equipos y herramientas:

- Medidor de resistencia de aislamiento (MEGABRAS MD10KVR).
- Medidor de relación de transformación (MEGABRAS TR8703).
- Medidor de resistencia de devanados. (MEGABRAS MPK256).
- Resistencia malla de puesta a tierra (METREL MI2088).
- Herramienta manual e insumos para mantenimiento.

A continuación, se presentará los resultados del trabajo de mantenimiento preventivo y resultados de pruebas eléctricas, realizados en la compañía **CRYSTAL** a la subestación eléctrica tipo exterior.

TRANSFORMADOR 7853078

Medición de Resistencia de Aislamientos.

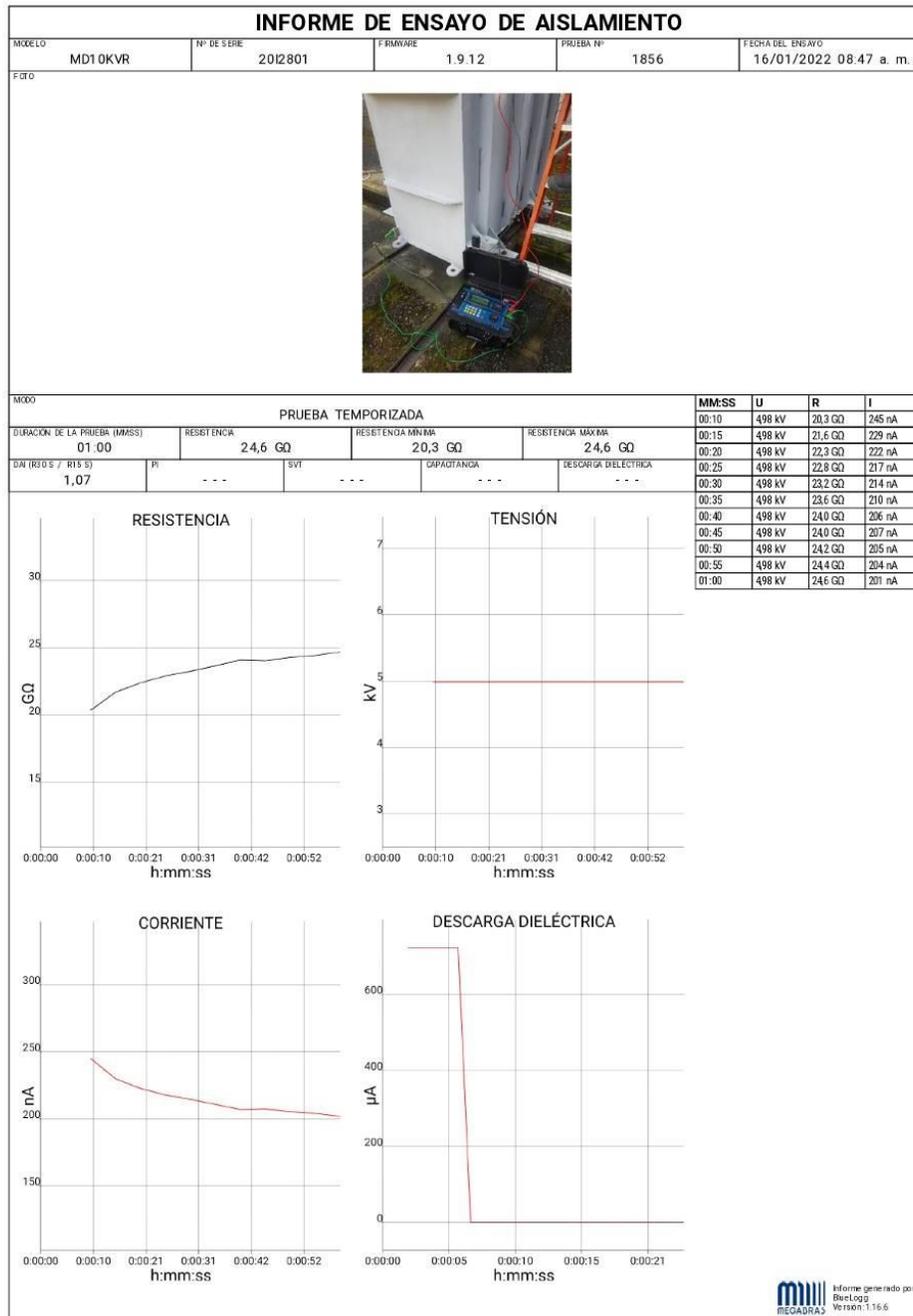


Fig. 11. Prueba de aislamiento AT-BT.

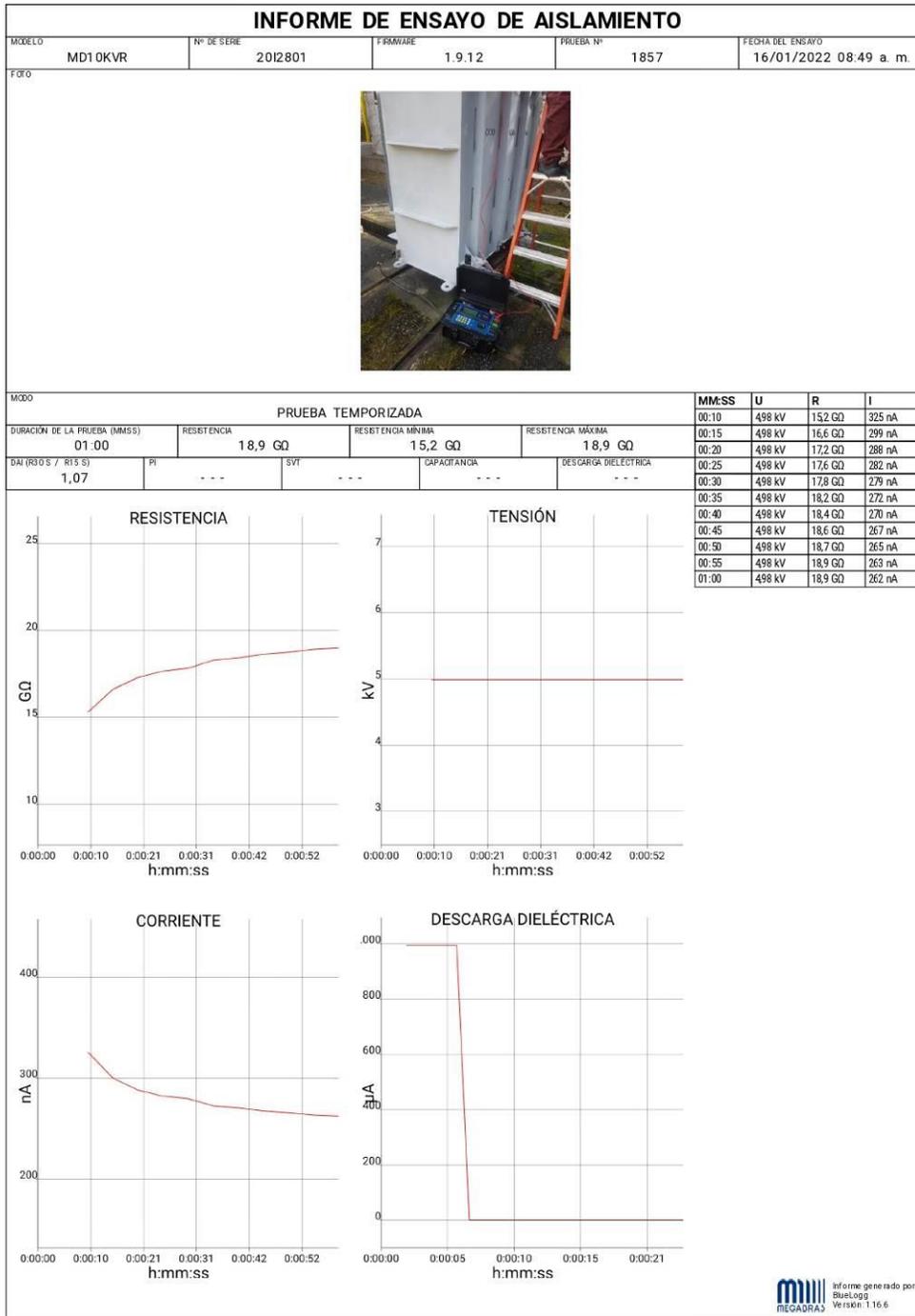


Fig. 12. Prueba de aislamiento AT-GN.

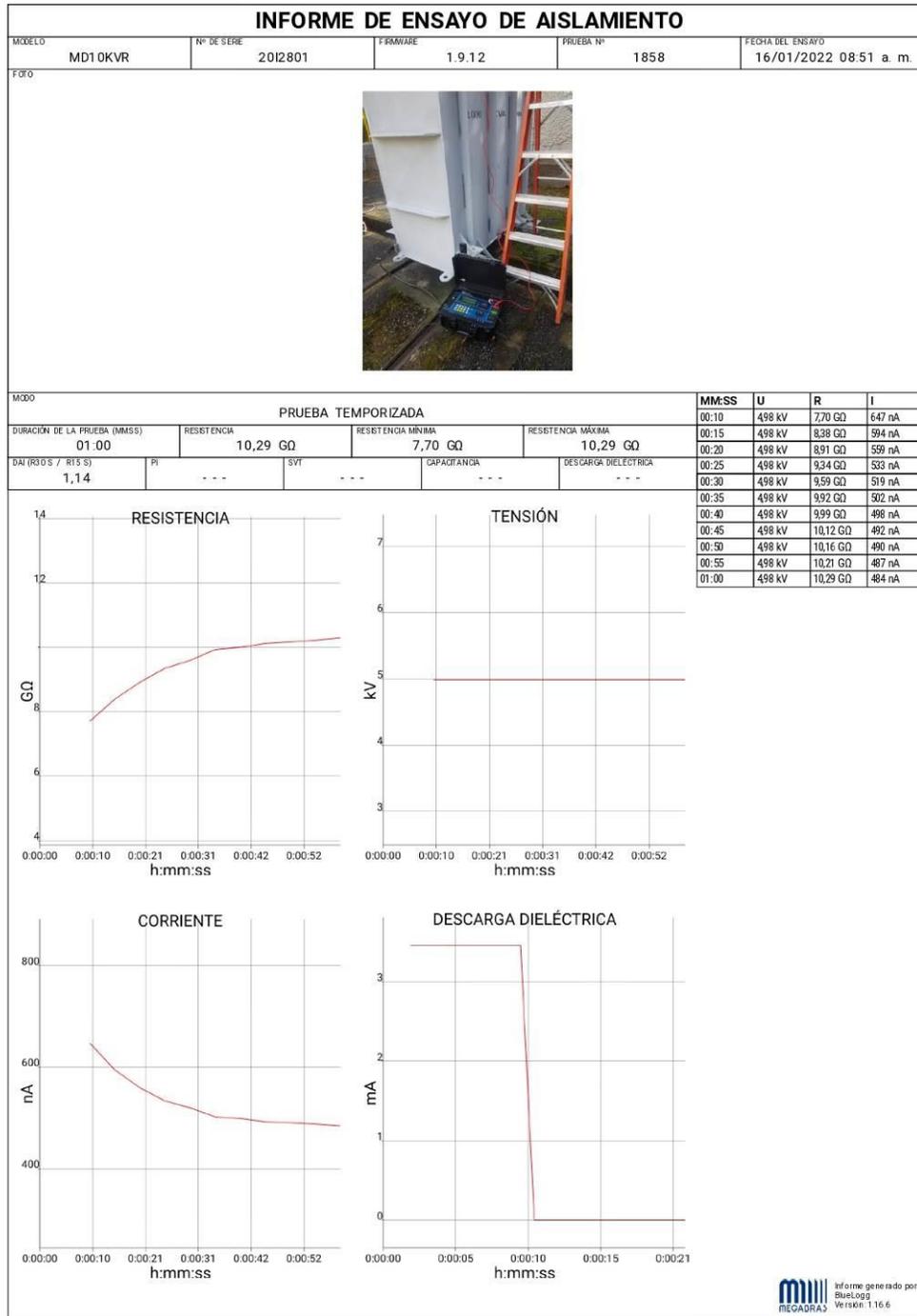


Fig. 13. Prueba de aislamiento BT-GN.

TABLA VI. VALORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO REFERIDOS A 20 °C (factor de corrección= 1,11).

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTOS			
TEMPERATURA DE PRUEBA: 27°C			
VOLTAJE (V)	5000	5000	5000
TIEMPO (MIN)	AT-BT (GΩ)	AT-GND (GΩ)	BT-GND (MΩ)
0,5	23,2	17,8	9,59
1	24,6	18,9	10,29

Los resultados obtenidos de la prueba de resistencia de aislamiento se encuentran dentro de los valores recomendados por la norma **IEEE Std C57.152-2013** y la guía técnica **NETA MST – 2015**. Estos resultados reflejan que el conjunto de aislamientos del transformador intervenido, se encuentra en **buenas condiciones, por tanto, se consideran aceptables para la puesta en operación.**

TABLA VII. VALORES TÍPICOS DE AISLAMIENTO DEL NÚCLEO (TABLA 9 DEL NUMERAL 7.2.6.2 DE LA NORMA IEEE STD. C57.152-2013)

Tipo de equipo	Resistencia de aislamiento del núcleo (MΩ)	Condición de aislamiento
Nuevo	>500	El fabricante debe ser consultado para valores inferiores a 500 MΩ para curso de acción
	>100	Normal
Servicio	de 10 a 100	Indicativo del deterioro de aislamiento
	<10	Necesita ser investigado

Medición de Resistencia de la malla de puesta a tierra.

TABLA VIII. VALOR DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE MALLA DE PUESTA A TIERRA		
VALOR MÁXIMO SEGÚN RETIE	VALOR MEDIDO	CUMPLE
<10 Ω	0,01 Ω	SI

Medición de Relación de transformación

Tabla IX. VALORES MEDIDOS DE RELACIÓN DE TRNASFORMACIÓN

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN									
TAP	TENSIÓN (V)	GRUPO DE CONEXIÓN	ECUACIÓN	CALCULADAS			MEDIDAS		
				NOMINAL	MÁX	MÍN	U-V Pn-X	V-W Pn-Y	W-U Pn-Z
2	45100/13800	DYn5	$\frac{Vp}{Vs} x \sqrt{3}$	5,65	5,69	5,63	5,66	5,66	5,66

Para realizar el cálculo de la relación de transformación nominal se debe conocer el voltaje primario de operación, voltaje secundario y grupo de conexión del transformador; para saber la ecuación que se debe usar se debe conocer el grupo de conexión, en este caso, por ser un transformador DYn5 la ecuación es la siguiente:

$$\frac{Vp}{Vs} x \sqrt{3} \quad (1)$$

Para hallar el máximo y el mínimo valor permitido se debe sumar y restar el 0,5% del valor nominal; los valores arrojados en la prueba deben estar en ese rango.

En este caso las diferencias porcentuales, entre valores reales y teóricos, se encontraron dentro del rango aceptable de tolerancias máximas y mínimas ($\pm 0,5\%$), estipuladas por la norma **NTC 471-2017**.

Medición de Resistencia de devanados.

INFORME DE ENSAYO																																																																																														
MODELO	MPK256	N° DE SERIE	20H21 03	NOMBRE DEL OBJETO																																																																																										
				Objeto 139																																																																																										
LATITUD	6.226527	LONGITUD	-75.569511	ALTITUD																																																																																										
				1505 m																																																																																										
				EXACTITUD DEL GPS																																																																																										
				±48.0 m																																																																																										
FOTO			MAPA 																																																																																											
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 10px;"> <tr> <td style="width: 30%;">PRUEBA N°</td> <td style="width: 20%;">3199</td> <td style="width: 20%;">FECHA</td> <td colspan="2" style="width: 30%;">16/01/2022 08:37 a. m.</td> </tr> <tr> <td>mm:ss</td> <td>R</td> <td>I</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>01:46</td> <td>13,79 Ω</td> <td>1,02 mA</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 10px;"> <tr> <td style="width: 30%;">PRUEBA N°</td> <td style="width: 20%;">3200</td> <td style="width: 20%;">FECHA</td> <td colspan="2" style="width: 30%;">16/01/2022 08:40 a. m.</td> </tr> <tr> <td>mm:ss</td> <td>R</td> <td>I</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>00:50</td> <td>13,80 Ω</td> <td>1,02 mA</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 10px;"> <tr> <td style="width: 30%;">PRUEBA N°</td> <td style="width: 20%;">3201</td> <td style="width: 20%;">FECHA</td> <td colspan="2" style="width: 30%;">16/01/2022 08:41 a. m.</td> </tr> <tr> <td>mm:ss</td> <td>R</td> <td>I</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>00:40</td> <td>13,83 Ω</td> <td>1,07 mA</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 10px;"> <tr> <td style="width: 30%;">PRUEBA N°</td> <td style="width: 20%;">3202</td> <td style="width: 20%;">FECHA</td> <td colspan="2" style="width: 30%;">16/01/2022 08:42 a. m.</td> </tr> <tr> <td>mm:ss</td> <td>R</td> <td>I</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>00:33</td> <td>1,05 Ω</td> <td>1,02 mA</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-bottom: 10px;"> <tr> <td style="width: 30%;">PRUEBA N°</td> <td style="width: 20%;">3203</td> <td style="width: 20%;">FECHA</td> <td colspan="2" style="width: 30%;">16/01/2022 08:43 a. m.</td> </tr> <tr> <td>mm:ss</td> <td>R</td> <td>I</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>00:34</td> <td>1,11 Ω</td> <td>1,07 mA</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">PRUEBA N°</td> <td style="width: 20%;">3204</td> <td style="width: 20%;">FECHA</td> <td colspan="2" style="width: 30%;">16/01/2022 08:44 a. m.</td> </tr> <tr> <td>mm:ss</td> <td>R</td> <td>I</td> <td colspan="2"></td> </tr> <tr> <td>00:31</td> <td>1,08 Ω</td> <td>1,02 mA</td> <td colspan="2"></td> </tr> </table>					PRUEBA N°	3199	FECHA	16/01/2022 08:37 a. m.		mm:ss	R	I			01:46	13,79 Ω	1,02 mA			PRUEBA N°	3200	FECHA	16/01/2022 08:40 a. m.		mm:ss	R	I			00:50	13,80 Ω	1,02 mA			PRUEBA N°	3201	FECHA	16/01/2022 08:41 a. m.		mm:ss	R	I			00:40	13,83 Ω	1,07 mA			PRUEBA N°	3202	FECHA	16/01/2022 08:42 a. m.		mm:ss	R	I			00:33	1,05 Ω	1,02 mA			PRUEBA N°	3203	FECHA	16/01/2022 08:43 a. m.		mm:ss	R	I			00:34	1,11 Ω	1,07 mA			PRUEBA N°	3204	FECHA	16/01/2022 08:44 a. m.		mm:ss	R	I			00:31	1,08 Ω	1,02 mA		
PRUEBA N°	3199	FECHA	16/01/2022 08:37 a. m.																																																																																											
mm:ss	R	I																																																																																												
01:46	13,79 Ω	1,02 mA																																																																																												
PRUEBA N°	3200	FECHA	16/01/2022 08:40 a. m.																																																																																											
mm:ss	R	I																																																																																												
00:50	13,80 Ω	1,02 mA																																																																																												
PRUEBA N°	3201	FECHA	16/01/2022 08:41 a. m.																																																																																											
mm:ss	R	I																																																																																												
00:40	13,83 Ω	1,07 mA																																																																																												
PRUEBA N°	3202	FECHA	16/01/2022 08:42 a. m.																																																																																											
mm:ss	R	I																																																																																												
00:33	1,05 Ω	1,02 mA																																																																																												
PRUEBA N°	3203	FECHA	16/01/2022 08:43 a. m.																																																																																											
mm:ss	R	I																																																																																												
00:34	1,11 Ω	1,07 mA																																																																																												
PRUEBA N°	3204	FECHA	16/01/2022 08:44 a. m.																																																																																											
mm:ss	R	I																																																																																												
00:31	1,08 Ω	1,02 mA																																																																																												
 Informe generado por: Biologga Version 1.16.6																																																																																														

Fig. 14. Prueba de resistencia de devanados AT y BT.

Tabla X. VALORES MEDIDOS DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS			
FASE			
TAP	U - V (Ω)	V - W (Ω)	U - W (Ω)
2	13,79	13,80	13,83
TAP	FASES BT	17,8	9,59
N/A	X - Y (m Ω)	Y - Z (m Ω)	X - Z (m Ω)
	1,05	1,11	1,08

Para el transformador bajo ensayo, el valor absoluto de la variación porcentual, en la medida de la resistencia del devanado de alta tensión, cumple realizando la comparación de la medida entre fases.

No se presentaron alteraciones en la medida de resistencia del devanado de baja tensión. Al igual que en el caso de alta tensión, la variación entre la medida de los puntos adyacentes es mínima (alrededor del 0,5%), lo cual refleja que el transformador probado presenta balance entre las tres fases del devanado.

Finalmente, se muestra el registro fotográfico de la actividad:

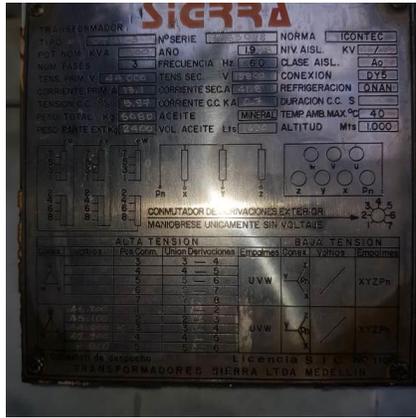


Fig. 15. Placa de transformador



Fig. 18. Descarga de transformador a tierra.



Fig. 16. Verificación de ausencia de tensión.



Fig. 19. Prueba de relación de transformación.



Fig. 17. Verificación de ausencia de tensión.



Fig. 20. Prueba de relación de transformación.



Fig. 21. Prueba de resistencia de devanados.



Fig. 22. Prueba de resistencia de aislamiento.



Fig. 23. Medición de resistencia de puesta a tierra.



Fig. 24. Mantenimiento a pórtico.



Fig. 25. Limpieza de transformador.



Fig. 26. Cambio de silica.

VII. CONCLUSIONES

- Realizar mantenimientos predictivos anuales ayuda a pronosticar el futuro fallo de un equipo, permitiendo que pueda ser sustituido o reparado antes de que falle, además, Minimiza el tiempo muerto de los equipos y aumenta la vida útil de la misma.
- Se fortalecieron los conocimientos acerca de mantenimientos predictivos preventivos y correctivos en una subestación eléctrica.
- Se aprendió a llevar el control y seguimiento de un proyecto de mantenimiento.
- Se aprendió a gestionar y coordinar la seguridad del personal en un mantenimiento.

VIII. RECOMENDACIONES

- El departamento de ingeniería eléctrica ha sido una parte fundamental en el buen desarrollo de mi practica académica ya que me brindó bases teóricas y prácticas para desempeñar mi trabajo, pero se sugiere evaluar el cambio de los equipos utilizados en el laboratorio por unos más actualizados debido a que esto podría mejorar la comprensión de los conceptos y podría brindar mayor seguridad en la ejecución de actividades en el campo laboral.

REFERENCIAS

- [1] R.E. Alvarez and M del Pozo, “Mantenimiento de transformadores de potencia,” *SEDICI*, pp. 3–8, 2007.
- [2] Enrique Medina Calvillo, “Coloración del aceite aislante para transformadores,” 2010.
- [3] FLIR, “Guía de termografía para mantenimiento predictivo,” *Capítulo 3*. pp. 12–24, 2012.
- [4] Serna Juan, Devia Jhon, and Elkin Lopez, “MANUAL DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO - PREDICTIVO - CORRECTIVO PARA TRABAJOS CON TENSIÓN EN SUBESTACIONES Y LÍNEAS CHEC ,” *Chec*, vol. 9, no. Mantenimiento. 2018.
- [5] Montecelos Jesús, *Subestaciones Eléctricas*, Edición 1. 2015.
- [6] Juan Carlos Valdivieso Torres, “Diseño de un plan de mantenimiento preventivo para la empresa Extruplas S.A.,” Cuenca, 2010.

ANEXOS

Los siguientes anexos contienen documentos de interés de los entregables al cliente de Crystal.

Anexo A. Informe técnico Crystal

Anexo A. 15368 DGA

Anexo A 15368 FQ