



UNIVERSIDAD  
**DE ATACAMA**

FACULTAD TECNOLÓGICA

DEPARTAMENTO DE TECNOLOGÍAS DE LA ENERGÍA

**“MANTENIMIENTO ELECTRICO PREVENTIVO Y PREDICTIVO A  
TRANSFORMADORES DE PODER”**

Trabajo de titulación presentado en conformidad a los requisitos para obtener el título de  
Ingeniero de Ejecución en Electricidad

Profesor Guía: Juan Astorga Gómez

Alumno: Iván Venegas Badilla

Alumno: Christian Olguín Rodríguez

Copiapó, Chile 2024

## **DEDICATORIA**

En dedicatoria a nuestras familias, parejas y a las demás personas que nos rodean en nuestro ambiente familiar, las cuales estuvieron con nosotros en todo este periodo tan extenso, dándonos espacio y apoyo para que así siguiéramos adelante hasta lograr nuestros objetivos académicos.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quisiéramos agradecer a Dios y a nuestras familias por el apoyo incondicional y constante entregado, a nuestras esposas, hijos e hijas; gracias por la comprensión brindada por nuestros seres queridos que han sido nuestra fortaleza con sus palabras de ánimo y fe en nosotros, durante nuestras largas horas de estudio como estudiantes y al esfuerzo constante que realizamos. Además, agradecemos a nuestra casa de estudios UDA y profesores, por el apoyo brindado a través de este periodo académico.

# ÍNDICE

RESUMEN.....	xi
ABSTRAC .....	xii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Objetivos del proyecto.....	2
1.1.1. Objetivo general.....	2
1.1.2. Objetivos específicos .....	2
1.2. Alcances.....	3
1.3. Metodología .....	4
1.4. Antecedentes .....	4
CAPÍTULO II: TRANSFORMADOR DE PODER.....	5
2.1. Sistemas Eléctricos.....	5
2.1.1. Equipos Eléctricos de Media y Alta Tensión .....	5
2.1.2. Transformadores de Poder .....	6
2.2. Partes de un Transformador de Poder .....	6
2.3 Características Técnicas .....	12
2.3.1. Características Generales de un transformador de Potencia.....	13
2.3.2 Consideración de la Instalación .....	14
CAPÍTULO III: CONCEPTOS DE MANTENIMIENTO Y TECNICAS PREVENTIVAS Y PREDICTIVAS EN UN TRANSFORMADOR DE PODER.....	15
3.1 Conceptos de Mantenimiento .....	15
3.1.1 Confiabilidad.....	15
3.1.2 Mantenibilidad .....	17

3.1.3	Disponibilidad .....	19
3.2	Tipos de Mantenimiento.....	21
3.2.1	Mantenimiento Correctivo.....	21
3.2.2	Mantenimiento Preventivo .....	21
3.2.3	Mantenimiento Predictivo .....	21
3.3	Fallas Comunes en un Transformador de Poder.....	22
3.4	Toma de Muestras de Aceite .....	24
3.5	Técnicas Preventivas.....	26
3.5.1	Mantenimiento Preventivo Básico (MPB).....	26
3.5.2	Mantenimiento Preventivo Normal (MPN).....	26
3.6	Técnicas de Mediciones Eléctricas a Transformadores .....	27
3.6.1	Medición de Resistencia de enrollados o bobinados .....	28
3.6.2	Medición de Resistencia de Aislación.....	29
3.6.3	Medida de Razón de transformación.....	32
3.6.4	Medida de Factor de Potencia/Factor de disipación .....	34
3.6.5	Medida de Corriente de excitación .....	38
3.7	Análisis Físico Químico del Aceite Dieléctrico Transformador .....	40
3.7.1	Medida de Rigidez dieléctrica .....	40
3.7.2	Contenido de Humedad.....	42
3.7.3	Tensión Interfacial .....	42
3.7.4	Numero de Neutralización .....	42
3.7.5	Factor de Potencia.....	43
3.7.6	Resistividad Volumétrica .....	43
3.7.7	Color.....	43
3.7.8	Densidad.....	44

3.7.9 Aspecto Visual.....	44
3.7.10 Cromatografía de gases .....	44
3.8 Filtrado de Aceite dieléctrico .....	48
3.9 Análisis Termográfico .....	49
<b>CAPÍTULO IV: IMPLEMENTACION DE PLAN DE MANTENIMIENTO ELECTRICO A TRANSFORMADOR DE PODER Y ANALISIS DE COSTOS .....</b>	<b>52</b>
4.1. Definición de Plan de Mantenimiento .....	52
4.2. Preparativos para un plan de Mantenimiento .....	53
4.2.1 Levantamiento de Información.....	53
4.2.2 Creación de Check list de Mantenimiento .....	53
4.2.3 Verificación de costos y Recursos .....	54
4.2.4 Monitoreo de Indicadores (KPI).....	54
4.3. Modelo de Plan de Mantenimiento Eléctrico a transformador de Poder.....	54
4.3.1 Inspección Rutinaria .....	54
4.3.2 Inspección Semestral/Anual .....	55
4.3.3 Plan de mantenimiento Preventivo de Transformadores .....	55
4.3.3.1 Mantenimiento Preventivo Básico (MPB) .....	55
4.3.3.2 Mantenimiento Preventivo/Predictivo Normal (MPN) .....	56
4.3.3.3 Mantenimiento Correctivo .....	56
4.3.3.4 Modelo de Plan de Mantenimiento Transformador de Poder .....	57
4.4 Análisis de Costos.....	58

4.4.1 Costos mantenimiento Preventivo .....	60
4.4.2 Costos mantenimiento Predictivo .....	60
4.4.3 Costos mantenimiento Correctivo .....	62
4.4.4 Tabla comparativa de costos Mantenimientos .....	66
4.4.5 Análisis económico (VAN/TIR/PAYBACK) .....	66
4.4.5.1 Análisis económico Mantenimiento Preventivo .....	66
4.4.5.2 Análisis económico Mantenimiento Predictivo.....	67
4.4.5.3 Análisis económico Mantenimiento Correctivo .....	67
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES .....	68
5.1 Conclusiones Costos Mantenimiento Preventivo.....	70
5.2 Conclusiones Costos Mantenimiento Predictivo .....	71
5.3 Conclusiones Costos Mantenimiento Correctivo.....	71
BIBLIOGRAFÍA .....	73

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación Geográfica Minera Caserones .....	3
Figura 1.2. Falla e Incendio en un transformador de poder. ....	4
Figura 2.1. Sistema de transmisión y distribución eléctrica.....	5
Figura 2.2. Transformador de Poder .....	6
Figura 2.3. Transformador de poder/cuba y estanque.....	7
Figura 2.4. Núcleo ferromagnético transformador trifásico.....	7
Figura 2.5. Bobinas o devanados transformador trifásico.....	8
Figura 2.6 Relé de buchholz.....	8
Figura 2.7 Válvula de alivio o sobrepresión de un transformador .....	9
Figura 2.8 Tanque conservador de un transformador .....	9
Figura 2.9 Manómetros indicadores de Temperatura, Presión y Nivel.....	10
Figura 2.10 Bushing o aisladores de un transformador .....	10
Figura 2.11 Aceite dielectrico de un transformador .....	11
Figura 2.12 Cambiador de Taps transformador de poder .....	11
Figura 2.13 Datos de placa de un transformador de poder área relaves .....	12
Figura 2.14 Plano eléctrico de transformador de poder área relaves .....	14
Figura 3.1 Análisis Tasa de fallas aleatorias.....	16
Figura 3.2 Confiabilidad v/s Tiempo medio entre fallas .....	17
Figura 3.3 Mantenibilidad (M/ MTTR) .....	19
Figura 3.4 Disponibilidad (D v/s MTTR/MTBF).....	20

Figura 3.5 Fallas comunes en transformador de poder .....	22
Figura 3.6 Transformador en falla de devanado retirado desde cuba .....	23
Figura 3.7 Toma de muestra de aceite y su degradación .....	25
Figura 3.8 Vista frontal micrómetro Megger Multi-Amp.....	28
Figura 3.9 Conexionado medida de aislación en un transformador de poder .....	29
Figura 3.10 Medidor de razón de transformación TTR-330 Megger .....	33
Figura 3.11 Conexionado eléctrico TTR-330 Megger.....	33
Figura 3.12 Factor de Potencia / Factor de disipación.....	34
Figura 3.13 Gráfica FP v/s Fd .....	35
Figura 3.14 Medidor de FP y I Excitación (Delta M-4000).....	35
Figura 3.15 Circuito eléctrico capacitivo equivalente de un transformador de poder.....	36
Figura 3.16 Modos de prueba y conexionado instrumento Delta M-4000 .....	36
Figura 3.17 Conexionado medidor delta M-4000.....	37
Figura 3.18 Prueba y conexionado medida Corriente de excitación .....	38
Figura 3.19 Medidor de rigidez dieléctrica marca Megger modelo OST6PB41.....	40
Figura 3.20 Medición de rigidez dieléctrica v/s Humedad .....	41
Figura 3.21 Datos técnicos de máquina de filtrado de aceite .....	48
Figura 3.22 Prueba termografía infrarroja realizada a bushing transformador .....	49
Figura 4.1 Medidor de rigidez dieléctrica .....	59
Figura 4.2 Cámara termográfica Flir .....	59
Figura 4.3 Medidor de resistencia micro-ohmetro .....	61

Figura 4.4 Medidor de resistencia de aislamiento (MIT1025 Megger) .....	61
Figura 4.5 Medidor de razón de transformación TTR .....	61
Figura 4.6 Medidor Analizador de aislación (Delta 4100).....	62

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Datos de transformador general área relaves .....	12
Tabla 3.1 Fallas comunes en un transformador de poder .....	23
Tabla 3.2 Técnicas de medición en un transformador de poder.....	27
Tabla 3.3 Tabla de índice de polarización.....	30
Tabla 3.4 Corrección de resistencia de aislación en un transformador por T° del aceite	31
Tabla 3.5 Resistencia mínima de aislación para distintos voltajes.....	31
Tabla 3.6 Valores de medición de Factor de Potencia aceptable .....	37
Tabla 3.7 Medidas reales de FP en un transformador de poder .....	37
Tabla 3.8 Medidas reales de corriente de excitación .....	39
Tabla 3.9 Valor de aceptación de rigidez dieléctrica aceite transformador .....	41
Tabla 3.10 Identificación de falla de acuerdo a gases insertos en el aceite .....	45
Tabla 3.11 Muestra de laboratorio análisis de gases disueltos en el aceite transformador	46
Tabla 3.12 Pruebas de laboratorio realizadas a aceite dielectrico transformador .....	47
Tabla 3.13 Tabla de emisividad.....	50

Tabla 4.1 Modelo Plan de mantenimiento eléctrico a transformadores de poder .....	57
Tabla 4.2 Costos Mantenimiento Preventivo eléctrico a transformadores(Inspecciones)	58
Tabla 4.3 Costo análisis de aceite transformador (Semestral) .....	59
Tabla 4.4 Costo mantenimiento predictivo eléctrico a transformador.....	60
Tabla 4.5 Costo Mantenimiento correctivo transformador .....	62
Tabla 4.6 Costo filtrado de aceite transformador .....	64
Tabla 4.7 Costo reparación transformador de 800KVA .....	64
Tabla 4.8 Costo reparación de transformador de poder 800KVA v/s Nuevo .....	65
Tabla 4.9 Cotización reparación de transformador de 7500 KVA .....	65
Tabla 4.10 Costo de mantenimiento Preventivo/Predictivo/Correctivo transformador de 800KVA .....	65

## **RESUMEN**

El presente trabajo, tuvo como objetivo establecer la importancia de un adecuado plan de mantenimiento para transformadores de poder, abarcando aspectos técnicos, económicos y operativos para garantizar la continuidad operativa en procesos industriales y mineros.

Capítulo I: Introducción Se describió el contexto y la relevancia de los transformadores en el sistema eléctrico, resaltando su papel crucial en la operación ininterrumpida de la planta concentradora Caserones. Además, se establecieron los objetivos principales y específicos del trabajo.

Capítulo II: Transformadores de Poder Se analizaron los componentes, características técnicas y fallas comunes de los transformadores, destacando su importancia en los sistemas eléctricos de potencia.

Capítulo III: Conceptos de Mantenimiento y Técnicas Preventivas y Predictivas Se explicaron conceptos clave como confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad. Se detallaron técnicas preventivas y predictivas, incluyendo la medición de resistencia de aislamiento, el análisis fisicoquímico del aceite dieléctrico y la termografía infrarroja.

Capítulo IV: Implementación del Plan de Mantenimiento y Análisis de Costos Se desarrolló un modelo de plan de mantenimiento basado en inspecciones rutinarias, semestrales y anuales, incorporando medidas preventivas, predictivas y correctivas. El análisis económico demostró que las estrategias preventivas y predictivas son más rentables que las acciones correctivas.

Capítulo V: Conclusiones Se concluyó que el mantenimiento preventivo y predictivo reduce significativamente las fallas inesperadas y los costos asociados. También se destacó la importancia del monitoreo constante del aceite dieléctrico y de la termografía para detectar anomalías tempranas.

### **Resultados Obtenidos**

1. Identificación de las técnicas de mantenimiento más adecuadas.
2. Comprobación de que el mantenimiento predictivo permite anticipar fallas costosas.
3. Demostración de que las estrategias preventivas y predictivas son más rentables a largo plazo.

En síntesis, el trabajo destacó la importancia de un plan de mantenimiento estructurado y tecnológicamente respaldado para optimizar la operatividad de los transformadores, minimizando costos y riesgos asociados a fallas.

**TRANSFORMADORES DE PODER–PLAN DE MANTENIMIENTO–ANÁLISIS DE COSTO.**

## **ABSTRACT**

The objective of this work was to establish the importance of an adequate maintenance plan for power transformers, covering technical, economic and operational aspects to ensure operational continuity in industrial and mining processes.

Chapter I: Introduction The context and relevance of transformers in the electrical system were described, highlighting their crucial role in the uninterrupted operation of the Caserones concentrator plant. In addition, the main and specific objectives of the work were established.

Chapter II: Power Transformers The components, technical characteristics and common failures of transformers were analyzed, highlighting their importance in power electrical systems.

Chapter III: Maintenance Concepts and Preventive and Predictive Techniques Key concepts such as reliability, maintainability and availability were explained. Preventive and predictive techniques were detailed, including insulation resistance measurement, physical-chemical analysis of dielectric oil and infrared thermography.

Chapter IV: Maintenance Plan Implementation and Cost Analysis A maintenance plan model was developed based on routine, semi-annual and annual inspections, incorporating preventive, predictive and corrective measures. The economic analysis showed that preventive and predictive strategies are more cost effective than corrective actions.

Chapter V: Conclusions It was concluded that preventive and predictive maintenance significantly reduces unexpected failures and associated costs. The importance of constant monitoring of dielectric oil and thermography to detect early anomalies was also highlighted.

Results obtained

1. Identification of the most appropriate maintenance techniques.
2. Verification that predictive maintenance makes it possible to anticipate costly failures.
3. Demonstration that preventive and predictive strategies are more profitable in the long term.

In summary, the work highlighted the importance of a structured and technologically supported maintenance plan to optimize transformer operation, minimizing costs and risks associated with failures.

**POWER TRANSFORMERS-MAINTENANCE PLAN-COST ANALYSIS.**

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

Los transformadores de poder son máquinas eléctricas estáticas, que oscila 100 veces por segundo, mientras se encuentran energizadas, por lo que sus componentes están sometidos a altas vibraciones y campos magnéticos dentro del conjunto mecánico o capsula, donde se ve afectado su eficiencia, debido a las condiciones térmica y químicas; ya que estos equipos emplean un fluido aislante de aceite minerales cuyo objetivo es ser protector dieléctrico y transferentes de calor. Todos estos componentes deben ser diagnosticados y monitoreados apropiadamente debido a que son la base de los diferentes procedimientos de mantenimiento que acompañaran al transformador durante su ciclo de vida.

Los transformadores de poder deben ser acompañados por un adecuado programa de mantenimiento, el cual debe ser periódico, para detectar eventuales anomalías o fallas; estas fallas se producen debido a la presencia de esfuerzos eléctricos y térmicos que pueden provocar averías de baja, mediana o gran importancia en el equipo.

El presente trabajo consiste en un estudio y análisis para determinar las técnicas de mantenimiento a Transformadores de poder más utilizadas en la compañía minera, que permita la continuidad de la operación de la planta concentradora Caserones, la cual se encuentra operada por LundinMining Corporation, ubicada a 140km de la ciudad de Copiapó a una altura geográfica de 4.200 metros sobre el nivel del mar.

Para ello, se evaluarán distintas técnicas mantenimiento realizadas a los Transformadores de poder, ya sea para un mantenimiento Preventivo y/o Predictivo.

El estudio comprende los análisis de relación costo beneficio, para cada técnica de mantenimiento hacia los transformadores de poder y/o sistema eléctrico.

Este estudio nace para implementar y estandarizar un plan de mantenimiento y poder lograr un desarrollo más completo en la intervención de estos equipos, tanto en media y baja tensión, y así lograr un mantenimiento preventivo y/o predictivo de forma más eficiente a través de una batería de medidas y acciones estandarizadas, ya sea en una planilla o un plan de mantenimiento programado.

## **1.1. Objetivos**

### **1.1.1. Objetivo general**

Establecer la importancia de los planes de mantenimiento eléctrico a transformadores de poder, de manera de determinar el mejor plan de mantenimiento a estos equipos, y de este modo asegurar la mayor disponibilidad, de acuerdo con el tipo y programa de mantenimiento implementado de manera de evitar las posibles fallas, detenciones de equipos inesperadas y generar un ahorro de costos asociados en reparación, renovación y/o pérdidas en la producción.

### **1.1.2. Objetivos específicos**

- Realizar estudio y composición de los transformadores de poder y determinar las fallas más comunes.
- Determinar las técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo a transformadores de poder.
- Análisis de medidas realizadas a transformadores correspondiente a mantenimiento predictivo.
- Analizar los costos de mantenimiento Preventivo V/S Predictivo.

## 1.2. Alcances

El presente trabajo se centra en un estudio y análisis de mantenimiento preventivo, predictivo a transformadores de poder los cuales se encuentran en servicio continuo en la Compañía minera Caserones, planta de relaves y aguas; cuyo proceso es fundamentan en el proceso de recepción de agua al sistema de molienda; siendo esta recuperación de agua fundamental para la continuidad del proceso, la cual asciende alrededor del 60-70%.

Los transformadores de poder corresponden a transformadores de distribución insertos en el área de Relaves y cuyas características son de potencias de 7500,5000, 2500 y 800KVA, y con niveles de tensión de 23/3,45/0,4 Kv.

Figura 1.1. Ubicación Geográfica Minera Caserones

**Minera Caserones (propiedad de MLCC)** es una operación que se encuentra en la Región de Atacama, a 162 km al sureste de Copiapó, Tierra Amarilla, a una altura media de 4.400 msnm.

Es un yacimiento a rajo abierto, con una planta concentradora para producir cobre y molibdeno de baja ley (mineral sulfurado 0,31% y mineral lixiviable de 0,12% de cobre), iniciando sus operaciones en el año 2014.



### Características Principales.

- **Producción:** cátodos (30.000 t/a) y concentrado de cobre (110.000 a 150.000 t/a) y concentrado de molibdeno (3.000 t/a).
- **Capacidad de tratamiento concentradora:** 105 ktpd.
- **Reservas:** 1.350 millones de toneladas con una ley promedio de 0,33% de cobre.
- **Vida útil:** 26 años.



### 1.3. Metodología

La metodología para lograr el cumplimiento de los objetivos, consta en implementar un plan de mantenimiento a través de manuales técnicos de los equipos, medidas , contactar a proveedores de los equipos y apoyo técnico para obtener datos específicos de cada equipo que no son mencionados en manuales. Además del estudio según los pliegos técnicos normativos D.S. N°8/2019 del Ministerio Energía, con el fin de realizar los cálculos correctos para cada equipo, según sus características técnicas. También se contempla la confección de flujo de caja para el análisis económico comparativo para elegir el mejor programa de mantenimiento, con indicadores VAN, TIR y PAYBACK.

### 1.4. Antecedentes

Según la información obtenida de una faena Minera de cobre de la Región de Atacama; 1 hora de detención de la planta, no programada, genera pérdidas de 53.000USD, para un valor de dólar observado de \$970 al 19 de noviembre de 2024 (Banco Central). A esto se suma el costo de la reparación e insumos debido a la falla en el equipo; que bordea alrededor de los \$25 Millones cada uno de los equipos reparados, que equivale a un 20% de un equipo nuevo y esto es sin considerar los tiempos de traslados, cambio y reparación en una empresa especializada en transformadores; como es Tusan o Rhona; que van desde los 6 meses en Santiago o Viña del Mar. Para un equipo nuevo, el tiempo de espera es alrededor de 10 meses a 1 año, puesto que por lo general son traídos desde el extranjero.

Figura 1.2. Falla e Incendio en Transformador de Poder



## CAPÍTULO II

### TRANSFORMADOR DE PODER

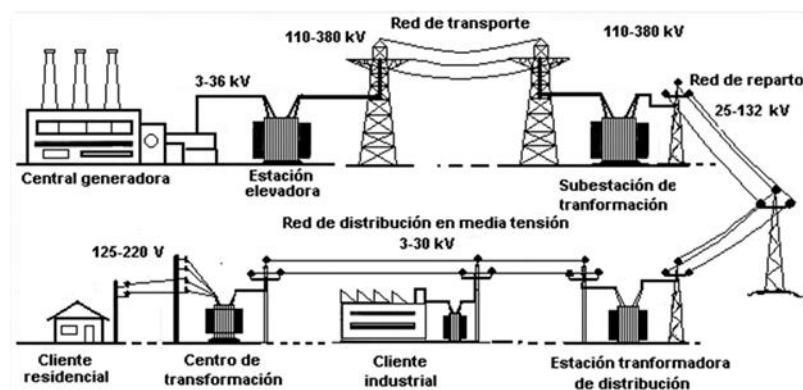
Este capítulo tiene como finalidad describir el principio de funcionamiento de los Transformadores de Poder, su importancia en el sistema eléctrico de potencia, forma constructiva, componentes, sistema de protecciones integradas en el equipo como así también partes adicionales como los equipos auxiliares de ventilación y las fallas más comunes. Además de describir los conceptos y tipos de mantenimientos, los cuales serán fundamentales para la implementación de un plan de mantenimiento de los transformadores de poder.

#### 2.1. Sistemas eléctricos

##### 2.1.1 Equipos eléctricos de media y alta tensión

Para que los sistemas eléctricos funcionen con altos estándares de seguridad y calidad, es indispensable disponer de un sistema interconectado eléctrico, mediante el cual sea posible generar, transportar y distribuir la energía eléctrica a todas las cargas asociadas en forma segura, eficaz y de calidad de acuerdo con las características propia de nuestra red de alimentación. A este sistema lo llamaremos **“Sistema de potencia eléctrico”**, el cual desde su recepción desde la Subestación (SS/EE), hasta su entrega en los puntos de consumos, la energía eléctrica pasa por diferentes etapas de adaptación, transformación y maniobras asociadas para la correcta operación del sistema, habiendo para ello distintos equipos capaces de transformar, regular, proteger y transportar la energía eléctrica los cuales aseguran el mayor rendimiento y eficiencia del sistema eléctrico.

Figura 2.1 Sistema de transmisión y distribución eléctrica



### 2.1.2 Transformadores de Poder

Es una máquina eléctrica estática que convierte la energía eléctrica de un cierto nivel de voltaje en energía eléctrica a otro nivel de voltaje, por medio de la acción de la inducción de un campo magnético. Este equipo se encuentra construido por 2 o más bobinas de alambre conductor que se encuentran aisladas entre sí y enrolladas en un núcleo de material ferromagnético. El enrollado de entrada se denomina enrollado primario y el de salida Secundario y/o Terciario. Los transformadores pueden ser del tipo elevador o reductor, dependiendo del nivel de tensión de entrada.

En un transformador, el núcleo tiene 2 funciones principales:

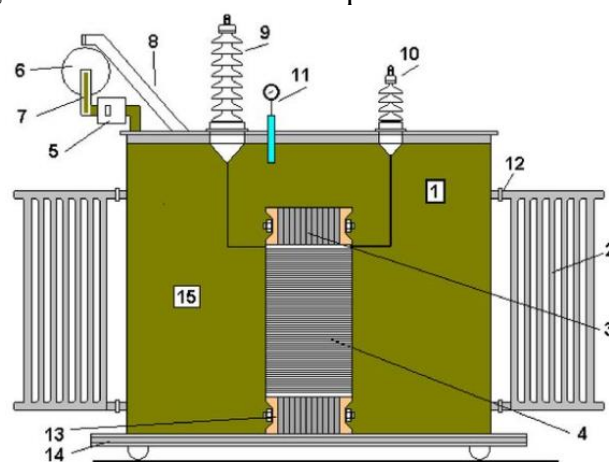
- a) Desde el punto de vista eléctrico, es la vía o camino más fácil del flujo magnético.
- b) Desde el punto de vista mecánico: es el soporte de los enrollados

El constante cambio de flujo de magnetización produce pérdidas las cuales pueden minimizarse empleando chapas especiales y finas, las cuales están aisladas entre sí, reduciendo de este modo las corrientes parasitas o Foucault las cuales generan altas temperaturas y Vibración en un transformador.

### 2.2. Partes de un Transformadores de Poder

Figura 2.2. Transformador de poder

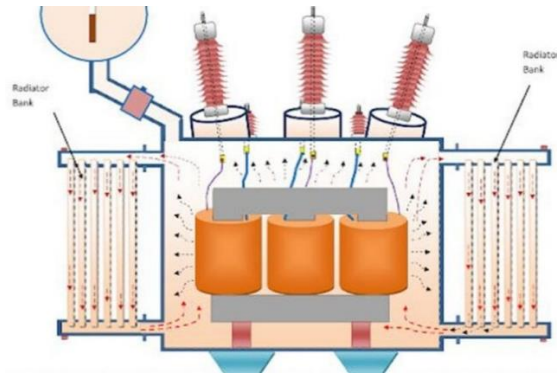
1. Cuba del transformador
2. Tubos radiadores
3. Núcleo (circuito magnético)
4. Devanados
5. Relé de protección Buchholz
6. Tanque conservador
7. Indicador del aceite
8. Tubo de escape en caso de explosión
9. Aisladores devanado A.T.
10. Aisladores devanado B.T.
11. Termómetro
12. Conexión de los tubos radiadores del tanque
13. Tornillos opresores para dar rigidez al núcleo
14. Base para transporte.
15. Refrigerante



- Cuba o estanque del transformador:

Generalmente está construido de acero y sus funciones es la protección mecánica del núcleo y los enrollados, contener el líquido refrigerante y protege de la contaminación del ambiente.

Figura 2.3. Transformador de poder (Cuba y estanque)



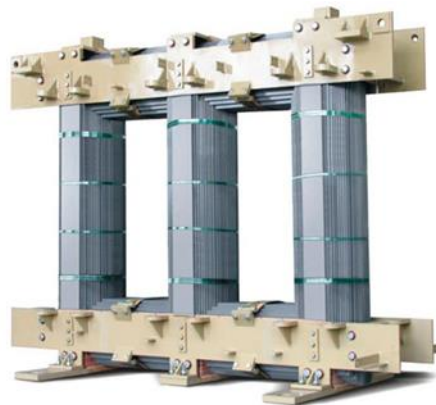
- Tubos radiadores:

Son disipadores de calor en forma natural, por los cuales circula el aceite caliente o a mayor temperatura, el cual se enfría y decanta por estos tubos disipadores para seguir su ciclo de enfriamiento natural.

- Núcleo

El núcleo del transformador está fabricado por chapas magnéticas, aisladas eléctricamente, las cuales se utilizan para reducir las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas.

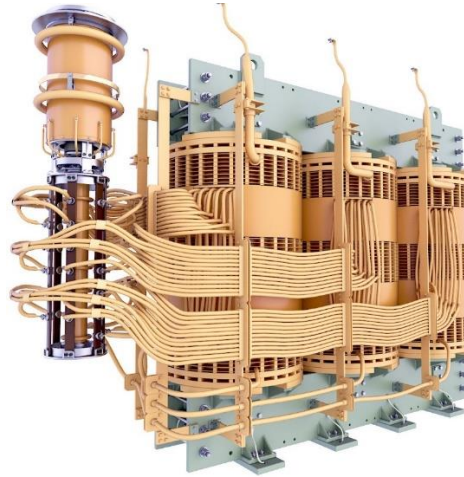
Figura 2.4. Núcleo ferromagnético de un transformador trifásico



- Bobinas o devanados

Son espiras o bobinas de material conductor generalmente de cobre que se encuentran aisladas entre sí y separadas de acuerdo al nivel de tensión sometidas, siendo de menor voltaje y de forma cilíndrica; las que se encuentran las cercanas al núcleo y las de mayor o alta tensión están más lejanas del núcleo y su construcción es de espiras planas.

Figura 2.5. Bobinas o devanados de un transformador trifásico



- Relé de Protección de Buchholz

Es una protección que se utiliza en transformadores que poseen tanque de conservación, el cual contiene 2 flotadores en su interior que basculan a la presencia de gases en el interior; esto es cuando se producen cortocircuitos en sus devanados, fugas internas, envejecimiento del aceite, entre otras causas.

Figura 2.6. Relé de Buchholz



- Válvula de alivio o sobre presión

Es un dispositivo que sirve para aliviar la presión interna de un transformador, cuando esta excede a un valor predeterminado.

Figura 2.7. Válvula de alivio o sobre presión de un transformador



- Tanque conservador

Es un tanque adicional al transformador, el cual se encuentra en la parte superior de manera que el tanque principal siempre estará lleno de aceite, de manera que la expansión del aceite y el intercambio con el aire se realice lejos del total del aceite, evitando de este modo el ingreso de aire, humedad y contaminación al sistema.

Figura 2.8. Tanque conservador de un transformador



- Indicadores de nivel de aceite, presión y temperatura

Son manómetros indicadores que se encuentran sensando constantemente el estado del nivel, temperatura y presión de manera de indicar constantemente el estado de trabajo y operación del equipo.

Figura 2.9. Manómetros indicadores de Temperatura, Presión, nivel



- Bushing o Aisladores (Alta y baja Tensión)

La función principal es transportar la energía eléctrica desde los puntos de unión directamente hacia los bobinados de manera proteger la instalación de contactos indirectos. Estos equipos están diseñados para soportar los niveles de tensión y esfuerzos mecánicos. Por lo general son de porcelana y aceite dieléctrico en su interior.

Figura 2.10. Bushing o aisladores de un transformador



- Refrigerante o aceite dieléctrico

El aceite aislante o dieléctrico cumple con las siguientes funciones: Aislar eléctricamente todos los componentes internos del transformador, proveer refrigeración, prevenir la acumulación de lodos y proteger el conjunto núcleo -bobinas de los ataques químicos.

Figura 2.11. Aceite dieléctrico de un transformador



- Cambiador de Taps

Es un mecanismo que permite realizar cambios en los conexionados del transformador de tal manera que permite ajustar el voltaje de salida en un transformador, modificando la razón de transformación; por lo general se encuentran en el secundario del transformador. Para realizar el cambio de TAPS se debe realizar con el equipo desenergizado para evitar daños y arcos eléctricos no deseados en el equipo.

Figura 2.12. Cambiador de Taps de transformador de poder



### 2.3 Características técnicas Transformador de Poder área Relaves

En la tabla 2.1 se describen las características técnicas de Un transformador de poder ubicado en el área de Relaves y aguas; faena Caserones.

Figura 2.13. Datos de Placa de un transformador de poder área relaves

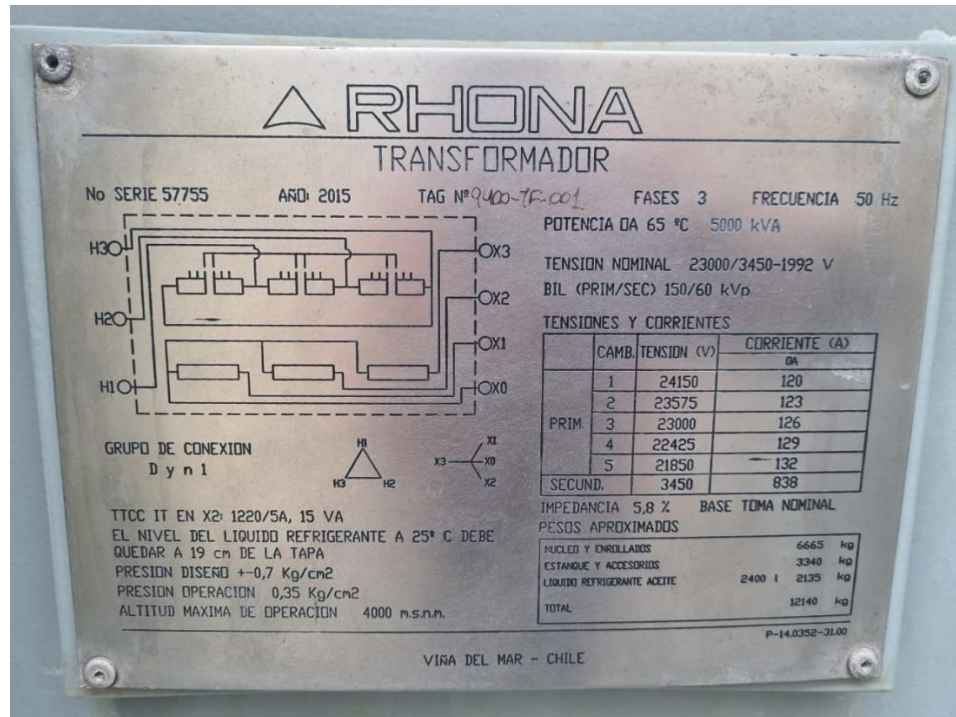


Tabla 2.1. Datos Transformador General 9400-TF-001

Marca	Rhona
N° Serie	57755
Fases	3
Tensión	23/3,45 Kv
Frecuencia	50 Hz
Potencia eléctrica	5000 KVA
Corriente Primario	126/838 A
Conexión	DY n1
Impedancia	5,8%
Refrigeración	OA
Temperatura	65°C
Peso Total	12140 kg
Altitud	4000 msnm
Capacidad tanque	2400 Lt

### 2.3.1 Características Generales de un Transformador de potencia

- **Tensión Nominal:** Las tensiones nominales de un transformador son aquellas a las que refiere sus características de operación y funcionamiento; habiendo una tensión de entrada o lado primario y una tensión de salida o lado secundario; esta tensión son las que debe ser aplicada en vacío entre los terminales de u transformador.

- **Relación de transformación:** La relación de transformación está basada en la relación de las tensiones respecto al primario y secundario. La tolerancia para la relación de transformación medida y sin carga debe ser de +/- 0,5% en todas las derivaciones o Taps.

- **Impedancia Nominal (Z%):** La impedancia se expresa generalmente en porcentaje de la tensión de impedancia, con respecto a la tensión nominal lo que se denomina valor referido o valor base.

- **Conexión del transformador:** Las conexiones utilizadas están normalizadas en grupos de conexiones y que representan el desfase entre las fuerzas electromotrices entre ambos devanados; cada grupo se identifica con el tipo de conexión ya sea delta o estrella o viceversa y una cifra o índice de conexión que representa el desfase entre cada devanado la cual es multiplicada por 30 ° que da como resultado el desfase de retraso que existe entre ambas tensiones primario y secundario.

Ejm: DY-N1 = Delta /Estrella con neutro desfasado 30 grados x 1 = 30 Grados

- **Enfriamiento / Refrigeración:** Al igual que todas las maquinas eléctricas, las pérdidas por dispersión en el núcleo y en los devanados del transformador durante su funcionamiento se convierte en energía térmica, calentando sus partes y componentes; los cuales deben ser disipados de manera de hacer esta máquina más eficiente para poder entregar una mayor capacidad de energía. Los transformadores generalmente son enfriados por aire y aceite y cualquier método debe ser capaz de mantener su temperatura de operación lo más baja posible.

- **TIPOS DE ENFRIAMIENTO:** De acuerdo con las normas americanas se han definido algunos métodos de enfriamiento:

**Enfriamiento AA:** Transformador tipo seco con enfriamiento propio, sin aceite.

**Enfriamiento AFA:** Transformadores tipo seco con aire forzado.

**Enfriamiento AA/FA:** Transformadores tipo seco con enfriamiento natural y con aire forzado.

**Enfriamiento OA:** Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural; donde

el aceite circula por convección natural dentro del estanque

**Enfriamiento OA/FA:** Transformador sumergido en aceite aislante y enfriamiento por aire forzado.

**Enfriamiento FOA:** Transformador sumergido con liquido aislante; aire y aceite forzado.

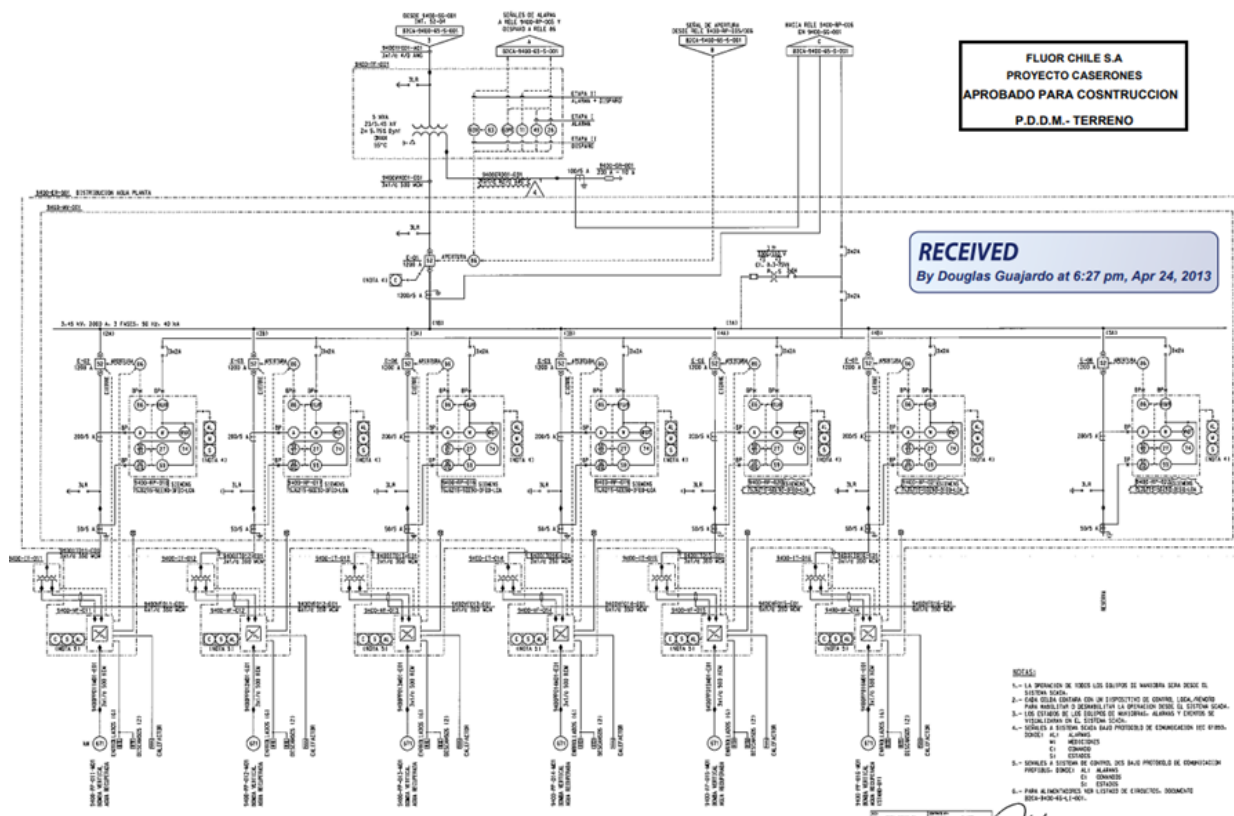
**Enfriamiento OW:** Transformadores con liquido aislante y enfriamiento por agua a través de serpentines por convección natural

**Enfriamiento FOW:** Transformador sumergido en liquido aislante con enfriamiento de aceite y agua forzado.

### 2.3.2 Consideraciones de Instalación

El transformador de poder corresponde a un transformador de distribución eléctrica, el cual alimenta a 6 bombas de recuperación de aguas en el proceso de relaves cuyos datos técnicos son 900 HP cada uno, las cuales trabajan en forma intermitente de acuerdo a la cantidad de flujo necesario; incorporándolo nuevamente el agua al proceso de molienda y flotación.

Figura 2.14. Plano Eléctrico de Transformador de poder área relaves



## CAPÍTULO III

### CONCEPTOS DE MANTENIMIENTO Y TÉCNICAS DE MEDICIONES PREVENTIVAS/PREDICTIVAS EN UN TRANSFORMADOR DE PODER

#### 3.1 Conceptos de Mantenimiento

Se entiende por mantenimiento a toda actividad que deben ser desarrolladas en orden lógico con el propósito de conservar en buenas condiciones un equipo para asegurar el correcto funcionamiento de manera eficiente y económico.

##### 3.1.1 Confiabilidad

Es la capacidad que posee un equipo o sistema de no descomponerse o fallar durante un tiempo determinado para un correcto funcionamiento bajo condiciones de trabajo perfectamente definidas. El funcionamiento de un equipo es confiable, si cada vez que el mismo es exigido responde satisfactoriamente (Probabilidad de funcionamiento seguro).

Todo elemento, equipo o sistema bien diseñado, bien fabricado y mantenido, No deberá causar fallas durante el periodo de vida útil; esto es un enunciado de deseos, ya que la experiencia demuestra que aun cumpliendo con los presupuestos anteriores eventualmente se producen fallas.

La confiabilidad está estrechamente relacionada con la investigación operativa, ya que asociamos a la probabilidad de ocurrencia de una falla en un determinado tiempo y bajo determinadas condiciones, ya sea ambientales o de operación. A los efectos de su aplicación, la confiabilidad distingue 3 tipos de fallas las cuales son ajenas al personal encargado de la operación.

**a) Fallas Iniciales:** Son las que se producen en la fase inicial de la vida operativa, y generalmente se debe a deficiencias en el proceso de fabricación, instalación y control de calidad. Estas fallas se corrigen durante las mismas pruebas iniciales y su influencia desde el punto de vista operativo es insignificante.

**b) Fallas aleatorias o fortuitas:** Son debidas al azar y por lo tanto independientes de las fallas iniciales y de un adecuado mantenimiento. Este tipo de falla es imposible de predecir, en general tienden a cumplir con ciertas reglas pertenecientes a los grandes números que hacen que la frecuencia de su ocurrencia durante un periodo de tiempo suficientemente largo resulte prácticamente constante. No existe métodos para eliminar las fallas aleatorias, pero si existe un método para reducirlas.

**c) Fallas por desgaste:** Por lo general este tipo de falla aparecen luego de un determinado periodo de la vida útil. En la mayoría de los casos se puede prevenir cumpliendo las especificaciones del fabricante o implementando cierta cantidad de horas una vez ocurrida la falla.

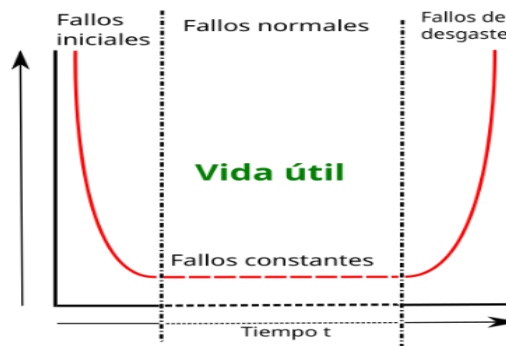
Supongamos que un elemento o equipo se haya sometido a fallas que ocurren al azar, también que para largos periodos de funcionamiento el número de fallas sea el mismo, en estas condiciones la confiabilidad  $C$ , estará matemáticamente definida por la siguiente expresión:

$$C = e^{-(\lambda t)}$$

$\lambda$ = Constante tasa aleatoria

$t$ =Periodo de tiempo

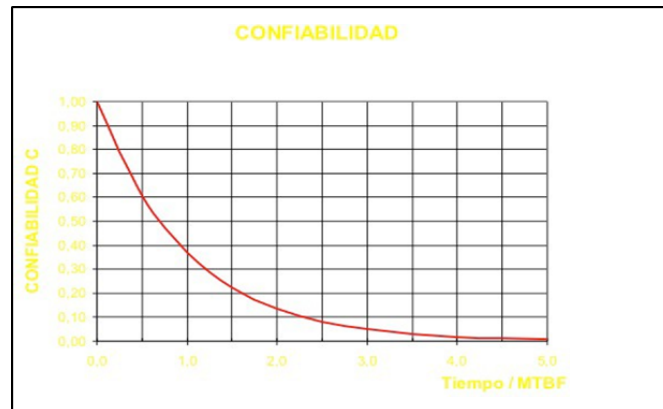
Figura 3.1 Análisis de tasa fallas aleatorias (Curva de la bañera).



En lugar de  $\lambda$  es más común utilizar su inversa a la que se conoce como tiempo medio entre fallas MTBF (Mean time between faults) Es decir:

$$MTBF = m = 1/\lambda$$

Figura 3.2 Confiabilidad V/S tiempo medio entre fallas



### 3.1.2. Mantenibilidad

Es la probabilidad de restituir o volver al servicio en un tiempo determinado a un sistema que ha sufrido una falla o interrupción en su funcionamiento. La mantenibilidad juntamente con la confiabilidad representa los dos parámetros más importantes para la evaluación operativa de un sistema. El posible intercambio entre los 2 parámetros es una función compleja del costo, complicación técnica y requerimientos operativos. Para efectuar una medición de mantenibilidad es necesario definir primero algunos elementos constitutivos de la misma.

a) Tiempo de interrupción: Representa el intervalo de tiempo durante el cual se encuentra fuera de servicio; y puede descomponerse en 3 partes:

A1) Tiempo efectivo de reparación: Representa el tiempo durante el cual el personal técnico se encuentra realizando los trabajos de reparación para poner nuevamente el sistema en servicio.

A2) Tiempo Logístico: Representa la porción de  $T_i$ , necesaria para obtener los repuestos requeridos para la reparación.

A3) Tiempo administrativo: Representa la porción de  $T_i$  insumida por los retardos administrativos debido al procesamiento de los requerimientos, las autorizaciones para efectuar los trabajos, las Hr extras, etc. Estas horas pueden reducirse aumentando el personal adicional para cada operación de mantenimiento.

De acuerdo a la definición de mantenibilidad, vemos que deberán realizarse grandes esfuerzos para reducir al mínimo el tiempo de reparación; para ello se deberá incluir todas aquellas facilidades que disminuyan la labor de los técnicos de mantenimiento.

La reparación inmediata resulta prácticamente imposible, lo más aproximado es en aquellos centros de mantenimiento que disponen de personal 24/7 con un stock suficiente de repuestos.

b) Tiempo medio de reparación similitud de tiempo medio entre fallas, se define tiempo medio de reparación (Mean Time To Repair:  $MTTR=t$ ) como la resultante de los siguientes tiempos.

B1) Tiempo de localización ( $t_u$ ): Es el tiempo necesario para que el personal técnico ubique la falla que a su vez es función de la experiencia del personal, la accesibilidad del lugar de reparación y la existencia de elementos localizadores de falla.

B2) Tiempo de reparación de falla ( $t_r$ ): Depende del lugar donde se produjo la falla, ya sea cerca o lejos, la disponibilidad inmediata del personal de mantenimiento, etc.

B3) Tiempo de transporte( $t_t$ ) Tiempo necesario para transportar al personal desde el centro de mantenimiento hasta el lugar de reparación.

B4) Tiempo administrativo ( $t_a$ ): Tiempo necesario para autorizar y enviar al personal de mantención, incluyendo los materiales, insumos, herramientas y repuestos.

En resumen:

$$T = t_u + t_r + t_t + t_a = MTTR$$

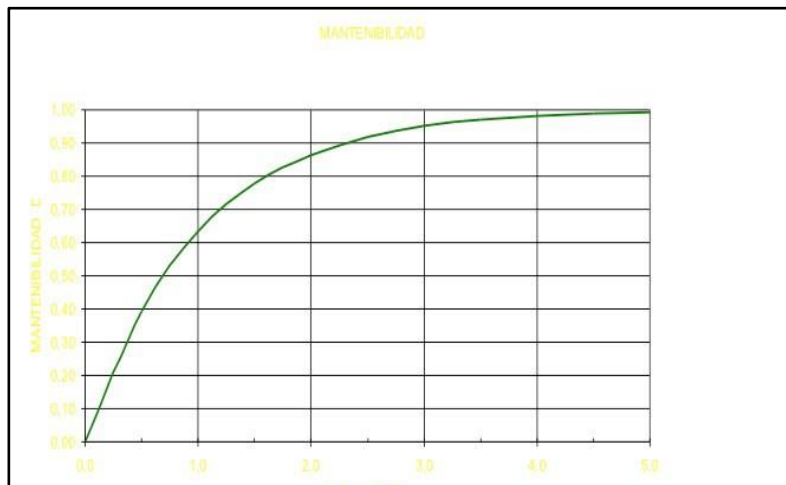
Para poder coordinar la mantenibilidad con respecto a la confiabilidad es necesario establecer el MTTR.

Donde M= Mantenibilidad, en función del tiempo puede ser representada por:

$$M(t) = 1 - e^{-t/T}$$

$$1/MTTR = 1/T = \text{Tasa de reparación}$$

Figura 3.3 Mantenibilidad (M/ MTTR)



### 3.1.3. Disponibilidad

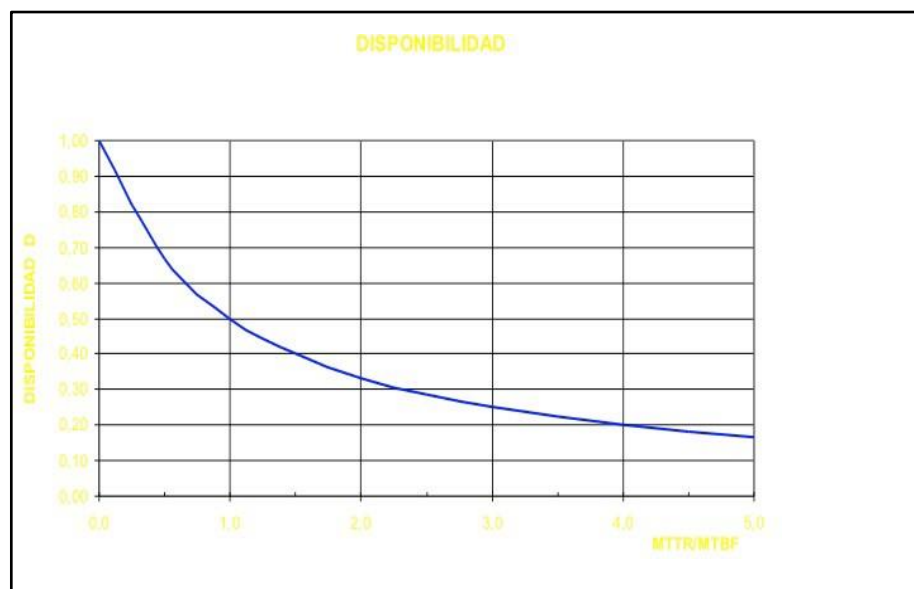
Es la probabilidad de que un equipo se encuentre operando en óptimas condiciones en un instante de tiempo y bajo condiciones normales.

Resulta sumamente conveniente hablar de disponibilidad porque da idea de rendimiento del sistema en términos de mantenimiento y por lo tanto todas las implicancias, consecuencias y aspectos que no son contemplados por la confiabilidad

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} = \frac{1}{1 + \beta}, \text{ en donde } \beta = \frac{T}{m}$$

La disponibilidad No es una función del tiempo, pero si de la confiabilidad y de la mantenibilidad a través de la relación  $\beta$  (MTBF/MTTR); a medida que esta disminuye, aumenta el efecto de la mantenibilidad que tiene sobre la disponibilidad. Como en el diseño de todo sistema existe siempre una relación económica entre estos 2 factores, no es cuestión de aumentar exageradamente la confiabilidad si ello no mejora la disponibilidad.

Figura 3.4 Disponibilidad ( D v/s MTTR/MTBF)



## **3.2 Tipos de mantenimiento**

### **3.2.1 Mantenimiento Correctivo**

Es la actividad desarrollada para corregir una falla presentada en un equipo o sistema después de una detención no provista o planificada. Las características que presentan este tipo de mantenimiento son:

- Es de carácter urgente
- Necesita solución inmediata, para evitar pérdidas de producción, tiempo y dinero.

### **3.2.2 Mantenimiento Preventivo**

Se basa principalmente en la programación de trabajos de ajustes, lubricación, limpieza y/o calibración en donde se basa en un estudio realizado de acuerdo a un determinado tiempo y a las inspecciones realizadas en forma periódica en base a un programa de mantenimiento establecido de manera de detectar, prevenir, conservar y corregir defectos encontrados.

La característica principal de este tipo de mantenimiento es la de inspeccionar los equipos de manera de detectar futuras fallas para ser reparadas en el momento oportuno.

### **3.2.3 Mantenimiento Predictivo**

Es el mantenimiento enfocado a la predicción de la falla, esto es a través de un proceso que requiere de tecnologías, mediciones, diagnósticos y registros previos de manera de hacer una hoja de vida del equipo en donde se va evaluando el deterioro y desgaste de tal modo de pronosticar y aumentar la vida útil del equipo.

La característica principal de este tipo de falla es la detección de la falla desde sus orígenes, la cual es imperceptible por los sentidos del ser humano y que puede ser detectado por algunas de las técnicas predictivas.

### 3.3 Fallas Comunes en un Transformador de Poder

La importancia del mantenimiento de transformadores es evitar la falla de los equipos y generar un importante ahorro de costos asociados a su reparación o renovación no planificada, siendo estas algunas de las ventajas que representa la implementación de un programa de mantenimiento de transformadores. Al ser estos equipos costosos y que se requiere una alta disponibilidad para su operación, se tiende a valorar más y tener una mayor cultura de mantenimiento, siendo esto un proceso clave para garantizar una buena operación.

Entre las fallas más comunes, estas se concentran en la siguiente distribución:40% en el cambiador de taps,35% en el bobinado o núcleo,14% en bushing,5% en accesorios y 6% en otros. Gran parte de estas fallas pueden ser evitables mediante la implementación de un plan de mantenimiento preventivo y predictivo mediante un programa de gestión de activos estableciendo las prioridades del mantenimiento.

Figura 3.5. Fallas comunes en transformadores de Poder

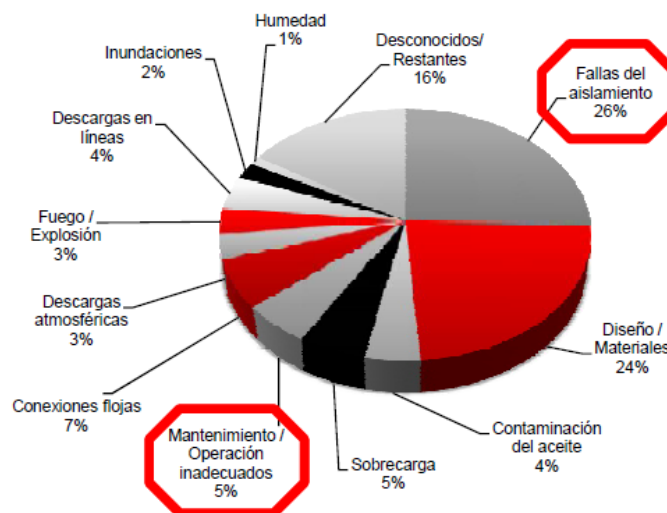


Tabla N°3.1 Fallas comunes en un transformador de poder

Tipos de Fallas	Posibles causas
Sobrecalentamiento	Sobrecarga continua Mal conexionado Carbonización en derivaciones (TAPS) Mala ventilación
Sobrevoltaje secundario	Alto voltaje de entrada Falla en cambiador de Taps
Falla de aislamiento	Sobrecarga continua Daños de manipulación o traslado Descargas atmosféricas
Calentamiento en aisladores/Bushing	Defectos en conexiones o sueltas Conectores no apropiados Ambiente contaminado
Operación de válvula sobrepresión	Falla de aislamiento Cortocircuito
Perdida de presión	Verificar empaquetaduras, soldaduras Golpes en válvulas o radiadores
Bajo nivel de aceite	Revisar fugas de aceite y empaquetaduras
Humedad	Problemas en sellos de empaquetaduras y bushing Condensación por bajas temperaturas

Figura 3.6. Transformador en falla de devanado retirado desde cuba.



### 3.4 Toma de muestras y Análisis de aceite

El aceite utilizado en los transformadores de poder tiene cuatro funciones específicas a desarrollar:

- Proveer refrigeración
- Aislar eléctricamente a todos sus componentes
- Prevenir la acumulación de lodo en el transformador
- Proteger el conjunto Núcleo-bobinas del ataque químico

Este aceite dieléctrico utilizado contiene residuos dejados por el envejecimiento propio de la operación del equipo; siendo este aceite una mezcla de hidrocarburos con diferentes pesos moleculares y el cual se descompone en hidrogeno ( $H_2$ ) y gases de hidrocarburos de bajo peso molecular, tales como metano ( $C_2H_4$ ) y acetileno ( $C_2H_2$ ), etc.

La cantidad de cada uno de ellos en el proceso de descomposición varía con los diferentes tipos de fallas; es así como las fallas de baja energía generan Hidrogeno y Metano; y con el incremento gradual de energía aparece el Etano, Etileno y acetileno. Además, cuando el aceite se oxida, pequeñas cantidades de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono ( $CO_2$ ) pueden ser detectados a medida que transcurre el tiempo, llegando a acumularse cantidades significativas.

Por otra parte, cuando las partes sólidas, tales como papeles, cartones y maderas laminadas se descomponen junto con el agua, grandes cantidades de CO y  $CO_2$  y otras cantidades de gases hidrocarburos y Furanos pueden formarse, provocando el aumento de temperatura por la presencia de oxígeno en el aceite y el contenido de humedad en el papel.

Como conclusión cada gas en el aceite es un importante indicador del índice o estado del transformador durante el proceso de envejecimiento y la degradación de los materiales internos del transformador.

Es por ello por lo que es de suma importancia realizar periódicamente una toma de muestra y posterior análisis de aceite de manera de evitar un daño en el equipo y así aumentar la vida útil del equipo.

La ASTM (Sociedad Americana para pruebas y materiales) posee un listado que contiene 33 pruebas realizables a los aceites dieléctricos; sin embargo, las 9 más útiles para diagnosticar el estado del aceite de un transformador Son:

- Rigidez dieléctrica (D877-D1816)
- Numero de neutralización (D974)
- Tensión interfacial (D971-D2285)
- Color (D1500)
- Contenido de agua o Humedad (D1533)
- Densidad relativa (D1298)
- Factor de potencia (D924)
- Inspección visual (D1524)
- Cromatografía de gases (D3612).

Cuando se realiza una toma de muestra y análisis de aceite basado en las pruebas anteriores, la presencia de contaminantes es detectada mucho antes de que se formen lodos; si no se realizan dicho monitoreo, los lodos se depositan en el aislamiento sin ser detectados, reduciendo la vida del sistema de enfriamiento del aceite dieléctrico.

Figura 3.7. Toma de muestras de aceite y su degradación



### **3.5 Técnicas de mediciones preventivas y predictivas**

La mantención puede ser definida como la actividad que tiene como finalidad la conservación de los activos de la empresa. El mantenimiento busca en gran medida asegurar el servicio de la empresa en una manera continua, segura y compatible para el medio ambiente.

El mantenimiento preventivo, tiene como finalidad la investigación y el análisis de un óptimo programa de mantención, llevando a cabo las tareas de mantenimiento dirigidas a los equipos eléctricos utilizados. Estos programas de mantención se basan en 2 tipos de mantenimiento: El Mantenimiento Preventivo Básico y el Normal.

**3.5.1 Mantenimiento Preventivo Básico (MPB):** Este tipo de mantenimiento corresponde a las condiciones afectadas por las condiciones ambientales, de operación y mantención que influyen en el equipo, por ejemplo: El polvo, la temperatura, la humedad, vapores corrosivos entre otros.

**3.5.2 Mantenimiento Preventivo Normal (MPN):** Este tipo de mantenimiento incluye el Mantenimiento Preventivo Básico antes descritos más pruebas eléctricas en Corriente alterna y Continua; que basados en criterios de aceptabilidad aseguran un buen funcionamiento de acuerdo con la aceptabilidad y a normas eléctricas internacionales.

Existen diversas técnicas de mediciones y monitoreo para evaluar el estado de un equipo y así evitar las pérdidas que se producen cuando las máquinas o equipos se descomponen o interrumpen afectando directamente a la producción; por lo que es de suma importancia realizar un seguimiento de cada una de las variables relacionadas con el buen funcionamiento de los equipos y así predecir posible fallas y anticiparse en la toma de decisiones más apropiadas en el momento oportuno asegurando un óptimo funcionamiento.

Al ser el transformador eléctrico una máquina estática, sólo revisaremos las técnicas de medición eléctricas más apropiadas para este tipo de equipo; siendo las más utilizadas las siguientes:

Tabla N°3.2 Técnicas de Medición en un transformador de poder

<b>Equipo</b>	<b>Parámetro</b>	<b>Unidad</b>	<b>Aplicación</b>
Medidor de baja resistencia (mili óhmetro)	Resistencia Bobinado o contacto	Mili-ohm Micro -ohm	Resistencia bobinados/contacto
Medidor de aislamiento	Resistencia aislamiento	Mega-ohm Giga -ohm	Bobinas transformador
Medidor de razón de transformación (TTR)	Numero de vueltas	N1/N2	Bobinas de trasformadores
Analizador de aislamiento	Factor de Potencia Corriente de excitación	Mili-Amper	Transformador
Cámara termográfica	Temperatura	Grados Celsius	Líneas y equipos eléctricos
Analizador rigidez dieléctrica aceite	Rigidez dieléctrica	KV/ mm <sup>2</sup>	Aceite transformador

### 3.6 Técnicas de Medición

#### 3.6.1 Medición de Resistencia de enrollados

Es de fundamental importancia tener en conocimiento el valor óhmico del enrollado de un transformador, para el propósito de cálculo de perdidas por efecto joule ( $I^2 R$ ) del conductor.

También es recomendable al recepcionar el equipo y realizar las medidas para verificar los valores que entrega el fabricante y así tener un registro y compararlas a futuro en caso de ver el comportamiento ante posible futuras fallas en el equipo.

La norma ANSI/IEEE C57.12.90-1980 describe algunos métodos de como realizar la medición.

Esta medición aparte de ser útil para determinar el cálculo de perdidas por efecto joule, también lo es para el cálculo de las temperaturas del enrollado final; siendo considerada la temperatura del enrollado igual a la temperatura del aceite.

Para ello se debe considerar que el enrollado halla estado sin excitación entre 3-8 hrs antes de medir la resistencia en frio y la temperatura del aceite se encuentre estabilizada.

El instrumento que se utiliza para medir resistencias muy bajas corresponde a un micrómetro marca megger modelo multi-AMP para medir las resistencias de enrollados en los transformadores, este instrumento tiene como principio de medición un puente electrónico Thompson el cual inyecta un valor de voltaje y de corriente el cual es seleccionado a través de distintas escalas de medición.

Escalas:5 mili ohm hasta 2000 ohm

Exactitud: +/- 5% error

### Corrección de Resistencia a Temperatura de trabajo

$$RD = RM \times \frac{(TD + TK)}{(TM + TK)}$$

RD = Resistencia deseada

RM= Resistencia Medida

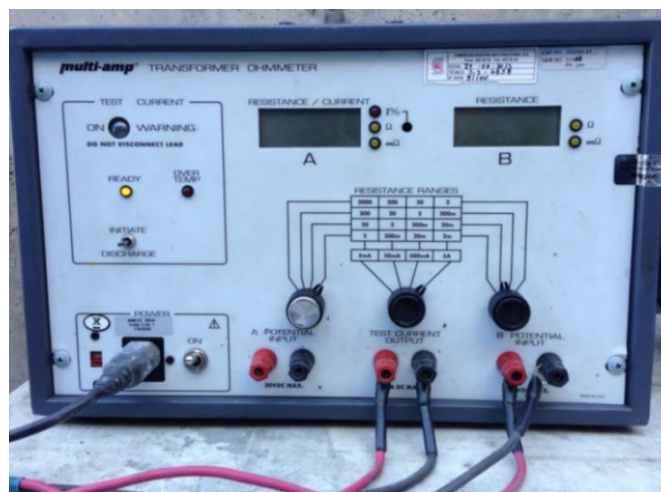
TD = T° deseada

TM = T° medida

TK Cobre = 234,5 °C

TK Aluminio=225°C

Figura N° 3.8 Vista frontal Micrómetro Megger Multi-AMP.



### 3.6.2 Medida de Resistencia de aislación

Esta prueba se realiza para verificar la calidad y el estado de los materiales utilizados como aislantes en la construcción de los transformadores, interruptores, reconectores, cables, etc. De modo de comprobar con el ensayo si este equipo está apto para trabajar con la tensión de servicio a la cual se encuentra diseñado.

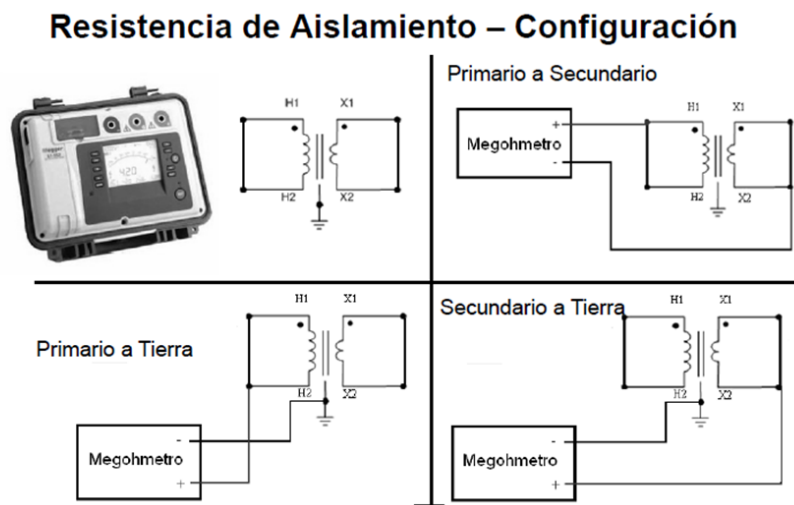
La resistencia de aislación puede ser medida usando una fuente de poder continua de voltaje variable, con instrumentos para medir voltaje y corriente o bien un mega-ohmetros; generalmente denominado Megger; siendo este la marca de dicho instrumento.

Los mega-ohmetros disponen comúnmente de voltajes variables seleccionados a través de escala que por lo general van desde los 500v a 10 Kv; dependiendo del fabricante.

Para todas las medidas de resistencia eléctrica, existe un factor muy importante a considerar que es la temperatura: puesto que la resistencia óhmica varia con la temperatura, debiendo ser ajustada a valores o condiciones de la temperatura ambiente; para ello se debe multiplicar por un factor de disipación.

Las medidas de aislación eléctrica, se puede realizar a diversos equipos como, por ejemplo: Motores, transformadores, alternadores, interruptores de poder, cables de alimentación, dispositivos de protección eléctrica como los pararrayos y transformadores de medidas entre otros.

Figura N° 3.9 Conexionado Medida de aislación en un transformador de poder



En transformadores los puntos de medición son entre:

- Enrollados Primario y secundario (Levantado de tierra y conexasión alimentación y carga).
- Enrollado Primario y Masa (Tierra del transformador).
- Enrollado Secundario y Masa (Tierra del transformador).

En el proceso de medición de resistencia de aislación, el valor de resistencia va ascendiendo exponencialmente, siendo rápida en el primer instante para luego tornarse más lenta; esto es debido a un fenómeno de Absorción dieléctrica; que es un coeficiente importante en tener en cuenta; llamado también Índice de polarización (IP); que indica la relación entre los valores de resistencia de aislamiento entre los 10 minutos y el valor obtenido al minuto.

En la siguiente tabla indica el estado de aislamiento del equipo en relación al índice de polarización según la norma IEC60076-3.

Tabla N°3.3 Tabla de Índice de Polarización

<b>Índice de Polarización</b>	<b>Estado del aislante</b>
$IP \leq 1$	Peligroso
$1 < IP \leq 1,5$	Malo
$1,5 < IP \leq 2$	Dudoso /Regular
$2 < IP \leq 3$	Bueno
$3 < IP \leq 4$	Muy Bueno
$4 \geq IP$	Excelente

Es importante tener en cuenta que la temperatura del aislante, el valor se reduce en casi un 50% por cada 10°C de aumento en la temperatura interna del equipo medido; si las mediciones se realizan en un lugar donde la temperatura ambiente es distinta de 20°C, las mediciones obtenidas no serían del todo correcta; por lo que es necesario afectarlas por un factor de disipación correspondiente a la temperatura total de medición.

Este factor de disipación se obtiene de la siguiente tabla que relaciona la temperatura con el factor de disipación.

Tabla N° 3.4 Corrección resistencia de aislamiento de transformador en aceite por efecto de la Temperatura

Temperatura °C	FD	Temperatura °C	FD
0	1,56	34	0,53
2	1,52	36	0,49
4	1,48	38	0,45
6	1,45	40	0,42
8	1,43	42	0,38
10	1,38	44	0,36
12	1,31	46	0,33
14	1,24	48	0,30
16	1,16	50	0,28
18	1,08	54	0,23
20	1	58	0,19
22	0,91	62	0,16
24	0,83	66	0,14
26	0,76	70	0,12
28	0,70	74	0,11
30	0,63	78	0,09
32	0,58	80	0,09

Los valores mínimos de resistencia de aislamiento recomendados se encuentran en la publicación ANSI/IEEE C57.94-1982.

Tabla N° 3.5 : Resistencia mínima de aislamiento para distintos voltajes

Tensión Nominal (Kv)	Resistencia de aislamiento (M ohm)
1,2	600
2,5	1000
5	1500
8,7	2000
15	3000

### 3.6.3 Medida de Razón de Transformación

La relación de transformación de un transformador corresponde a la relación del número de espiras del transformador en el lado primario respecto al secundario. Siendo:

$$a = N_v \text{ Primario} / N_v \text{ Secundario}$$

a = Relación de transformación (Numero de vueltas o de espiras del transformador).

La relación de transformación de un transformador no experimenta cambios después de la fabricación y mantenido en forma normal. Al producirse una falla en el transformador, la relación de transformación puede sufrir cambios producto al cortocircuito entre espiras de los devanados, ya sea por perdida de aislación producto de los agentes químicos del aceite del transformador, sobre temperatura o golpes en el equipo durante el traslado.

Para ello es necesario realizar las mediciones correspondientes que nos asegure que la relación de transformación se encuentre lo más cercano al diseño de fabricación o a los protocolos de pruebas durante la puesta en servicio.

Debiendo cumplirse:

$\text{Error (\%)} = (R \text{ Medida} - R \text{ Nominal} / R \text{ Nominal}) \times 100 = < 0,5\%$
---

Donde:

$$\% \text{Diferencia} = \frac{\text{Valor teórico} - \text{Valor medido}}{\text{Valor teórico}} \times 100$$

## Relación de Transformación – Teoría

- Para todas las mediciones de relación de transformación se considera que:
  - La relación de voltajes en vacío es aproximadamente igual a la relación entre el numero de espiras

$$V_p = e_p = N_p \cdot \left( \frac{d\phi}{dt} \right) \quad \wedge \quad V_s = e_s = N_s \cdot \left( \frac{d\phi}{dt} \right)$$

$N_p$  = Numero de espiras en el primario

$N_s$  = Numero de espiras en el secundario

$V_p$  = Voltaje Primario

$V_s$  = Voltaje Secundario

$$\Rightarrow \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p \cdot \left( \frac{d\phi}{dt} \right)}{N_s \cdot \left( \frac{d\phi}{dt} \right)} = \frac{N_p}{N_s} = N$$

en el caso del transformador ideal  $V_p \cdot I_p = V_s \cdot I_s$

$$\therefore \frac{V_s}{V_p} = \frac{N_s}{N_p} = \frac{I_p}{I_s}$$

Figura N°3.10: Medidor de Razón de Transformación TTR-330 Megger

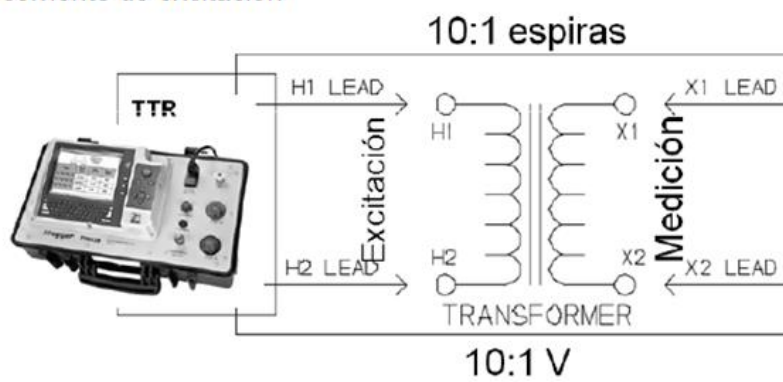


El instrumento utilizado para realizar estas mediciones corresponde a un Medidor de relación de transformación trifásico TTR Marca Megger.

Figura N°3.11: Conexión eléctrica TTR-330 Megger

### Relación de Transformación– Configuración

- Excite un devanado y mida el voltaje inducido en el devanado opuesto
- El voltaje de prueba se aplica sea al devanado de alta o al de baja tensión
- La corriente generada en el devanado donde se aplica el voltaje es la corriente de excitación



### 3.6.4 Factor de Potencia / Factor de disipación

Esta prueba es empleada en equipos eléctricos que poseen aislación sólida, tales como transformadores, interruptores, maquinas rotativas, bushing, cables, pararrayos, etc. Para transformadores, se considera el criterio de realización que debe ser para una potencia mayor e igual a 2500KVA, puesto que el instrumento a utilizar corresponde a un equipo de uso específico y grandes potencias.

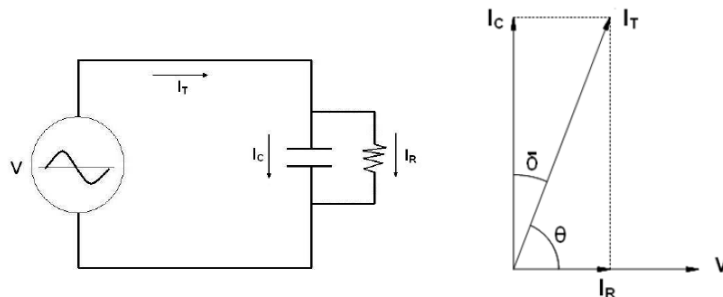
Es una técnica de prueba que aplica voltaje AC para medir la corriente de fuga y la pérdida de aislamiento eléctrico a causa de un incremento en las pérdidas del dieléctrico. Para ello se considera un sistema de aislamiento ideal conectado a una fuente de voltaje AC, resultando una corriente 100% capacitiva por lo cual se encuentra adelantada  $90^\circ$  respecto al voltaje; por lo que la corriente de fuga posee 2 elementos; la corriente resistiva y la corriente capacitiva; siendo la resistiva la que representa las pérdidas de aislación.

Figura N°3.12: Factor de Potencia / Factor de Disipacion

### Factor de Potencia / Factor de Disipación

$$\text{Factor de Potencia} = \cos \theta$$

$$\text{Factor de Disipacion} = \tan \delta$$



Siendo el Factor de potencia la relación entre el componente resistivo de la corriente y el vector de la corriente resultante.

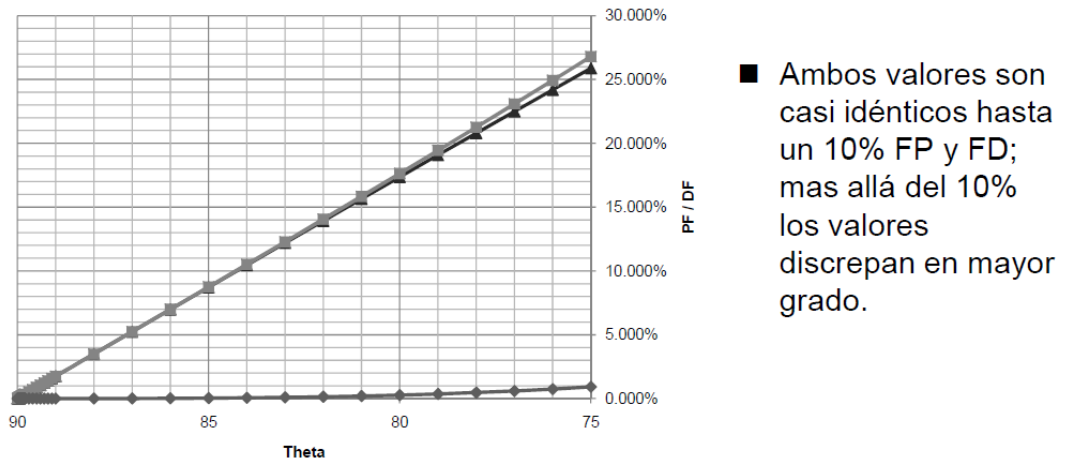
$$FP = IR/IT$$

El Factor de disipación Tangente Delta), se define como la relación entre el componente resistivo de la corriente con respecto a la componente capacitiva.

$$Fd = IR/Ic$$

Figura N°3.13: Gráfica Factor de Potencia V/S Factor de disipación.

## Factor de Potencia vs Factor de Disipación



Para la medición del Factor de potencia, se aplica generalmente una tensión alterna de 10 KV AC con un instrumento especial (Delta-4000 o similar), para ello se debe cortocircuitar ambos devanados; primario y secundario; midiendo directamente la corriente de pérdida (mA), la potencia (w) y la Capacitancia (pF).

Figura N°3.14: Medidor de Factor de Potencia y Corriente de Excitación (Delta M-4000).



Figura N°3.15: Circuito eléctrico Capacitivo Equivalente de un Transformador de Poder

### Transformador – Circuito Capacitivo

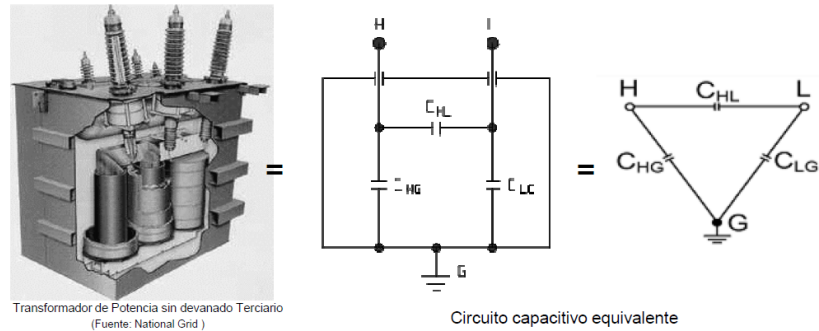
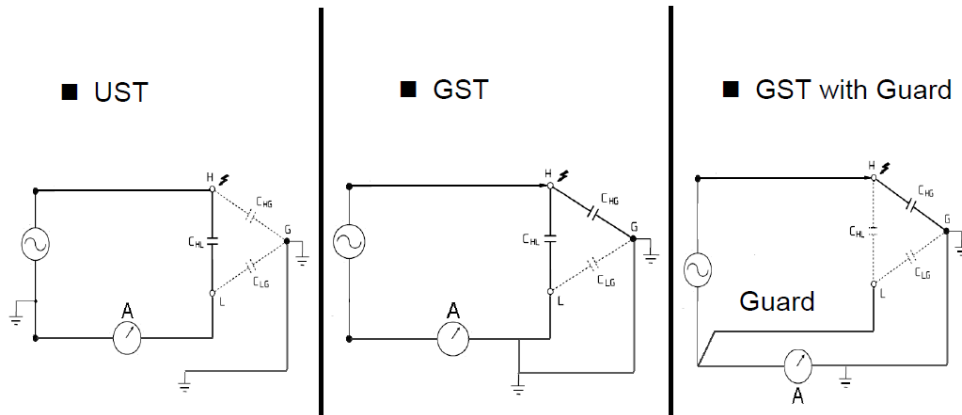


Figura N° 3.16 Modos de Prueba y conexionado instrumento Delta M-4000

### Modos de Prueba



#### Modo UST: Ungrounded Specimen Test

Mide la capacidad en los enrollados

#### Modo GST-Ground=Grounded specimen Test

Mide la capacidad entre enrollados y la carcasa metálica del equipo al cual se está realizando la medición.

#### Modo GST-Guard: Grounded Specimen test with Guard

Mide la capacidad entre enrollados y el conductor que esta aterrizado.

Figura N°3.17: Conexión del medidor (Delta M-4000).

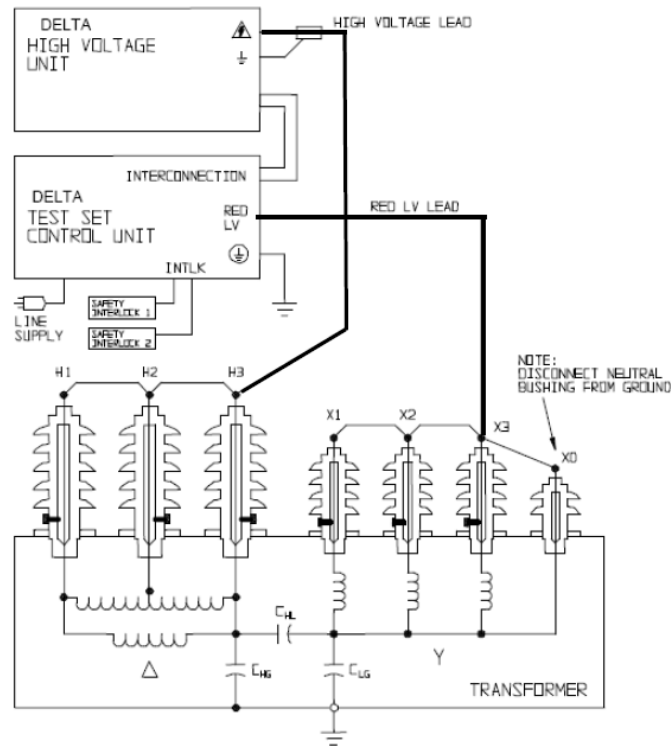


Tabla N° 3.6 : Valores de medición de FP aceptables

Lectura de Factor de Potencia	Posible Condición del Aislamiento
$\leq 0.5\%$	Bueno
$> 0.5\% - \leq 0.7\%$	Deterioro Normal
$> 0.7\% - \leq 1\%$	Requiere Investigación
$> 1\%$	Deterioro Excesivo

Tabla N° 3.7 : Medidas Reales de Factor de Potencia en un Transformador de Poder

FACTOR DE POTENCIA						
T° ambiente : 7,5 [°C]		Humedad Relativa : _____ [%]				
Medida	corriente [mA]	Potencia [W]	Factor de potencia [%]	Factor de pérdidas [%]	Capacidad [pF]	Voltaje [kV]
<b>Medida Directa</b>						
GST - Ground	27,172	0,999	0,35		8649,1	10
GST - Guard	9,237	0,278	0,3		2940,3	10,003
UST	17,93	0,717	0,4		5707,2	10,002
						<b>Condición</b>

Página 3



Tabla N° 3.8: Medidas Reales de Corriente de Excitación en un Transformador de Poder

**CORRIENTE DE EXITACIÓN**

T° ambiente : 6,4 [°C]

Humedad Relativa :         

tap	voltaje	H1H2		H2H3		H3H1		condicion
	[kV]	[mA]	[W/x]	[mA]	[W/x]	[mA]	[W/x]	
1		77,957	576,058	104,661	787,657	103,105	772,142	
2		78,574	583,883	108,325	816,29	107,83	807,938	
3		81,756	609,274	112,717	851,837	112,165	843,744	
4		85,721	640,431	118,323	895,778	117,778	887,444	
5		89,896	674,448	124,578	944,852	123,985	935,445	

Ejm: TAP N°3: Tap de operación

La corriente es mayor a 50 miliamperes; por lo tanto:

$$X = (112,717 - 112,165) / (112,717 + 112,165) / 2 =$$

$$0,552 / 112,441 = 0,0049 \times 100\% = 0,49 \%$$

Por lo tanto = Cumple.

### 3.7 Análisis Físico Químico del Aceite Dieléctrico de un Transformador

#### 3.7.1 Medida de Rigidez dieléctrica del aceite – ASTM-D-877/D-1816

Se define como rigidez dieléctrica a la capacidad de un aislante para soportar tensión eléctrica a una determinada rampa de voltaje sin fallar. También sirven para identificar la presencia de agentes contaminantes entre los cuales están presentes: la humedad, partículas conductoras, etc.; y cuya presencia produce la disminución de las características de Capacidad dieléctrica del aceite.

Para el caso de los transformadores eléctricos, la recomendación es sacar tres muestras y dejarlas reposar unos 15 minutos, para luego ingresarlas al instrumento, el cual es ajustado de acuerdo a la distancia de los electrodos (Norma ASTM-D-877 /ASTM-D-1816) el cual realiza 6 medidas consecutivas y pausada con la agitación del aceite para luego promediarlas. Además, se debe anotar la temperatura la cual tiene la muestra; la cual no debe ser inferior a 20°C.

De acuerdo con estas mismas normas, se especifica que el valor mínimo de Rigidez dieléctrica para un aceite nuevo es de 26 Kv.

Para transformadores que se encuentran operando por muchos años, se deben realizar pruebas adicionales para determinar el grado de envejecimiento del aceite. Tales pruebas se realizan generalmente en un laboratorio especializado e implican análisis Cromatográficos y Espectrofotométrico. Además de las siguientes pruebas:

- Medida de Factor de Potencia del aceite o Perdidas (Tangente Delta).
- Medida de Índice de acidez del aceite.
- Color y sedimentación.
- Análisis de gases disueltos en el aceite.
- Análisis de Furanos (Celulosa en el aceite).

Figura N°3.19: Medidor de rigidez dieléctrica marca megger Modelo OTS 60 PB



Para evitar posibles errores en la toma de muestras y que puedan afectar la exactitud de la prueba, la toma de ellas se lleva a cabo según la norma ASTM D-923, esta norma indica como tomar las muestras de líquidos aislantes eléctricos.

Criterio de evaluación del aceite transformadores.

Tabla N° 3.9: Valor de aceptación de Rigidez Dieléctrica aceites transformadores

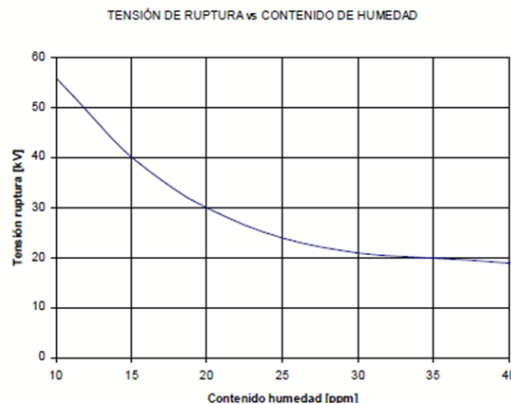
<b>Rigidez dieléctrica</b>	<b>Estado del aceite</b>
Menor de 18 Kv	Malo
Entre 18 a 23 Kv	Regular
Mayor de 23 Kv	Bueno

Se deben considerar las siguientes exigencias para una correcta medición con este instrumento:

- Los electrodos deben estar limpios y no carbonizados
- La limpieza de la celda o vaso de pruebas y de los electrodos deben realizarse con papel tissue o gamuza, libre de pelusas.
- La distancia de los electrodos debe ser de 2,5 mm entre ellos.
- Después de la prueba la celda o vaso debe enjuagarse con aceite bueno o nuevo, llenarlo nuevamente y dejarlo guardado y tapado.

Figura N°3.20: Medición de rigidez dieléctrica V/s Humedad

**RIGIDEZ DIELECTRICA EN FUNCION DE LA HUMEDAD**



### **3.7.2 Contenido de Humedad-ASTM-D1533**

El agua presente en el aceite dieléctrico está asociada a los ácidos orgánicos que se forman de la oxidación de hidrocarburos y contribuye así hacer más conductor dicho aceite; influyendo directamente en la rigidez dieléctrica del aceite, el aislamiento sólido y la tendencia al envejecimiento del líquido y el aislamiento sólido. El contenido en agua del aislamiento líquido y sólido tiene por lo tanto un impacto significativo en las condiciones operativas reales y en la vida útil del transformador.

### **3.7.3 Tensión Interfacial-ASTM-D-971**

Cuando el aceite dieléctrico es una sustancia polar, se encuentran disueltos productos polares, el aceite aislante aumenta su afinidad con el agua que también es una sustancia polar y la solubilidad de un aceite en el agua va a aumentar cuando crece la presencia de dichas sustancias polares, este fenómeno se puede medir cualitativamente mediante la prueba de tensión interfacial que no es otra cosa de medir la afinidad del aceite con el agua debido a la presencia de sustancias polares.

Mediante la prueba de tensión interfacial se puede detectar el inicio del proceso de oxidación y su avance antes de llegar a niveles de degradación crítica, además es una prueba básica para obtener el índice de calidad, el cual depende de la composición química del aceite y establece una rutina adecuada de mantenimiento.

En los aceites siliconados NO hay tensión interfacial, ya que No se mezcla con el agua.

### **3.7.4 Numero de Neutralizacion-ASTM-D-974**

Es un indicador de la cantidad de ácidos orgánicos (lodos) que se han formado como producto de la oxidación del aceite en presencia del agua, su valor aumenta como consecuencia del envejecimiento y es utilizado como guía general que permite determinar el momento preciso para reemplazar el aceite o regenerarlo.

El proceso de oxidación depende de gran parte del contenido de inhibidores y compuestos aromáticos, de esta manera la prueba mostrará una aparente conservación de las propiedades del aceite durante los primeros años de servicio para determinar la exactitud el estado de dichas propiedades es necesario que esta prueba se complemente con la prueba de tensión interfacial.

### **3.7.5 Factor de Potencia-ASTM-D-924**

El factor de potencia (Factor de disipación), es una medida de las pérdidas dieléctricas que ocurren en un líquido aislante cuando se usa dentro de un campo eléctrico y de la energía disipada en forma de calor, un alto valor de factor de potencia indica presencia de contaminantes o de productos debido al deterioro tales como la humedad, carbón u otras materias conductivas.

Los valores de factor de potencia por encima de los 0,5% a 20°C en el aceite pueden indicar presencia de contaminantes (Partículas polares y lodos), si el valor supera el 1% a 20 °C es posible que exista agua libre.

Se considera aceptable un valor de 3% a 100°C y cuestionable en un valor de 3 hasta 4 % y mayor a 4% es inaceptable y se debe regenerar con tratamiento de termo vacío o bien el reemplazo del aceite.

### **3.7.6 Resistividad volumétrica ASTM-1169**

Es un parámetro complementario al factor de potencia que permite determinar con mayor sensibilidad una variación química del aceite como el envejecimiento o impurezas químicas en el aceite debido a la presencia de sustancias extrañas o materiales usados en la construcción del transformador. Sirve para detectar contaminaciones en el aceite con otros derivados del petróleo durante el transporte o almacenamiento en tanques que contengan restos de gas o combustible, etc.

Los valores altos en un factor de disipación y/o bajos en la resistividad volumétrica del aceite pueden afectar a la resistencia de la aislación de los enrollados del transformador.

### **3.7.7 Color – ASTM D-1500**

El color de un aceite está determinado por la luz transmitida por este y esta expresado por un número obtenido en su comparación con una serie de patrones normalizados. No es una propiedad crítica, pero puede ser útil para evaluación comparativa. Un incremento rápido o un número de color elevado pueden indicar degradación o contaminación en el aceite. Además del color, el aspecto del aceite puede mostrar turbidez o sedimentos que pueden indicar la presencia de agua libre, lodos insolubles, carbón, fibras u otros contaminantes. adicionalmente el color permite comprobar el grado de oxidación que ha experimentado el aceite durante su uso ya que todos los compuestos que se producen debido a la oxidación son de color oscuro o negro.

### **3.7.8 Densidad ASTM D-1298**

La densidad no es un parámetro esencial para definir la calidad del aceite, pero puede ser útil para definir el tipo de aceite o detectar las modificaciones importantes en su composición. En climas fríos la densidad del aceite puede ser importante para determinar la idoneidad de su uso; por ejemplo, los cristales de hielo formados a partir de agua libre pueden flotar en aceites de alta calidad y conducir a contorneamiento durante la posterior fusión. in embargo la densidad no es significativa para comparar la calidad de diferentes muestras de aceite.

### **3.7.9 Aspecto visual ASTM D-1524**

El aspecto visual del aceite debe ser limpio, puede tener turbidez o la presencia de sedimentos, indicando la presencia de agua libre, lodos, carbón, fibras, suciedad, etc.

### **3.7.10 Cromatografía de gases (Análisis de gases disueltos) ASTM D-3612**

Cuando el aceite y el aislante solido de algunos equipos eléctricos como la celulosa entran en contacto, pueden reaccionar y comenzar a descomponerse si están sometidos a esfuerzos térmicos o eléctricos (Calor y gradientes de potencial). Debido a esta descomposición se producen los gases; estos gases se encuentran disueltos en el aceite; entre los gases que se pueden producirse por estas descomposiciones están:

- Nitrógeno (N<sub>2</sub>)
- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)
- Metano (CH<sub>4</sub>)
- Etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>)
- Etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>)
- Acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>)
- Propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>)
- Propileno (C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>)

El correspondiente análisis de gases en el aceite se debe realizar en base la norma ASTM-3612, que consiste en la extracción de una muestra de aceite del equipo para llevarlo a cromatografía. Este separa los gases y los mide en un detector de gases por diferenciación de áreas.

También se utilizan los siguientes documentos de la ASTM en forma de complemento o apoyo a la metodología de desarrollo de la medición de gases disueltos.

ASTM -D-2779 Estimación de solubilidad de gases en líquidos derivados del petróleo.

ASTM-2780 Prueba para la solubilidad de gases disueltos en aceite.

ASTM-3613 Muestreo de aceite aislantes eléctricos para análisis de gases

ASTM-E-260 Recomendaciones prácticas para el procedimiento cromatográfico de gases en general.

Tabla N° 3.10: Identificación de falla de acuerdo a los gases insertos en el aceite

<b>Falla</b>	<b>Gas</b>	<b>Criterio</b>	<b>Porcentaje</b>
Arco Eléctrico	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Gran cantidad de H <sub>2</sub> y C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Menor cantidad C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> , CH <sub>4</sub> , CO	H <sub>2</sub> : 60% C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> :30%
Efecto Corona	H <sub>2</sub>	Gran cantidad de H <sub>2</sub> y CH <sub>4</sub> Menor cantidad C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ,CO,CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> :85% CH <sub>4</sub> :13%
Sobrecalentamiento aceite	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Gran cantidad de C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Menor cantidad C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> , CH <sub>4</sub> ,H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> :63% C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> :20%
Sobrecalentamiento celulosa	CO	Gran cantidad de CO <sub>2</sub> ,CO Menor cantidad hidrocarburos	CO:92%

Tabla 3.11: Muestra de laboratorio análisis de gases disueltos en el aceite de transformador

**Medidas y Análisis de Gases Disueltos en el Aceite dieléctrico de un transformador**

<b>EMPRESA:</b> SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.		<b>FECHA:</b> 19/07/2023	
<b>ID. EQUIPO:</b> Transformador TAG 9400-TF-001 RHONA N° 48698		<b>EQUIPO / DIAGNOSTICO</b> 15614 082599	
<b>POT. MAXIMA:</b> 5,0 MVA	<b>FECHA MUESTREO:</b> 08/07/2023	<b>VOLTAJE:</b> 23/3,45 kV	<b>FECHA RECEPCION:</b> 12/07/2023
<b>LUGAR:</b> 9400-ER-001	<b>FECHA ANALISIS:</b> 17/07/2023		
<b>DIAGNOSTICO ANTERIOR:</b> 080679	<b>AÑO DE FABRICACION:</b> 2012	<b>FECHA:</b> 11/04/2023	<b>ULTIMO DESGASIFICADO:</b> --
<b>N° ORDEN TRABAJO:</b> 10713	<b>REGIMEN DE CARGA:</b> ? %	<b>TIPO EQUIPO:</b> Hermético c/colchon de aire.	<b>TEMPERATURA ACEITE:</b> 40 °C
<b>LUGAR MUESTREO:</b> Cuba Principal	<b>VOL. ACEITE ESTANQUE:</b> 2326 L	<b>VOL. MUESTRA:</b> 15 mL	<b>DENSIDAD:</b> -- gr/mL
<b>GAS DISUELTO [ppm(v/v)]:</b>			
Nitrógeno: N2= 35744 Lím< 75000	Etano: C2H6= 1069 Lím< 50	Oxígeno: O2= 7639 Lím< 25000	Etileno: C2H4= 131 Lím< 50
Dioxido de Carbono: CO2= 654 Lím< 10000	Acetileno: C2H2= 13 Lím< 1	Monoxido de Carbono: CO= 70 Lím< 1000	Propano: C3H8= 465 Lím< 50
Hidrógeno: H2= 19786 Lím< 50	Propileno: C3H6= 28 Lím< 50	Metano: CH4= 3668 Lím< 50	
TGC= 24737 Lím< 1201	TG (%): 6,93	TGC-CO= 24667 Lím< 201	CO (L): 0,16
S(C1-C2)= 4881 Lím< 151	TGC (%): 2,47		nTG (mL): 1,04
			PTG (atm): 0,66
<b>RELACIONES:</b>			
CH4/H2: 0,19	C2H4/C2H6: 0,12	%H2: 80,21	
C2H2/CH4: 0,00	C2H4/C3H6: 4,68	%CH4: 14,87	
C2H2/C2H4: 0,10	C3H6/C3H8: 0,06	%C2H6: 4,33	
C2H2/C2H6: 0,01	CO2/CO: 9,34	%C2H4: 0,53	
C2H4/CH4: 0,04	N2/O2: 4,68	%C2H2: 0,05	
C2H6/CH4: 0,29			
<b>TGC</b> = CO+H2+CH4+C2H6+C2H4+C2H2	<b>%GAS</b> = GAS/(S(C1-C2)+H2):100		
<b>S(C1-C2)</b> = CH4+C2H6+C2H4+C2H2	<b>PTG</b> = Presión Total Gas		
<b>DIAGNOSTICO PRINCIPAL:</b>		<b>DIAGNOSTICO ADICIONAL:</b>	
-Descargas parciales de alta densidad de energía, probabilidad: 70%		-Sin compromiso de la celulosa.	
-Arcos o descargas de baja energía, probabilidad: 60%		-SEVERIDAD FALLA (%TGC): Muy importante.	
<b>OBSERVACIONES:</b>			
-Muestra tomada por Sistema de Transmisión del Norte S.A.			
-Con respecto al análisis anterior la concentración total de los gases de falla TGC-CO aumentó un 15%, asimismo se mantiene la concentración de Acetileno (C2H2) sobre su límite, gas indicativo de arco eléctrico.			

Tabla 3.12: Pruebas de laboratorio realizadas a aceite dieléctrico transformador área Relaves.

<b>EMPRESA:</b> SISTEMA DE TRANSMISIÓN DEL NORTE S.A.				<b>FECHA:</b> 24/07/2023	
<b>ID. EQUIPO:</b> Transformador TAG 9400-TF-001 RHONA N° 48698				<b>EQUIPO / DIAGNÓSTICO</b> 15614 68981	
<b>POT. MÁXIMA:</b>	5,0	MVA	<b>FECHA MUESTREO:</b>	08/07/2023	
<b>VOLTAJE:</b>	23/3,45	kV	<b>FECHA RECEPCIÓN:</b>	12/07/2023	
<b>LUGAR:</b>	9400-ER-01		<b>FECHA ANÁLISIS:</b>	19/07/2023	
<b>DIAGNÓSTICO ANTERIOR:</b>	66986		<b>AÑO FABRICACIÓN:</b>	2012	
<b>FECHA:</b>	11/03/2023		<b>ULTIMO DESGASIFICADO:</b>	No informado	
<b>Nº ORDEN DE TRABAJO:</b>	10713		<b>REGIMEN DE CARGA:</b>	No informado	%
<b>TIPO DE EQUIPO:</b>	Hermético con colchón de aire		<b>TEMPERATURA ACEITE:</b>	40	°C
<b>LUGAR DE MUESTREO:</b>	Cuba principal		<b>HUMEDAD RELATIVA</b>	17	%
<b>VOL. MUESTRA:</b>	1000	mL	<b>VOL. ACEITE ESTANQUE:</b>	2326	L
<b>PRUEBA</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>MÉTODO ASTM</b>	<b>RESULTADO</b>	<b>LÍMITES NUEVO ANTES DE ENERGIZAR</b>	<b>LÍMITES EN SERVICIO</b>
Humedad	mg/kg	D 1533-12	7	≤ 20	≤ 35
Rigidez dieléctrica 2.0 mm.	kV	D 1816-12	49	≥ 45	≥ 40
Tensión interfacial	mN/m	D 971-12	34	≥ 38	≥ 25
Número neutralización	mgKOH/g	D 974-14	<0,02	≤ 0,03	≤ 0,20
Factor de potencia 25 °C	%	D 924-15	-	≤ 0,05	≤ 0,5
Factor de potencia 100 °C	%	D 924-08	4,208	≤ 0,40	≤ 5
Resistividad volumétrica 25 °C	ohm*cm	D 1169-11	-	-	-
Resistividad volumétrica 100 °C	ohm*cm	D 1169-11	7,0 E+11	-	-
Densidad	g/mL	D 1298-12	0,872	-	-
Color		D 1500-07	L1,0	< 1,0	-
Aspecto visual		D 1524-15	claro y brillante amarillo claro	claro y brillante	claro y brillante
<b>OBSERVACIONES:</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Muestra tomada por Sistema de Transmisión del Norte S.A.</li> <li>- Restos de muestra con descarte inmediato.</li> </ul>					
Bibliografía: C57.106-2015 "IEEE Guide for acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment"					
<b>SITUACIÓN ACTUAL:</b>			<b>ACCIÓN A SEGUIR:</b>		
- Aceite en buenas condiciones para servicio.			- Analizar al cabo de un año		

### 3.8 Filtrado de aceite

Proceso que elimina los componentes ácidos polares y sedimentos. Además de la eliminación de la humedad y gases disueltos, componentes volátiles y sólidos en suspensión alrededor de 0,5 micras.

Para el proceso de filtrado, se utiliza la salida de aceite del transformador de la válvula inferior y el de ingreso o retorno del aceite a través de la válvula superior o la tubería de llenado del estanque conservador. Es importante mantener y registrar los valores de vacío de la cámara de alto vacío ubicada en la máquina de filtrado a un valor  $\leq 0,1$  mbar, para asegurar un óptimo resultado del proceso (Deshumedeado y desgasificado). Además de controlar y registrar la temperatura del aceite del transformador.

También se debe registrar el volumen de aceite que ha circulado por la máquina de termo vacío o filtrado, registrando la cantidad de aceite; esto es de acuerdo a los datos de placa de la cantidad de aceite utilizado en el transformador; registrando los litros x segundos que procesa la máquina.

Para un proceso eficiente de filtrado se debe considerar al menos 3 vueltas o 3 veces la cantidad de aceite que recircule por el transformador.

Figura N°3.21: Datos técnicos máquina de filtrado de aceite



**EQUIPO A UTILIZAR**

- Capacidad de flujo: 2000 l/h.
- Capacidad de deshidratado: 50 ppm a < 5 ppm en un ciclo y < 3 ppm en dos ciclos (ASTM-D1533).
- Capacidad de desgasificado: 10-12% a < 0.1% (ASTM-D2945).
- Capacidad de vacío: 1500 m<sup>3</sup>/h.
- Capacidad de filtrado: hasta el 98% en partículas  $\geq$  de 0.5 micrones.
- Rigidez dieléctrica: hasta 70 kV.
- Rango de temperatura: de 0 °C - 120 °C.

### 3.9 Análisis Termográfico (IEEE std 62)

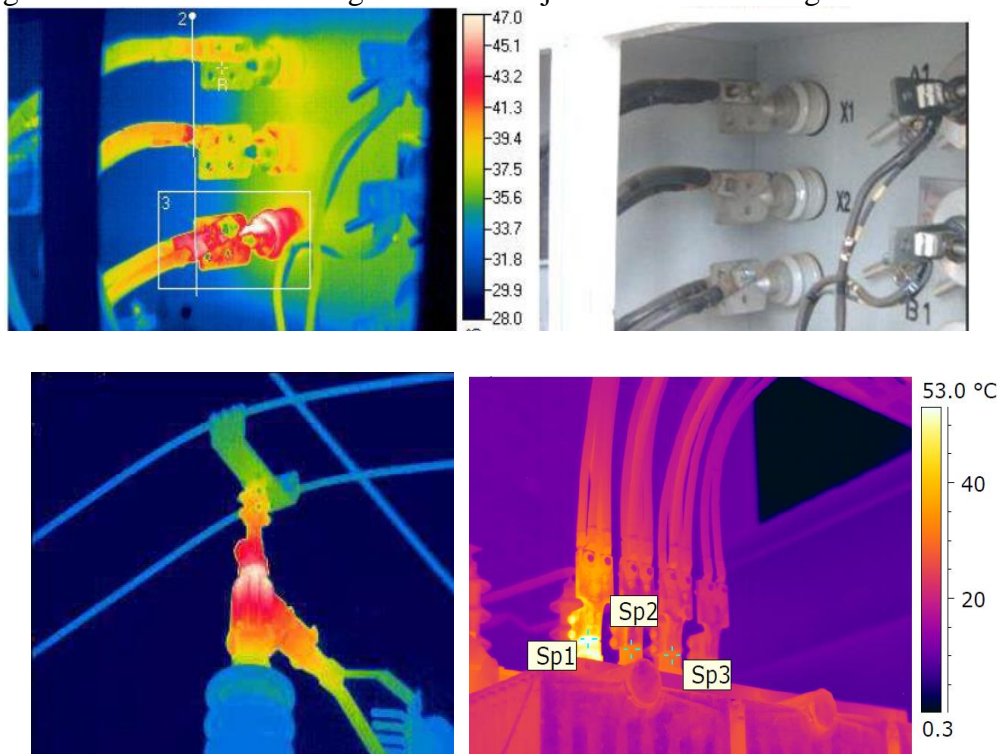
Se denomina análisis termográfico o termografía a la técnica que posibilita a la visión humana ver el espectro infrarrojo. Las imágenes térmicas obtenidas se llaman termogramas y permiten el análisis cuantitativo y cualitativo para determinar en forma precisa la temperatura. Por medio de esta técnica pueden medirse en forma segura y a distancia objetos estacionarios o en movimiento, lo cual cobra importancia cuando existen altas temperaturas, energía eléctrica, gases venenosos, humos, etc.

Esta técnica permite detectar sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro el campo o espectro infrarrojo y así poder comparar y determinar dicha variación que podría gestarse y producirse en un futuro cercano o a medio plazo.

El análisis mediante cámaras Termográfica está recomendado para:

- Instalaciones y líneas eléctricas de alta y baja tensión
- Conexiones, bornes, equipos eléctricos (transformadores, motores, generadores, interruptores, etc.).
- Máquinas giratorias, rodamientos, reductores, embriagues mecánicos, frenos, etc.
- Hornos, calderas, intercambiadores de calor.
- Instalaciones de climatización.

Figura N°3.22: Prueba termográfica infrarroja realizada a bushing transformadores



Una vez detectada una diferencia apreciable de temperatura en un elemento, podemos pasar a la inspección cuantitativa, midiendo en forma precisa la temperatura de los elementos para lo cual habrá que tener en cuenta los siguientes aspectos, entre los que podemos citar:

- **Emisividad de la superficie:** Siendo la capacidad de un objeto en emitir energía infrarroja. El valor de emisividad se calcula por la proporción de radiación térmica emitida por la superficie u objeto. Su valor puede variar entre 0 y 1. Las cámaras termográficas miden a través de su sensor biométrico la radiación infrarroja emitida por los cuerpos, mostrando en la pantalla la imagen de las temperaturas superficiales de dichos cuerpos.

Tabla N° 3.13: Tabla de Emisividad

Subsancia	Emisividad Térmica	Substancia	Emisividad Térmica
Asfalto	0.90 – 0.98	Tela (negra)	0.98
Concreto	0.94	Piel humana	0.98
Cemento	0.96	Espuma	0.75 – 0.80
Arena	0.90	Carbón (polvo)	0.96
Tierra	0.92 – 0.96	Laca	0.80 – 0.95
Agua	0.92 – 0.96	Laca (opaca)	0.97
Hielo	0.96 – 0.98	Hule (negro)	0.94
Nieve	0.83	Plástico	0.85 – 0.95
Vidrio	0.90 – 0.95	Madera	0.90
Cerámica	0.90 – 0.94	Papel	0.70 – 0.94
Mármol	0.94	Óxidos de Cromo	0.78
Yeso	0.89 – 0.91	Óxidos de Cobre	0.78 – 0.82
Mortero	0.89 – 0.91	Óxidos de Hierro	0.78 – 0.82
Ladrillo	0.93 – 0.91	Textiles	0.90

- **Velocidad del viento:** Las inspecciones en el exterior deben tener en cuenta la velocidad del viento, ya que este es un factor que incrementa la transferencia de calor por convección entre los elementos calientes y el medio, lo cual puede dar a lugar a una reducción de la temperatura de los puntos críticos; se recomienda evitar inspecciones termográficas para velocidades del viento superiores a 16 KM/hr.

- **Resolución Espacial y Resolución óptica:** Las cámaras termográficas al igual que las cámaras fotográficas incluyen un sistema de lentes cuya misión va a ser focalizar adecuadamente la radiación sobre el sensor de la cámara. En función de la distancia focal y la resolución del sensor.

- **La temperatura de fondo:** Las cámaras termográficas miden la radiación procedente de un objeto para así calcular su temperatura; sin embargo, es la radiación emitida por la superficie del objeto y no la reflejada por el mismo procedente del entorno la que determina su temperatura. Por ello las cámaras termográficas a través de sus ajustes del parámetro denominado temperatura de fondo o entorno, compensan el efecto de la radiación emitida por el entorno y reflejada en la superficie del objeto.

## CAPÍTULO IV

### IMPLEMENTACION DE PLAN DE MANTENIMIENTO ELÉCTRICO A TRANSFORMADOR DE PODER Y ANALISIS DE COSTOS.

#### 4.1 Definición de Plan De Mantenimiento

El plan de mantenimiento es un tipo de cronograma o agenda en que se define una ruta de ejecución de trabajos de mantenimiento: La definición de este plan pasa por elegir la postura de la empresa, es decir si actuará en forma preventiva o de emergencia.

Por lo general, esta planificación se adopta con el objetivo de actuar de forma programada; esto evitara llegar al punto en que sea necesario realizar una reparación mayor o daños más graves.

En el plan de mantenimiento se debe definir algunos puntos principales tales como:

- Plazos
- Responsables
- Actividades
- Materiales, herramientas e insumos

Con esta organización es posible prolongar el estado de conservación de los equipos y/o maquinarias y garantizar su correcto funcionamiento.

Dentro de los beneficios que entrega un buen plan de mantenimiento se encuentra:

- Reducción de números de fallas, defectos y tiempos de inactividad en los equipos
- Mayor vida útil al tener menor desgaste
- Mayor seguridad en el trabajo, reduciendo la ocurrencia de accidentes
- Mayor productividad
- Mayor eficiencia energética
- Mayor previsibilidad en los costos de mantenimiento
- Mayor capacidad de resolver problemas operativos
- Optimización de plazos y entrega de productos debido a detenciones no

programadas

- Reducción de costos de mantenimiento a largo plazo

## **4.2 Preparativos para realizar un plan de mantenimiento a transformadores de poder.**

Un adecuado plan de mantenimiento debe considerar una completa inspección visual, que permita verificar el estado general del transformador, ausencia de filtraciones de aceite, limpieza de los aisladores de alta y baja tensión y el correcto funcionamiento de los equipos auxiliares del transformador, tales como los indicadores de temperatura, nivel de aceite, ventiladores, equipos de monitoreo.

De igual forma se debe considerar una inspección termográfica, para detectar posibles puntos calientes; además de toma de muestras de aceite para ensayos físico-químicos, como análisis de gases disueltos, rigidez dieléctrica, oxidación entre otros.

Dentro del programa de mantenimiento debe considerar la inspección periódica de los siguientes aspectos:

### **4.2.1 Levantamiento de informaciones**

Consiste en realizar un inventario de equipos y maquinarias donde se realizará un estudio de los dispositivos, historial de reemplazo de piezas, tiempo y uso. Este mapeo es importante porque permite obtener y registrar informaciones que guiara toda la planificación; además favorece la aplicación de planes de acción más asertivos; idealmente este levantamiento debería realizarse periódicamente y con ello se podría desarrollar estadísticas, permitiendo así adoptar una postura más preventiva.

### **4.2.2 Creación de check list de mantenimiento**

Para la creación de este tipo de documento es necesario definir el tipo de mantenimiento a realizar, ya sea Preventivo o Correctivo: Para ello es necesario primeramente la realización una inspección de componentes y luego crear un Check list de inspección, Preventivo y/o correctivo; como así también sus componentes, las condiciones de operación, lubricación y seguridad, etc.

Cada uno de estos documentos o Check list, deben quedar registrados manteniendo un historial para realizar un seguimiento de las condiciones encontradas y dar una pronta solución definiendo fechas y responsables para así fortalecer aún más el plan de mantenimiento.

### **4.2.3 Verificación de Costos Y Recursos**

En este ítem se debe verificar los costos y recursos asociados para poner en práctica las actividades asociadas al plan de mantenimiento, por ejemplo:

- Número de personas para la ejecución (personal Técnico)
- Herramientas y suministros (Instrumentos)
- Servicios de apoyo (Terceros o empresas colaboradoras)
- Capacitaciones y entrenamiento

### **4.2.4 Monitoreo de Indicadores (KPI).**

Key Performance indicator o indicador clave de rendimiento: son métricas cuantitativas que muestran el proceso de una empresa y el cumplimiento de sus objetivos. Para ello es fundamental monitorear el progreso del mantenimiento y algunos indicadores tales como:

- Productividad
- Fallas
- Tiempos de detención
- Accidentes laborales

## **4.3 Modelo de Plan de mantenimiento eléctrico a Transformadores de Poder**

### **4.3.1 Inspección de Rutinaria**

- Revisión estado del transformador (Corrosión / Pintura).
- Revisión de Placa, Numero de serie y TAG
- Revisión de instrumento e indicadores (Temperatura, Presión, Niveles, etc).
- Registro de variables eléctricas o consumos (Voltaje, Corriente, Potencia, Cos phi)
- Estado de radiadores
- Estado del equipo (Polvo u otros agentes contaminantes)
- Estado de válvulas (Toma de muestra, radiadores, Conservador)
- Fugas de refrigerante (Aceite/ silicona)
- Estado y las tierras de Protección y Tierra de servicio
- Temperatura del equipo e indicios de perdida de aislación en mufas
- Revisión de juntas, flanges y empaquetaduras

- Revisión de los equipos auxiliares (Ventiladores).
- Estado de puertas Switch-Gear o gabinete.
- Estado del cierre perimetral
- Letreros de seguridad (Peligro, niveles de tensión, etc)
- Iluminación
- Piso y gravilla
- Análisis Termográfico

#### **4.3.2 Inspección (Semestral/anual).**

- Análisis Termográfico (Conexiones, cables, control, etc).
- Registro de variables eléctricas (Corriente, voltaje, potencia)
- Toma de muestra de aceite
- Prueba de servicios auxiliares (ventiladores).
- Revisión de Niveles, presión, temperatura.

#### **4.3.3 Plan de Mantenimiento Preventivo de transformadores**

Un transformador puede resultar dañado por fallas causadas por humedad, agua, oxígeno, calor, contaminación externa, vibraciones, sobrevoltajes,, elevados esfuerzos eléctricos y también por fenómenos térmicos, mecánicos, electromecánicos y externos; sus consecuencias pueden ser catastróficas, por lo que se recomienda la implementación de programas de mantenimiento preventivo, predictivo y/o correctivos, dependiendo de la complejidad y el acceso que se tenga al equipo.

##### **4.3.3.1 Mantenimiento Preventivo Básico (MPB)**

- Control visual (corrosión, fugas).
- Limpieza de bushing alta y baja tensión
- Limpieza de gabinete o Celdas
- Limpieza de Transformadores de potencial y corriente
- Limpieza de sistema de ventilación auxiliares
- Limpieza de protecciones eléctricas y reguladores

#### **4.3.3.2 Mantenimiento Preventivo Normal (MPN) / Predictivo**

- Incluye todo lo realizado en un Mantenimiento Preventivo básico (MPB).
- Medidas de Resistencia de bobinados transformador
- Medidas de Resistencia de aislación transformador
- Medidas de Relación de transformación transformadores (Poder, potencial y corriente)
- Factor de Potencia y Corriente de excitación (Transformadores > 2500 KVA).
- Toma muestra de aceite (Análisis de gases disueltos)
- Cromatografía de aceite
- Rigidez dieléctrica
- Filtrado de aceite (Dependiendo de los resultados del análisis de aceite realizados)

#### **4.3.3.3 Mantenimiento correctivo**

- Cambio de Transformador de Poder
- Cambio de componentes, aceite, bushing, accesorios, etc.
- Cambio de bobinas, relé, empaquetaduras, etc.
- Pintura general
- Repotenciación (Instalación de ventiladores).
- Mejoramiento de resistividad del terreno (Instalación de Gravillas).

#### 4.3.3.4 Modelo de Plan de Mantenimiento

Tabla N° 4.1: Modelo Plan de Mantenimiento eléctrico a Transformador de Poder.

TAG EQUIPO/N° Serie=		Fecha=				
Item	Mantenimiento Preventivo Inspecciones	Semanal	Mensual	Semestral	Anual	Medidas/Observaciones
1	Estado del transformador (Corrosion)	X				
2	Estado hermetisidad (Presion)	X				
3	Estado temperatura aceite/Bobinados	X				
4	Nivel aceite refrigerante	X				
5	Control de fugas aceite	X				
6	Estado de puesta a tierra	X				
7	Estado y posicion cambiador de TAPS	X				OK / Posicion N°3
8	Estado radiadores y valvulas radiador	X				
9	Estado ventiladores	X				
10	Estado calefactores	X				
11	Estado valvula sobrepresion	X				
12	Estado rele de Buchholz	X				
13	Estado valvulas	X				
14	Analisis Termografico	X		X	X	
15	Muestra de aceite dielectrico			X	X	
16	Estado Piso/ Gravilla	X				
17	Estado cierre perimetral	X				
18	Estado Iluminacion	X				
19	Estado de bushing Alta/Baja tension	X				

Item	Mantenimiento Preventivo Basico (MPB)	Semanal	Mensual	Semestral	Anual	Medidas/Observaciones
1	Idem Inspecciones		X	X	X	
2	Limpieza general a transformador		X	X	X	
3	Limpieza de Bushing Alta/Baja tension		X	X	X	
4	Limpieza a TT/CC		X	X	X	
5	Limpieza a TT/PP		X	X	X	
6	Pruebas operacionales ventiladores		X	X	X	
7	Pruebas operacionales calefactores		X	X	X	
8	Reapriete conexiona do Electrico		X	X	X	

Item	Mantenimiento Preventivo Normal (MPN)	Semanal	Mensual	Semestral	Anual	Medidas/Observaciones
1	Idem MPB		X	X	X	
2	Medidas resistencia bobinado				X	
3	Medidas resistencia Aislacion				X	
4	Medidas razon de transformacion				X	
5	Medidas rigidez dielectrica aceite			X	X	
6	Medidas Analizador de aislacion				X	
8	Filtrado de aceite dielectrico				X	

#### 4.4 Análisis de costos

A continuación, se detallan los costos más importantes para la evaluación económica de mantenimiento preventivo a un transformador de poder de 800KVA correspondiente al área de relaves en Minera Caserones.

Valores totales ítems en UF (37.981 pesos) y USD (970 pesos).

##### 4.4.1 Costos mantencion preventivo (inspecciones-anual).

Tabla N° 4.2: Costos Mantenimiento Preventivo Eléctrico a transformadores (Inspecciones)

<b>SERVICIO INSPECCIONES</b>		<b>SUB TOTAL</b>	<b>TOTAL</b>
HH personal técnico	1 supervisor	\$1.900.000	<b>\$1.900.000</b>
	1 APR	\$1.700.000	<b>\$1.700.000</b>
	3 técnicos	\$1.600.000	<b><u>\$4.800.000</u></b>
		X 1 año	<b>\$8.400.000X12</b> <b>\$100.800.000</b> <b>2653,958 UF</b>
Toma de muestra de aceite (semestral)	cotización	89,25 UF+IVA	<b>\$4.033.867 X 2</b>
	16 gases	UF=37.981 CLP	
	14 Fis/Quim	Anual	<b>\$8.067.734</b> <b>212,415 UF</b>
	medidor rigidez dieléctrica	22.263 USD USD=\$970 CLP	<b>\$21.595.110</b> <b>568,577 UF</b>
termografía	Cámara Flir termográfica	\$1.421.650	<b>\$1.421.650</b> <b>37,430 UF</b>
Total		Mensual	<b>\$35.450.627</b>
		Anual	<b>\$131.884.134</b> <b>3472,371 UF</b>

A continuación, se presentan valores y costos asociados a mantenimiento Preventivo Toma de muestras de aceite

Tabla N° 4.3: Costo análisis de aceite transformadores (Semestral).

ITEM	Detalle	Cant.	Valor Unitario UF	Valor Total UF
1	Análisis cromatográfico de gases.	16	2,625	42,0
2	Análisis físico-químicos.	14	3,375	47,25
3	Análisis de Furanos.	--	3,375	--
4	Análisis a CDBC incluye (DGA y FQ).	--	4,5	--
<b>TOTAL UF + IVA</b>				<b>89,25</b>

$$89,25 \times 37.981 = \$3.389.80425 + 19\% \text{ IVA} = \$4.033.867$$

Figura N°4.1 Medidor Rigidez Dieléctrica

5	051201010007	Cat N° 1014-529 Medidor de Rigidez dieléctrica modelo OTS80PB-EU marca MEGGER	1	USD 22.263	5%	USD 21.149,85
---	--------------	---	---	------------	----	---------------

**Entrega 90-120 días**

---

Cat N° OTS80PB-EU2-UP-4C Medidor De Rigidez Dieléctrica Modelo OTS80PB MEGGER UK

- \* Instrumentos livianos, robustos y portátiles para medición de la tensión de ruptura del aceite aislante
- \* Precisión garantizada - recipiente de aceite con ajuste asegurable
- \* Pantalla a color brillante de 3,5 pulgadas visible en exteriores
- \* Apto para aceite mineral, éster o de silicona
- \* Circuito de detección de disparo con medición directa de tensión y corriente
- \* Tiempo de apagado HV ultra rápido (<10 µs)



Figura N°4.2 Cámara Termográfica Flir



E4 MODEL  
4,800 PIXEL  
WIFI FUNCTION




**CLP1.421.650** CLP2.030.930 -30% dto.

-CLP15.000 dto. en pedidos +CLP120.000

FLIR-Cámara de imagen térmica infrarroja de mano, dispositivo de imagen Industrial mejorada de temperatura, 80x60 pixeles, MSX, 20 °C a 250 °C, E4

De YiDa Commercial Stor... (4.2 | 444 vendido(s))

Color: E4

E4

#### 4.4.2 Costos de mantención predictivo (anual).

A continuación, se detallan los costos más importantes para la evaluación económica de un mantenimiento predictivo a un transformador de poder de 800KVA correspondiente al área de relaves en Minera Caserones.

Valores totales ítems en UF (37.981 pesos) y USD (970 pesos).

Tabla N° 4.4: Costos Mantenimiento Predictivo Eléctrico a transformadores

ITEM		SUB TOTAL	TOTAL
HH	1 Supervisor	\$1.900.000	<b>\$1.900.000</b>
Personal	1 APR	\$1.700.000	<b>\$1.700.000</b>
Técnico	3 Técnicos	\$1.600.000	<b><u>\$4.800.000</u></b>
	Mensual		<b>\$8.400.000 X 12</b>
	Anual		<b>\$100.800.000</b>
			<b>2653,958 UF</b>
Medida de resistencia	Micro-ohmetro	\$3.939.500+IVA	<b>\$4.688.005</b> <b>123,430UF</b>
Medidor r. aislación	Mega-ohmetros	\$5.906.906+IVA	<b>\$7.029.218</b> <b>185,072 UF</b>
Medidor razón z%	TTR300	\$1.340.868+ IVA	<b>\$1.595.633</b> <b>42,011 UF</b>
Medidor analizador	Delta 4000	73.075 USD USD=970 CLP	<b>\$70.882.750</b> <b>1866,268 UF</b>
Total		Mensual	<b>\$92.595.606</b>
		Anual	<b>\$184.995.606</b>
			<b>4870,741UF</b>

Figura N°4.3 Medidor de Resistencia Micro-óhmetro



Microohmímetro Digital de Baja Resistencia Seawa.

Construido dentro de su propio estuche resistente para facilitar el transporte, puede utilizar este óhmetro de baja resistencia en una amplia variedad de aplicaciones que van ...

[View product details](#)

CLP 3,939,500 más im...

AVB Tech  
+Shipping

Figura N°4.4 Medidor de Resistencia de Aislación (MIT 1025 Megger)



MIT1025 Megger

5.0 ★★★★★ 4

MIT1025 - PROBADOR DE AISLAMIENTO, RESISTENCIA, 1/2,5/10 KV, 20 TOHM, MEGOHMETRO ANALÓGICO/DIGITAL, TENSIÓN DE PRUEBA DE AISLAMIENTO: 500V

[View product details](#)

CLP 5,906,906

WiAutomation CL  
Envío por CLP 102,885

Figura N°4.5 Medidor de Razón de Transformación TTR



Práctico transformador TTR, medidor de relación d...

Práctico transformador TTR, medidor de relación de giro, grupo de probador, equipo de prueba de transformador con batería de litio de gran capacidad

[View product details](#)

CLP 1,340,868

AliExpress.com - AliExpres...  
Envío por CLP 484,930

Figura N°4.6 Medidor de Analizador de aislación

1	057301000015	Cat N° 4110 Sistema de Diagnostico Tangente Delta 4110 Marca MEGGER USA	1	USD 73.075	5%	USD 69.421,25
---	--------------	--	---	------------	----	---------------

**Entrega 90-120 días**

Sistema de diagnóstico para aislamiento DELTA4110  
(Unidad de control DELTA4100 y unidad de alto voltaje DELTA4010 )

Incluye:

- Cable Alto voltaje, aislación doble, blindado (21 m) 30012-11
- Cables de bajo voltaje (18 m), rojo 25572-1 y azul 25572-2
- Cable tierra (9 m) 2002-131.
- Cable alimentación 16 A 17032-22 (no incluye enchufe)
- Interruptor de bloqueo de seguridad , Interlock #1: (18 m) 1001-850
- Interruptor de bloqueo de seguridad, Interlock #2: (2.5 m) 1001-851
- Cables de interconexión: Para conectar las unidades e control y alto voltaje (1 m) 2002-133 y 2002-132
- Cable de tierra (1m) 2002-134



#### 4.4.3 Costo aproximado de mantención correctivo

A continuación, se detallan los costos más importantes para la evaluación económica de un mantenimiento Correctivo o cambio de un transformador de poder de 800KVA correspondiente al área de relaves en Minera Caserones.

Cambio de transformador de poder

Tabla N° 4.5: Costos Mantenimiento Correctivo Transformador

SERVICIO		SUB TOTAL	TOTAL
HH Personal Técnico	1 Supervisor	\$1.900.000	<b>\$1.900.000</b>
	1 APR	\$1.700.000	<b>\$1.700.000</b>
	3 Técnicos	\$1.600.000	<b><u>\$4.800.000</u></b>
	<b>Anual</b>		<b><u>\$8.400.000X12</u></b> <b>\$100.800.000</b> <b>2653,958UF</b>
HH Personal Técnico Izaje Maquinarias	1 Supervisor	\$2.300.000	<b>\$2.300.000</b>
	1 APR	\$1.800.000	<b>\$1.800.000</b>
	3 Operadores	\$2.100.000	<b><u>\$6.300.000</u></b>
	<b>Anual</b>		<b><u>\$10.400.000X12</u></b> <b>\$124.800.000</b> <b>3285,853UF</b>

Maquinarias	Grúa 60 tn (150hr)	\$80406	<b>\$12.060.900</b>
	Camión 20tn(180hr)	\$63.814	<b><u>\$11.486.520</u></b>
	Anual		<b>\$23.547.420X12</b> <b>\$282.569.040</b> <b>7439,747UF</b>
Transformador 800 kva	Reparado	19.062 USD	<b>\$18.490.140</b>
	Nuevo	139.895 USD	<b>486,826UF</b>
		USD=970	<b>\$135.698.150</b> <b>3572,790UF</b> <b>N=7,3 VECES</b>
Total, anual 800kva	Reparado anual		<b>\$526.659.180</b>
	Nuevo anual		<b>13866,385UF</b>
			<b>\$643.867.190</b> <b>16952,350UF</b>
Transformador 7500 kva  total	Reparado	96.233.199+IVA	<b>\$114.517.507</b>
	Nuevo(aprox)	X 7,4 veces	<b>3015,126UF</b>
			<b>\$835.977.801</b> <b>22010,421UF</b>
Filtrado de aceite 2400 lts	Máquina filtrado	864 UF	<b>\$32.815.584</b>
	3 vueltas (7200lts)	864X37.981	

## Filtrado de aceite a transformador de 5000 KVA de aceite (2400Lts de aceite).

Tabla N° 4.6: Costo de Filtrado de Aceite Transformador

Servicios de Mantención Eléctrica SED					
Servicio de supervisión de armado y tratamiento de aceite a transformador RHONA 5.000 KVA, 23.000 V, 2.400 lts., N° de serie 57755.					
17/08/2022					
DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD	VALOR UNIT UF	DESCUENTO	TOTAL UF
1.1 Servicio de traslado de máquina de tratamiento de aceite, estanque auxiliar, bomba mangueras, hasta garita faena, considera ida y regreso. (Santiago – Garita Cliente – Santiago)	1	GL	190	0,00%	190
1.2 Supervisión para el proceso de armado y tratamiento de aceite. (considera traslados aéreos y 3 días de trabajo)	1	GL	155	0,00%	155
1.3 Valor diario arriendo máquina de tratamientos. Se consideran días de arriendo, desde que ingresa hasta cuando sale la máquina de las instalaciones del cliente.	5	CU	60	0,00%	300
1.4 Opcional suministro de aceite dieléctrico nuevo Nafténico tipo I, (4 tambores equivalente a 600 lts)	4	CU	25	0,00%	100
Se considera traslado desde Garita a punto de trabajo con camión del contrato.					
Servicio SPOT debe ser solicitado con 30 días de anticipación. Sujeto a disponibilidad JORPA.					
Traslado de personal y equipos Santiago- Garita Minera Caserones -Santiago.					
Valor referencial, 5 días de máquina.					
			SUB TOTAL	745	UF
			G.COMPRÁ 16%	119	UF
			<b>VALOR TOTAL NETO</b>	<b>864</b>	<b>UF</b>

## Cotización reparación transformador 800kva

Tabla N° 4.7: Costo Reparación Transformador 800KVA

Ítem	Descripción	Valor unitario
1.0	<p><u>Rebobinado de transformador:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección visual y evaluación externa a transformador.</li> <li>• Trasvasije de aceite a tanques auxiliares.</li> <li>• Desencubado parte activa e inspección visual.</li> <li>• Extracción de devanados dañados, procurando por la integridad del núcleo y el resto de los devanados.</li> <li>• Diseño, suministro, fabricación e instalación de devanados a reemplazar.</li> <li>• Reapriete de conexionado interno.</li> <li>• Secado de núcleo y enrollados en horno con temperatura y vacío.</li> <li>• Suministro y reemplazo de empaquetaduras cuba.</li> <li>• Suministro y reemplazo de nivel de líquido.</li> <li>• Suministro y reemplazo de termómetro líquido.</li> <li>• Suministro y reemplazo de termómetro de imagen térmica.</li> <li>• Envasado de transformador y prueba de estanqueidad.</li> <li>• Pruebas eléctricas:               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Resistencia de aislación enrollados.</li> <li>○ Resistencia de enrollados en todas las derivaciones.</li> <li>○ Relación de transformación en todas las derivaciones.</li> <li>○ Pérdidas en vacío y corriente de excitación.</li> <li>○ Pérdidas en cortocircuito.</li> <li>○ Voltaje aplicado (75%).</li> <li>○ Voltaje inducido (75%).</li> </ul> </li> <li>• Certificados de pruebas y protocolos.</li> </ul>	\$ 15.250.000

### Condiciones generales:

- Impuesto al valor agregado: Los precios indicados son netos y se deberá agregar.
- Forma de pago: Crédito 30 días fecha factura.

Tabla N° 4.8: Costo Reparación Transformador 800KVA V/S Nuevo

# OT	# SOLPE	GCIA.	MAT	DESC MAT	SERIE	PROVEEDOR	COSTO SERV	MONEDA COSTO SERVICIO	USD Costo Servicio	USD Costo Servicio "SAP"	VALOR EQUIPO NUEVO	MONEDA EQUIPO NUEVO	USD Equipo Nuevo	OC
6490708	60009476	TELAVESY AGUA	33030615	TRANSFORMAD	96533	RHONASA	\$ 15.250.000	CLP	19.062,50	Pendiente	\$ 139.895	USD	139.895	5600003196

Tabla N° 4.9: Cotización Reparación de Transformador 7500 KVA

S.I.L. - SANTIAGO PONIENTE

<b>Razon Social :</b> SCM MINERA LUMINA COPPER CHILE		<b>R.U.T. :</b> 99.531.960-8	
<b>Dirección :</b> Av. Andrés Bello 2687 Piso 4		<b>Comuna :</b> Las Condes	
<b>Giro :</b> EXPLOTACION DE OTRAS MINAS Y CANTERAS N.		<b>Nota de venta :</b> 60679	
<b>Fecha :</b> 25-SEP-2023		<b>Con.Venta :</b> 60 días	

Cantidad	Unidad	Código	Detalle	P.Unitario	Total
1	CAJ	7401949	Reparación de Transformador marca Schaffner 7500 KVA 23/3,45 KV serie 74100	90.233.199	90.233.199



Documento Referencia	Folio	Fecha	Razón Referencia	Monto Neto \$	90.233.199
Orden de Compra	4300020689	21-NOV-2022		Monto I.V.A. (19%)	18.284.308
				Monto Total \$	114.517.507

#### 4.4.4 Tabla comparativa Costos mantenimiento Preventivo/Predictivo/ Correctivo (Anual)

Tabla N°4.10: Costos Mantenimiento Preventivo/Predictivo y Correctivo Transformador 800KVA

Mantenimiento	Costo Pesos	Porcentaje
Preventivo	<b>\$131.884.134</b> 3.472,371 UF	100%
Predictivo	<b>\$184.995.606</b> 4.870,741UF	140,27%
Correctivo Transformador Reparado 800KVA	<b>\$526.659.180</b> 13.866,385UF	399,33%
Transformador Nuevo 800KVA	<b>\$643.867.190</b> 16.952,350UF	488,21%

#### **4.4.5 Análisis económico (VAN/TIR/PAYBACK)**

A continuación, se detalla un análisis económico con los gastos y flujos de caja con los indicadores más utilizados como son el VAN(valor actual neto),TIR (Tasa interna de retorno) y el PAYBACK (Plazo de recuperación de la inversión),para los cálculos se consideró una proyección a 3 años y una tasa del 19%;esto es para los distintos tipos de mantenimiento estudiados en el presente trabajo correspondiente al mantenimiento Eléctrico Preventivo/Predictivo/Correctivo para un transformador de Poder de 800KVA del área de Aguas y Relaves Minera Caserones.

##### **4.4.5.1**

##### **Mantenimiento**

##### **Preventivo**

HH Técnicos	100.800.000
Muestras <u>aceite</u>	8.067.374
Medidor R.D.	21.595.110
Termográfica	1.421.650
<b>Total</b>	<b>131.884.134</b>

##### **Flujo caja**

	<b>Egreso</b>	<b>Ingreso</b>	<b>-131.884.134</b>
Total Año 1	131.884.134	197.826.201	65.942.067
Total, Año 2	108.867.374	197.826.201	88.958.827
Total Año 3	108.867.374	197.826.201	88.958.827
<b>Total</b>	<b>349.618.882</b>	<b>593.478.603</b>	
Tasa %	19%		
Payback	243.859.721	es Positivo= Aceptable al primer año	
VAN	\$39.138.536,39	Positivo es rentable	
TIR	36%	TIR=36%>19%	

#### 4.4.5.2

##### Mantenimiento

##### Predictivo

HH Técnicos	100.800.000		
Resistencia	4.688.005		
M.Resist.Aislacion	7.029.218		
Razón			
Transformacion	1.595.633		
Analizador Aislación	70.882.750		
	Egreso	Ingreso	Flujo Caja
Total Año 1	184.995.606	277.493.409	-184.995.606
Total, Año 2	100.800.000	277.493.409	92.497.803
Total, Año 3	100.800.000	277.493.409	176.693.409
Total	386.595.606	832.480.227	
Tasa %	19%		
Payback	445.884.621	es Positivo= Aceptable al Primer año	
		Positivo es	
VAN	\$122.360.973	rentable	
TIR	53%	TIR=53%>19%	Es Rentable

#### 4.4.5.3 Mantenimiento Correctivo Reparado 800 KVA

HH Técnicos	100.800.000		
HH Tec. Izaje	124.800.000		
Maquinarias	282.569.040		
Transformador			
Reparado 800KVA	18.490.140		
	Egreso	Ingreso	Flujo caja
Total, Año 1	526.659.180	789.988.770	-526.659.180
Total, Año 2	508.169.040	789.988.770	263.329.590
Total Año 3	508.169.040	789.988.770	281.819.730
Total	1.542.997.260	2.369.966.310	
Tasa %	19%		
Payback	826.969.050	es Positivo= Aceptable al Primer año	
		Positivo es	
VAN	\$60.873.652,87	rentable	
TIR	26%	TIR=26%>19%	

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES**

Un transformador de poder es un equipo fundamental para el transporte de la energía eléctrica a largas distancia como así también para la distribución de dicha energía a niveles de tensión para la cual fue proyectado; con ello se logra disminuir las pérdidas de energía en la transmisión y adaptarla a niveles de tensión de acuerdo a las necesidades de los usuarios y a los sistemas.

Al ser un transformador un equipo crítico y de gran importancia en cualquier proceso donde se utiliza la energía eléctrica, es imperativo contar con un plan de mantenimiento para garantizar una óptima operación y servicio; aumentando con ello la vida útil del equipo; además de reducir los costos y aumentando la productividad en los distintos procesos. Al estar conscientes de esta importancia, en la prevención para un buen y correcto funcionamiento, es fundamental contar con un plan de mantenimiento preventivo para alargar la vida útil de los equipos y disminuir los costos en reparaciones y detenciones no deseadas. Si llevamos estos costos al rubro de la gran o mediana minería; específicamente en Minera Caserones, donde se obtienen o generan pérdidas de producción debido a la detención de planta por fallas o imprevistos que bordean alrededor de los 53.000 USD por una hora de detención, sin considerar los costos de equipos dañados, reparación y tiempos de traslado; considerando que un equipo o transformador de poder de mediana potencia para nuestro estudio es de 800KVA bordea alrededor de los 20 millones en su reparación y/o cambio por un equipo nuevo puede llegar a los 150 millones dependiendo de su potencia y sin considerar los costos de traslado y cambio; lo que aumenta aún más si se debe gestionar su compra al extranjero en cuyos tiempos de espera podría alcanzar varios meses e inclusive año al ser un equipo exclusivo y de características específicas .Es por estos motivos que es de suma importancia contar con un programa de mantenimiento que nos permita mantener los equipos en excelente estado de mantenimiento para la operación, siendo las distintas técnicas de mantenimiento y las combinación entre ellas fundamentales para el logro de los objetivos.

Dentro los objetivos particulares del presente trabajo se consideró el estudio y su composición del equipo y conocer las fallas más comunes de manera dar un mayor énfasis a dichas anomalías y así evitar detenciones imprevistas del equipo; lo que por general se refleja el sobrecalentamiento ,pérdidas de aislación y pérdidas de líquido refrigerante; siendo esto debido a la falta de mantenimiento una de las causales más recurrentes , ya que para ello es necesario llevar un control y/o un registro de seguimiento en la operación del transformador, niveles de temperaturas enrollados y refrigerante y líquidos refrigerantes, entre las más importantes.

Como segundo objetivo se encuentra el poder desarrollar diversas técnicas de medición y pautas de mantenimiento para la ejecución de los programas de mantenimiento, siendo la más básica lo que se refiere a las inspecciones rutinarias las cuales son la base para diagnosticar diferentes condiciones anormales. Además de las técnicas de un mantenimiento Predictivo eléctrico que detectan posibles fallas insipientes que se originan desde su concepción; estas técnicas son las esenciales en un transformador de poder las cuales se encuentran estandarizadas; como son las **mediciones de resistencia de bobinados**: con lo cual se establece si el circuito equivalente se encuentra equilibrado, lo que es fundamental en un sistema eléctrico trifásico, la **medida de resistencia de aislación**: en la cual se evidencia el estado o la posible pérdida de aislación en el transformador de poder; la **medida de razón de transformación**: en donde se puede evidenciar el número de espiras lado primario y secundario y posibles bobinas en cortocircuito lo que produce una disminución en el voltaje de salida y futura pérdida de aislación en el transformador de poder; **La medida de factor de Potencia y Factor de disipación**; quienes puede entregar los valores de aislación, capacidades y pérdidas de potencia, respecto a los distintos bobinados (Primario-Secundario-respecto a Tierra). **La medida de corriente de excitación** :quien detecta posibles falla en el núcleo del transformador. Finalmente, un **análisis físico/químico del aceite refrigerante**: quien entrega información muy fidedigna del estado del aceite, su resistencia de aislación a través de la medida de rigidez dieléctrica, humedad, color y cromatografía de gases que estipula la posible falla de acuerdo al gas predominante.

Para el análisis de las distintas mediciones, se establecieron las distintas normativas eléctricas mencionadas en los capítulos; aplicando las tablas de medidas recomendadas para el tipo de medición, las cuales, para establecer el buen estado del equipo, debe ser inferior a los niveles establecidos en el caso de gases y mayores en caso de aislación eléctrica y rigidez dieléctrica por dar un ejemplo.

A continuación, se presentan las principales conclusiones fundamentadas del análisis económico y técnico realizado al plan de mantenimiento Preventivo y Predictivo realizado a un transformador de poder en faena Minera Caserones.

### **5.1 Conclusiones Costos Mantenimiento Preventivo a Transformador de Poder**

Para realizar un programa de mantenimiento preventivo a un transformador de poder, se consideró como referencia un transformador de 800 KVA el cual se encuentra en el área de Relaves y aguas de Minera Caserones, realizando un mantenimiento preventivo el cual consta de Inspecciones periódicas, ya sea semanal, mensual, semestral y anual, donde se da mayor énfasis al estado y comportamiento de los distintos variables eléctricas y de operación; como es el registro de temperaturas en los bobinas, presión, niveles de líquido refrigerante y análisis termográfico como además la toma de muestra de aceite refrigerante del transformador. Para ello se consideró los costos de mantenimiento de un equipo de personal Técnico idóneo de la especialidad eléctrica para realizar este tipo de inspecciones, además de personal colaborador especialista para la toma de muestras de aceite y cuyas muestras son tomadas y analizadas en laboratorios de Santiago, donde se realizan un análisis detallado como son los gases y furanos entre otros. También se consideró la compra de 2 instrumentos para realizar un estudio más detallado antes eventuales situaciones de urgencia y llevar un registro más rápido y eficiente que podrían ser crítico para el buen funcionamiento como es la medición de temperatura o imágenes infrarrojas y un analizador de rigidez dieléctrica en los aceites de transformadores; cuyo costo total de mantenimiento a todas las actividades mencionadas son de \$131.884.134 anual. (3.472,37UF).

Para ello se realizó un análisis de costos y evaluación económica para evaluar VAN (valor actual neto), el cual es un indicador financiero que se utiliza para evaluar la rentabilidad y viabilidad del proyecto de inversión; siendo este valor alrededor de 39 mil millones de pesos y un TIR del 36% a una tasa de 19% en 3 años; esto es debido a los altos valores de ingresos,

puesto que en el mercado de la Minería existe una alta rentabilidad y precios de mercado al encontrarse el precio del cobre a 4,15 UDS la libra, obteniendo ganancias considerables al bajar los costos de producción, ya sea a los mantenimiento programados a equipos e instalaciones.

### **5.2 Conclusión Costos Mantenimiento Predictivo a Transformador de Poder**

Para el mantenimiento predictivo a los mismos equipos, se consideró el mismo personal técnico e idóneo de la especialidad eléctrica, pero con un mayor análisis y mediciones de variables eléctricas para realizar un estudio más detallado y detectar desde sus inicios cualquier falla insipiente que podría afectar el buen funcionamiento de los equipos; para ello se adquirió medidores de resistencia eléctrica, medidor de aislación, medidor de razón de transformación de los bobinados y un analizador de aislación o tangente delta para equipos de mayor potencia. Para este tipo de análisis también se consideró los mismos valores de USD dólar y tasa de descuento (19%) a 3 años; donde los costos de mantenimiento Predictivo bordean los \$184.995.606 (4.870,7 UF) y los valores de VAN son alrededor de 122 Millones de pesos y un TIR de 53%, siendo mucho mayor a la tasa de retorno solicitada (19%), siendo factible o entable el proyecto debido a la gran cantidad de ingresos por las variables antes mencionados (Valor del USD y libra de cobre), obteniendo un Playback o retorno dentro del primer año.

### **5.3 Conclusión Costos Mantenimiento Correctivo a un Transformador de Poder**

También se realizó un estudio y análisis económico para el caso de mantenimiento correctivo en caso de cambio de un transformador de poder de 800 KVA, evaluando los valores de reparación de los equipos en instalaciones de empresas especialista del rubro eléctrico como Rhona o Tusan; empresas de gran prestigio a nivel Nacional.

Para este tipo de análisis los costos de reparación y/o cambio de un equipo nuevo depende y fluctúa de acuerdo a los valores de la potencia del equipo y que para un valor o dato específico como, por ejemplo, un transformador de 800KVA los costos de reparación es de \$18.490.140 pesos y uno Nuevo de \$135.698.150; siendo este último aproximado a 7,4 veces el valor de un equipo reparado.

Considerando las mismas variables como USD, tasa de retorno y cantidad de años, se

obtiene un VAN de 60 millones y un TIR de 26 % para un equipo reparado y un VAN de 221 Millones y TIR de 38% para un equipo nuevo. Siendo para los 3 casos un proyecto viable con ingresos o retorno; esto es debido a alto valor de ingreso en el rubro de la minería.

Finalmente se puede concluir que para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos o Transformadores de Poder, es fundamental contar con un plan de mantenimiento eléctrico basados en los distintos tipos y técnicas de mantenimientos Preventivo y Predictivo Eléctrico, integrando cada uno de ellos de manera llevar un control y registro de sus orígenes esto es a través de las distintas técnicas de mediciones y así tratar de dar solución lo más próxima posible, puesto que de acuerdo a este trabajo y estudio, se puede evidenciar que a medida que aumenta su complejidad, ya sea desde una simple inspección, pasando por un análisis más detallado y/o falla; llegando inclusive al cambio del equipo o Transformador, aumenta los costos de mantenimiento, llegando a un valor de 7 veces más en comparación a un equipo reparado en comparación a uno nuevo; esto es sin considerar los tiempo de detención y las pérdidas por no Producción.

## BIBLIOGRAFIA

Conceptos de mantenibilidad, confiabilidad y disponibilidad de activos en la industria Minera. Rendiles Valbuena 2012

Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores de Poder y Mantenimiento Preventivo mediante análisis de líquido aislante (Jorpa Ingeniería SA 2011).

Máquinas Eléctricas /Stephen J Chapman

Norma IEEE C57.12.90-2010 “IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power and regulating Transformers”.

Norma IEEE C57.94 “IEEE Recommended Practice for Installation, Application, Operation and Maintenance of dry.type General purpose Distribution and Power Transformers”.

Norma IEEE C57.104.1991 Guide for the Interpretation of gases generated in oil immersed Transformers.

Norma ASTM D877-02(2007) “Standard Test Method for Dielectric breakdown Voltage of Insulating Liquids using Disk Electrodes”.

Norma ASTM D1533-12 “Standard test Method for Water in Insulating Liquids by Coulometric Karl Fisher Titration.

Norma ASTM D3612-02 (2009) “Standard Test Method for análisis of gases dissolved in Electrical Insulating oil by gas Chromatography”.

Máquina de tratamiento de aceite dielectrico CMM-10.0 (Desgasificador de alto vacio) Globecore GmbH.

Seminario Teórico Practico -Pruebas eléctricas a transformador de Poder (Megger-2012).

[www.electroindustria.cl](http://www.electroindustria.cl) (30/08/2017).

